



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE  
ALLA COMMISSIONE EUROPEA  
SULLO STATO DEI SERVIZI E SULLA REGOLAZIONE  
DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

---

31 luglio 2005

**INDICE**

1	Prefazione .....	3
2	Sommario / Evoluzione nell'ultimo anno.....	5
3	Regolamentazione e performance del mercato dell'energia elettrica.....	14
3.1	Regolamentazione .....	14
3.1.1	Sguardo generale.....	14
3.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	15
3.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	17
3.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	22
3.2	Concorrenza .....	24
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso .....	24
3.2.2	Descrizione del mercato finale .....	28
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	31
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale.....	35
4.1	Regolamentazione .....	35
4.1.1	Sguardo generale.....	35
4.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	35
4.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	39
4.1.4	Accesso agli stoccaggi, riserve di rete ( <i>linepack</i> ) ed altri servizi ausiliari.....	46
4.1.5	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	47
4.2	Concorrenza .....	49
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso .....	49
4.2.2	Descrizione del mercato finale .....	56
5	Sicurezza degli approvvigionamenti.....	60
5.1	Elettricità.....	60
5.2	Gas .....	66
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori .....	71

## 1 PRAFAZIONE

Con la presente relazione l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas fornisce alla Commissione un rapporto sullo stato dei mercati italiani dell'energia elettrica e del gas secondo le disposizioni contenute negli articoli 3, 4, 23(1) e 23(8) della Direttiva 2003/54/CE per il settore elettrico e gli articoli 3, 5 e 25(1) della Direttiva 2003/55/CE.

La struttura del rapporto segue le indicazioni fornite dalla Direzione Generale per l'Energia ed i Trasporti della Commissione Europea. Dopo una breve descrizione del ruolo istituzionale dell'Autorità e della recente evoluzione normativa sul mercato energetico sono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, elettricità e gas.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il 2004 è stato un anno particolarmente significativo essendo entrata in operatività la borsa italiana dell'energia elettrica (IPEX o Italian Power Exchange). Con l'avvio del mercato elettrico nell'aprile del 2004 si è aperta una nuova fase del processo di liberalizzazione. Il nuovo quadro di riferimento dovrebbe fornire agli operatori del mercato segnali di prezzo efficienti in grado di favorire il processo di riconversione degli impianti esistenti ed una spinta decisiva per i molti progetti di costruzione di nuovi impianti. L'esigenza di fornire un quadro economico stabile risultava prioritario soprattutto in seguito ai "distacchi programmati" ed ai *black out* diffusi che avevano caratterizzato gran parte del 2003.

Rimangono tuttavia aperte una serie di criticità strutturali del mercato - come evidenziato dall'indagine condotta dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) - legate al peso dell'operatore dominante ancora molto forte in molte delle aree del Paese nelle quali il mercato elettrico è suddiviso. Sarà quindi necessario monitorare attentamente la fase di transizione verso una piena liberalizzazione per evitare abusi di posizione dominante e strategie commerciali, da parte dell'*incumbent*, che possano creare delle barriere all'entrata per i nuovi operatori.

Si segnala, inoltre, che nel 2004 è stata avviata e conclusa la predisposizione dei provvedimenti per recepire il regolamento CE n. 1228/2003. Con tali provvedimenti l'interconnessione con l'estero del nostro Paese e la risoluzione delle congestioni sono state regolamentate attraverso meccanismi di mercato, secondo le disposizioni degli articoli 5 e 6 del Regolamento. In particolare è stato disposto che le congestioni sulla rete di interconnessione fossero risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita. Questa soluzione consente di selezionare le offerte provenienti dagli operatori esteri sulla base di criteri di efficienza economica.

Per quanto riguarda il mercato del gas si evidenzia un processo di liberalizzazione che stenta a decollare. Le ragioni principali risiedono nella forte concentrazione del mercato e nelle forti rigidità nell'accesso alle reti di trasporto internazionale del gas naturale verso l'Italia. L'integrazione verticale sull'estero delle attività dell'operatore dominante rendono scarsamente contendibile il mercato italiano del gas naturale. Come segnalato nelle indagini condotte emergono elevate difficoltà da parte di nuovi operatori ad entrare nel mercato a causa della scarsa capacità di importazione disponibile occupata dai contratti a lungo termine sottoscritti dall'operatore dominante prima della Direttiva 98/30/CE. L'accesso ai gasdotti transnazionali rappresenta per l'Italia, e più in generale per il mercato

Europeo, un fattore di svolta determinante per realizzare un livello di competitività minimo accettabile.

In entrambi i mercati nazionali dell'elettricità e del gas, i principi di separazione delle attività infrastrutturali rilevanti sono stati adottati anticipatamente rispetto agli obiettivi posti dalle nuove direttive. Sotto il profilo della qualità, la nuova regolazione del mercato elettrico e del gas naturale ha consentito di incrementare sensibilmente la qualità del servizio sull'intero territorio nazionale garantendo a tutti i consumatori italiani una maggiore continuità nella fornitura e l'applicazione di migliori standard commerciali.

Grazie al progressivo raggiungimento di un quadro regolatorio e di mercato più stabile sarà possibile rafforzare la politica di investimento degli operatori di mercato a beneficio di un modello di concorrenza sostenibile per gli utenti del servizio.

## 2 SOMMARIO / EVOLUZIONE NELL'ULTIMO ANNO

### Struttura organizzativa dell'ente di regolazione

#### *Composizione dell'organo collegiale e pianta organica dell'Autorità*

La struttura organizzativa dell'Autorità è stata inizialmente stabilita dalla legge istitutiva, la legge 14 novembre 1995, n. 481. In base ad essa l'organo collegiale era composto da un presidente e da due membri, la pianta organica del personale di ruolo prevedeva 80 unità, affiancate da 40 unità a tempo determinato. La legge 23 agosto 2004, n. 239 ha modificato la struttura organizzativa: l'organo collegiale è stato incrementato di due unità e pertanto è attualmente costituito dal presidente e da quattro membri<sup>1</sup>. Inoltre, con le nuove disposizioni la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità conta 120 unità, mentre la dotazione del personale con contratto a tempo determinato è salita a 60 unità<sup>2</sup>.

#### *Mandato dell'Autorità*

Il mandato dell'Autorità è stabilito nell'articolo 1 della legge istitutiva. Secondo questo articolo l'Autorità deve garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, attraverso un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, mirato a promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori. Il sistema tariffario deve inoltre armonizzare gli obiettivi economici e finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. L'Autorità opera tenendo conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

#### *Poteri*

La legge istitutiva stabilisce che l'Autorità:

- determina e aggiorna le tariffe per gli utenti vincolati;
- definisce le condizioni per l'uso dei servizi di rete e ne assicura l'accesso non discriminatorio tra utenti;
- stabilisce le direttive per la separazione contabile e amministrativa tra le attività svolte dai soggetti regolati;
- definisce i livelli minimi di qualità delle prestazioni e controlla il rispetto degli obblighi;
- verifica e controlla lo svolgimento dei servizi di pubblica utilità da parte dei soggetti;
- risolve le controversie tra utenti e soggetti regolati;

---

<sup>1</sup> A seguito delle dimissioni di un componente (Fabio Pistella), avvenute nel luglio 2004, e della non ancora avvenuta nomina dei due componenti aggiuntivi previsti dalla legge n. 239/04, al 31 luglio 2005 l'Autorità risulta effettivamente composta dal presidente Alessandro Ortis e dal commissario Tullio Maria Fanelli.

<sup>2</sup> Articolo 1, comma 118.

- applica sanzioni ai soggetti regolati nel caso di mancato rispetto dei propri provvedimenti.

#### *Indipendenza e responsabilità*

L'Autorità opera nei settori di propria competenza in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e di valutazione, soggetta unicamente alla normativa comunitaria e agli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

L'Autorità riferisce annualmente al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri mediante la presentazione di una relazione sullo stato dei servizi e sulle attività svolte. L'ultima Relazione annuale è stata presentata il 23 giugno 2005.

La legge n. 239/04, introduce alcune innovazioni e altre precisazioni sul funzionamento e l'operato dell'Autorità. In particolare, la legge prevede che lo Stato possa avvalersi della funzione consultiva dell'Autorità e precisa che qualora l'Autorità non si esprima entro 60 giorni dal ricevimento della richiesta, i relativi atti o provvedimenti possono comunque essere adottati dal Governo. Analogamente, la legge stabilisce che qualora l'Autorità non adotti atti o provvedimenti di sua competenza ai sensi delle leggi vigenti, il Governo potrà, comunque, procedere all'adozione dei relativi provvedimenti.

Con riferimento ai compiti dell'Autorità la legge stabilisce che il Governo indica all'Autorità stessa il quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità dei settori dell'energia elettrica e del gas, corrispondenti agli interessi generali nazionali. Inoltre, dispone che il Consiglio dei ministri può definire indirizzi di politica generale per l'esercizio delle funzioni attribuite all'Autorità. Infine, anticipa a fine giugno (anziché a fine luglio) la scadenza per la presentazione della Relazione annuale.

#### *Sovrapposizioni con altri organi dello Stato*

Il quadro giuridico è abbastanza chiaro e non vi sono sovrapposizioni di competenza con altri organi dello Stato dovute a una ambigua definizione delle funzioni istituzionali. Tuttavia, eccezionalmente, si sono manifestate situazioni in cui le decisioni prese da altre istituzioni hanno inciso sull'attività regolatoria dell'Autorità. Ad esempio, con la recente decisione di modulare nel tempo il pagamento in tariffa elettrica degli oneri generali relativi ai costi non recuperabili delle imprese elettriche, con il fine di ridurre l'impatto del rialzo del prezzo del petrolio nel 2004, il Governo si è parzialmente sovrapposto all'Autorità. Analogamente, la legge 14 maggio 2005 n. 80 sulla competitività ha previsto un regime tariffario agevolato per le forniture in alta tensione destinate alla produzione di alluminio, piombo, argento e zinco e al ciclo cloro soda situate nel territorio della regione Sardegna.

## **Evoluzione dei mercati dell'elettricità e del gas**

### *Domanda e offerta di energia elettrica e di gas*

Nel 2004 la domanda elettrica è cresciuta di appena lo 0,4% rispetto al 2003, anno che era stato anomalo sotto il profilo climatico. Confrontata con anni precedenti, la domanda ha continuato a crescere senza evidenti scostamenti dal percorso storico di lungo periodo, dell'ordine del 2,5% medio annuo. Non si sono ripetuti i problemi di scarsità di offerta verificatisi nell'estate del 2003 nonostante siano diminuite le importazioni di elettricità. È infatti aumentata significativamente la capacità installata ed è migliorata la gestione del

parco elettrico (soprattutto con riferimento ai programmi di manutenzione delle centrali elettriche) con il fine di aumentare la riserva in prossimità delle punte di domanda.

La generazione elettrica è aumentata del 2,2% grazie anche ai maggiori apporti idroelettrici dopo due anni di siccità. A seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti e al completamento dei lavori di conversione di impianti esistenti, il gas ha incrementato il proprio contributo alla generazione elettrica raggiungendo il 43% della produzione lorda (24% nel 1997). È aumentata anche la generazione da carbone (del 16,5% rispetto al 2003), per effetto di un maggiore impiego dei combustibili solidi nelle centrali termoelettriche poli-combustibili. In forte calo, invece, è stata la generazione elettrica da olio combustibile, superata per la prima volta anche dal carbone.

Il mercato della generazione è piuttosto concentrato con i primi 6 gruppi di rilevanza nazionale che coprono l'80% della generazione termoelettrica. Anche il mercato all'ingrosso è relativamente concentrato con 6 operatori che coprono quasi il 60% delle vendite. Sono inoltre in corso processi di fusione ed acquisizione che potranno portare a un ulteriore aumento della concentrazione.

La domanda di gas naturale è cresciuta del 3,8%, essenzialmente in relazione all'aumento della generazione elettrica da gas naturale, superando 80 G(m3) nel 2004. Il continuo calo della produzione domestica (13 G(m3)) ha richiesto un aumento delle importazioni a 67 G(m3), ovvero l'84% del fabbisogno.

Il mercato all'ingrosso è fortemente concentrato con 6 operatori che coprono il 92% delle vendite. Eni ha immesso sul mercato il 66% del fabbisogno nazionale (inclusi i consumi delle società collegate), ma questa cifra sale a quasi l'80% se si includono le vendite fuori frontiera a favore dei suoi concorrenti che hanno poi importato e rivenduto il gas in Italia. Il mercato al dettaglio è invece molto più frammentato con 353 operatori, di cui i primi 4 hanno coperto il 46% delle vendite finali e i primi 41 l'84%. È tuttavia in atto un processo di concentrazione delle imprese che ha prodotto un calo del numero di venditori del 14% nel 2003 e del 18% nel 2004.

#### *Sviluppi normativi*

Tra i più significativi sviluppi normativi avvenuti nel periodo 1 gennaio 2004 – 30 giugno 2005 si segnala la legge di *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia* (legge n. 239/04). Tale legge, in gestazione presso il Parlamento per più di due anni, è stata emanata nell'agosto del 2004 ed è rivolta all'intero settore dell'energia. Essa ha il principale obiettivo di chiarire il quadro delle norme che regolano i rapporti tra le varie istituzioni e fra queste e gli operatori del settore energetico, con il fine di semplificare e snellire i processi autorizzativi e stimolare il processo di liberalizzazione in atto nel rispetto di principi orientati a garantire la tutela della concorrenza, i livelli essenziali delle prestazioni e la sicurezza pubblica.

Una delle finalità primarie della legge riguarda il coordinamento tra amministrazione centrale e amministrazioni regionali e locali. In attesa di una definitiva sistemazione dei rapporti tra Stato e autonomie locali, la legge attribuisce allo Stato il compito di definire gli obiettivi generali e le linee di politica energetica che devono ispirare l'azione dello Stato e delle Regioni e stabilisce i criteri generali per la sua attivazione a livello territoriale, distinguendo i compiti affidati allo Stato da quelli delegati alle autonomie regionali, nonché i meccanismi di raccordo con le autonomie regionali. Sul lato della domanda, la

legge estende le norme sull'apertura del mercato elettrico a tutti i clienti finali a partire dal luglio 2007, come previsto dalla direttiva europea 2003/54/CE e dispone misure a sostegno dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Sul lato dell'offerta contiene precise disposizioni dirette a:

- favorire l'ingresso di nuovi entranti nel mercato del gas, promuovendo gli investimenti in nuove infrastrutture di approvvigionamento e introducendo un regime speciale di accesso ai nuovi terminali di rigassificazione e ai gasdotti di interconnessione;
- facilitare la realizzazione di nuove reti elettriche e linee di interconnessione con un procedimento semplificato;
- rafforzare le norme per affrontare le emergenze elettriche;
- accentuare le azioni di diversificazione delle fonti energetiche anche attraverso la ricerca e lo sfruttamento di idrocarburi;
- favorire la diffusione delle fonti rinnovabili, la generazione elettrica distribuita e l'uso pulito del carbone.

Nel corso dell'anno 2004 sono stati inoltre emanati due decreti ministeriali 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. I decreti impongono 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 di efficienza energetica, attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti.

Tra gli interventi normativi dell'anno trascorso si segnala infine il decreto del Ministero delle attività produttive 6 agosto 2004, relativo alla determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica (*stranded costs*).

#### *Sviluppi nel mercato elettrico*

Nell'aprile 2004, con tre anni di ritardo rispetto alle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha recepito in Italia la direttiva europea 96/92/CE, è stata finalmente avviata la Borsa elettrica. Nel 2004 la partecipazione degli operatori alla contrattazione nella Borsa è stata limitata transitoriamente alle sole offerte di vendita e con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione con una capacità produttiva superiore a 10 MVA. La partecipazione della domanda, con la negoziazione di offerte di acquisto da parte dei clienti finali o loro intermediatori, è iniziata nel gennaio 2005, con 40 soggetti attivi. Come previsto dal decreto legislativo n. 79/99, contestualmente all'avvio della Borsa elettrica, è entrato in attività anche l'Acquirente unico (AU) per l'approvvigionamento di energia elettrica a favore del mercato vincolato. Con il fine di tutelare le fasce più deboli della clientela dal rischio di volatilità dei prezzi di borsa, l'AU ha differenziato i propri approvvigionamenti di elettricità tramite una molteplicità di contratti (bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e import) che, nel periodo aprile-dicembre 2004, hanno ridotto a meno del 20% gli acquisti allo scoperto nella borsa elettrica.

Sul fronte della generazione elettrica, il 2004 ha visto un incremento della capacità produttiva sia per il completamento dei lavori di riconversione di centrali esistenti, sia per la messa in esercizio di nuovi impianti. L'attuale struttura di produzione vede l'ex monopolista con una quota di potenza efficiente netta produttiva superiore al 50% del parco nazionale e con la quasi totalità degli impianti di punta nonché una rilevante quota degli impianti di *mid merit*. Una simile struttura dell'offerta garantisce all'operatore dominante un notevole vantaggio competitivo per la copertura di una parte prevalente del fabbisogno orario in quasi tutte le zone del paese.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel 2004 è stato completato il quadro normativo per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in capo a un unico soggetto. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004 ha stabilito che l'unificazione dovrà essere completata entro il 31 ottobre 2005 e ha introdotto un tetto proprietario del 5% alle società elettriche (elevato al 20% per l'ex monopolista Enel) e un limite, pure del 5%, per gli operatori del settore (quindi anche per Enel) nell'esercizio del diritto di voto per la nomina del Consiglio di amministrazione. Questa operazione è motivata da un'aspettativa di maggiore efficacia nelle attività di programmazione dello sviluppo della rete, nel finanziamento delle nuove infrastrutture e nella conseguente realizzazione dei lavori. Per il 2005, coerentemente con quanto previsto dagli articoli 5 e 6 del regolamento CE n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, è stato disposto che l'assegnazione della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione, per la quota della capacità di trasporto pertinente all'Italia, sia effettuata mediante un meccanismo di asta implicita. Tale metodo era già in uso nel 2004 per la risoluzione delle congestioni nel mercato del giorno prima della borsa elettrica. A tale riguardo si rileva che i gestori delle reti confinanti con l'Italia hanno adottato approcci diversi nell'allocazione della capacità di interconnessione.

A partire dal primo luglio 2004, in coerenza con la direttiva 2003/54/CE sono idonei ad acquistare energia elettrica sul mercato libero tutti i consumatori non domestici. Tuttavia, solo una minima percentuale dei nuovi clienti idonei (quelli con consumi annui inferiori alla precedente soglia di 0,1 GWh) si sono rivolti al mercato libero nel 2004. In particolare, la quantità di energia acquistata sul mercato libero nel 2004 era pari a circa il 60% del mercato libero potenziale (129 contro 215 TWh) e solo il 3% dell'energia consumata dai nuovi clienti idonei con consumi inferiori a 0,1 GWh è stata acquistata sul mercato libero.

#### *Sviluppi nel mercato del gas*

Non vi sono state rilevanti modifiche nel mercato del gas nel corso del 2004. Il decreto legislativo n. 164/00 aveva recepito in anticipo la maggior parte delle disposizioni relative all'organizzazione e funzionamento del mercato contenute nella direttiva europea 2003/55/CE, tra cui anche la completa apertura del mercato, già in atto a partire dal primo gennaio 2003.

In seguito all'istruttoria avviata nel 2001 e alla successiva sentenza di abuso di posizione dominante determinata nel 2002<sup>3</sup>, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) aveva imposto a Eni il potenziamento delle infrastrutture al fine di rimuovere i "colli di bottiglia" all'importazione. Tuttavia, Eni aveva deciso di rinviare detti potenziamenti, in relazione ai programmi di investimento di nuovi entranti in terminali di

---

<sup>3</sup> Provvedimento n. 11421/02 sul caso ENI - Blugas.

rigassificazione per evitare che la realizzazione di potenziamenti sulla rete internazionale e di nuovi terminali determinasse flussi di gas tali da provocare eccessi di offerta di dimensioni incompatibili con il rispetto degli obblighi *take or pay* dei suoi contratti pluriennali di importazione. 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 (*gas release*) a condizioni stabilite dalla stessa AGCM, poi eseguita nell'ottobre del 2004.

Il sistema per scambi/cessioni giornalieri di gas e di capacità sulla rete nazionale, noto come Punto di scambio virtuale (PSV) è attivo dall'inizio dell'anno termico 2003-2004. Concettualmente situato tra i punti di entrata e di uscita della rete nazionale di gasdotti, il PSV facilita le transazioni bilaterali tra gli utenti, consentendo loro di scambiare, cedere e acquistare gas su base giornaliera e anche nel corso dello stesso giorno, ai fini del bilanciamento. In precedenza le transazioni bilaterali venivano effettuate esclusivamente ai punti di entrata nella rete nazionale. Nei primi mesi del 2005, i soggetti coinvolti nelle transazioni al PSV hanno raggiunto un totale di 23. Le transazioni al PSV sono cresciute rapidamente fino a raggiungere il 20% delle transazioni sul mercato secondario, che ammonta a circa il 10% delle forniture totali. Il restante 80% delle transazioni continua a realizzarsi ai punti di entrata nella rete nazionale. Dopo il picco di 270 M(m<sup>3</sup>), raggiunto nell'ottobre del 2004 in corrispondenza all'operazione di *gas release* eseguita dall'Eni, il PSV sembra essersi stabilizzato in attesa di ulteriori sviluppi regolatori che l'Autorità ha in corso di attuazione.

### Principali problemi affrontati dal regolatore

Nell'anno trascorso tra l'inizio di luglio 2004 e la fine giugno 2005 l'AEEG ha emanato circa 240 provvedimenti di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas<sup>4</sup>. Questi erano rivolti per il 53% al settore elettrico e per il 47% al settore del gas. Il loro contenuto normativo si ripartiva indicativamente come nella tavola 1.

**Tavola 1 Contenuto normativo delle delibere dell'Autorità**

Contenuto	Quota %
Condizioni di accesso alle reti	28
Tariffe per il mercato vincolato	21
Indagini, istruttorie e ispezioni	13
Organizzazione del mercato libero	11
Ricorsi e controversie	10
Qualità del servizio	9
Diffide e sanzioni	5
Altri provvedimenti <sup>5</sup>	3
<b>TOTALE</b>	<b>100</b>

<sup>4</sup> Non sono incluse le circa 40 deliberazioni relative all'organizzazione e funzionamento dell'Autorità.

<sup>5</sup> Include delibere relative agli oneri generali elettrici, agli incentivi CIP6, agli *stranded costs*, all'efficienza energetica, ecc.

Con la progressiva ristrutturazione dei mercati regolati, il contenuto dell'attività regolatoria di AEEG si è modificato. Nel seguito si accenna solo ad alcune tra le attività che hanno contraddistinto l'anno trascorso.

#### *Indagini congiunte con l'AGCM*

Nell'anno trascorso sono giunte a conclusione le indagini sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, condotte congiuntamente dall'AEEG e dall'AGCM.

Nel settore dell'energia elettrica, l'indagine si è concentrata sul mercato all'ingrosso dove sono state confermate notevoli 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 di due tipi: regolatorie e strutturali. Gli interventi regolatori sono finalizzati a 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 da Enel, 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".

Nel settore del gas l'indagine porta a concludere che l'ex monopolista pubblico continua a esercitare un forte potere di mercato nel settore, che si esplica soprattutto mediante il controllo dell'attività di approvvigionamento di materia prima. Eni è praticamente monopolista nella produzione nazionale e in maniera diretta o indiretta continua a controllare il mercato delle importazioni di gas in Italia. Infatti, la società è riuscita a rispettare il tetto *antitrust* previsto dal decreto legislativo n. 164/00 (pari a circa il 62% delle immissioni nel 2004) anche attraverso la vendita di gas norvegese all'estero alle società concorrenti Plurigas, Dalmine Energie S.p.A, Energia ed Edison (le cosiddette "vendite innovative"). L'indagine mette in luce le difficoltà sperimentate dai nuovi entranti nel provvedere all'importazione di gas, dal momento che Eni ha sfruttato i suoi diritti sulle infrastrutture di trasporto localizzate all'estero per saturare la capacità di importazione mediante le cessioni di gas ai concorrenti prescelti, ai quali ha consentito anche il necessario trasporto all'estero. L'asimmetria informativa, la mancanza di una disciplina trasparente e non discriminatoria per l'accesso ai gasdotti internazionali e la capacità limitata rendono difficile e oneroso l'accesso di terzi a queste infrastrutture anche per l'utilizzo di eventuale capacità marginale resa disponibile dalla flessibilità dei contratti di importazione take or pay sottoscritti da Eni. Il potere di controllo esercitato da Eni riguarda anche le importazioni realizzate mediante il terminale di rigassificazione di Panigaglia, l'unico attualmente presente in Italia.

#### *Attività nel settore elettrico*

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 ad avviare il monitoraggio delle contrattazioni effettuate in Borsa in base a una serie di indici in grado di rilevare l'esercizio di potere di mercato da

parte dell'operatore dominante<sup>6</sup>. Nel corso del 2004 e all'inizio del 2005, si sono registrati andamenti anomali dei prezzi di Borsa che hanno richiesto opportune modifiche alle modalità di monitoraggio, anche per tenere conto dell'avvio della partecipazione attiva della domanda alle contrattazioni<sup>7</sup>.

L'avvio del dispacciamento di merito economico ha fatto emergere forti differenziali di prezzo causati 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. Queste criticità hanno portato l'Autorità a sviluppare strumenti a termine che consentissero la copertura del rischio di prezzo temporale e spaziale causato dalle congestioni sia a livello interzonale che sulle interconnessioni, anche al fine di favorire l'ingresso di nuovi soggetti e un più efficiente funzionamento del mercato organizzato. Al riguardo, l'Autorità ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio<sup>8</sup> associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico nazionale e tra queste e zone estere sulle distinte frontiere elettriche 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. L'assegnazione degli strumenti di copertura per le transazioni internazionali è avvenuta a titolo gratuito con l'intenzione di trasferire la rendita di congestione sulle interconnessioni ai clienti finali ammessi alla procedura di assegnazione. A decorrere dal 2005 l'assegnazione degli strumenti di copertura per le transazioni nazionali avviene attraverso procedure concorsuali gestite dal GRTN, con precisi vincoli finalizzati a evitare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere di mercato.

Nel corso del 2003 si è concluso il primo periodo di regolazione delle tariffe per l'utilizzo del sistema di trasmissione e distribuzione elettrica. Dopo la consueta procedura di consultazione avviata nel luglio del 2003, all'inizio del 2004 AEEG ha definito i tassi di remunerazione del capitale investito pari al 6,7% annuo reale al lordo delle imposte per la trasmissione e al 6,8% per la distribuzione. Questi valori vanno confrontati con il 5,6% e il 7,4% validi per il precedente periodo. Inoltre, sono stati fissati obiettivi di aumento annuo della produttività pari al 3,5% per la distribuzione e al 2,5% per la trasmissione che tengono conto dei recuperi di efficienza fatti registrare dalle imprese nel primo periodo di regolazione. Infine, nel secondo periodo regolatorio è stato fissato per la prima volta anche il tasso di remunerazione del capitale investito per l'attività di misura e vendita dell'elettricità, pari all' 8,4% annuo.

#### *Attività nel settore del gas*

Nel corso del 2004 si è concluso il primo periodo di regolazione delle tariffe per l'utilizzo delle reti di distribuzione locale del gas e nel 2005 si concluderà l'analogo periodo di regolazione del servizio di trasporto. Dopo la consueta procedura di consultazione, l'Autorità ha definito il valore reale *pre-tax* del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,5% annuo per la distribuzione che va confrontato con l'8,8% del precedente periodo. Il rendimento per il trasporto via tubo nel secondo periodo di

---

<sup>6</sup> Deliberazioni 21/04 e 49/04.

<sup>7</sup> Deliberazioni n. 254/04 e n. 50/05.

<sup>8</sup> Noti come corrispettivi di copertura delle congestioni (CCC), si configurano come *Firm Transmission Rights* nella terminologia anglosassone.

regolazione è stato proposto in un valore tra il 6,2% e il 7,1%, contro il valore attualmente in vigore del 7,9%.

Con la deliberazione n. 22/04, emanata nel febbraio 2004, l'Autorità ha previsto l'istituzione del PSV con modalità di funzionamento conformi ai criteri di bilanciamento stabiliti nel codice di rete, la registrazione delle transazioni con preavviso da periodi brevi inferiori a un giorno fino a un mese, la riduzione della durata minima degli scambi ai punti di entrata da un mese a un giorno. Le operazioni attualmente in corso di preparazione, previste dalla deliberazione n. 22/04 riguardano: la definizione di un contratto standard; un regime di transazioni dirette tra operatori e gestore della rete (SRG); un sistema per la determinazione dei prezzi marginali dall'equilibrio tra domanda e offerta.

Con riferimento alle importazioni attraverso il terminale di rigassificazione di Panigaglia e a seguito del contenzioso tra Gas Natural e GNL Italia S.p.A. (la società del gruppo Eni che gestisce il terminale), AEEG ha disposto condizioni per l'utilizzo del terminale che hanno consentito l'accesso a un maggior numero di utenti nell'anno termico 2004 - 05. Inoltre, alla fine del 2004 AEEG ha avviato una istruttoria conoscitiva sulle modalità con cui è stato gestito il terminale negli anni termici precedenti.

### **3 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

#### **3.1 Regolamentazione**

##### **3.1.1 Sguardo generale**

Il settore elettrico è stato oggetto nell'ultimo quinquennio di una rapida evoluzione organizzativa, spinta dal processo di deverticalizzazione e *unbundling* attivatosi nel paese anche a seguito dell'emanazione della Direttive europea 96/92/CE.

Nel 2004 l'Autorità ha proposto un nuovo sistema di regolazione tariffaria per il periodo 2004-2007 che, coerentemente con quanto previsto già nel precedente periodo regolatorio, si basa su una articolazione verticale tra le attività e si propone di favorire lo sviluppo della concorrenza in tutte le fasi della filiera non soggette, dalla normativa vigente, a vincoli di esclusiva.

La produzione di energia elettrica è un'attività libera anche se sottoposta a obblighi derivanti dalla sua caratteristica di pubblico servizio. Per gli anni antecedenti al 2003, tenendo conto della mancata attivazione del sistema delle offerte (borsa elettrica), si è previsto che l'Autorità fissasse il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato. Con l'avvio dell'operatività del sistema delle offerte il prezzo percepito dai produttori di energia elettrica, indipendentemente che a consumarla siano i clienti del mercato libero o quelli del mercato vincolato, è stabilito da meccanismi di mercato o tramite contrattazione bilaterale.

Le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato e assegnate al Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN). In quanto svolte in regime di esclusiva, esse richiedono un intervento di regolazione mirante a garantire l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, la presenza di incentivi al recupero dell'efficienza e la fissazione di prezzi orientati ai costi. Il perseguimento di tali obiettivi, in particolare l'incentivazione al recupero di efficienza, non può prescindere dalla struttura organizzativa e proprietaria delle infrastrutture. Per il nuovo periodo regolatorio sono state individuate soluzioni in materia di regolazione dei corrispettivi che tengano conto della prevista riunificazione tra proprietà delle infrastrutture di rete e gestione delle medesime.

L'attività di distribuzione è svolta in regime di esclusiva sulla base di concessioni accordate dal Ministro delle attività produttive. Il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione, nel quadro normativo attuale, richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività. Per il nuovo periodo regolatorio è stato di fatto confermato il precedente regime basato sulle opzioni tariffarie offerte dal distributore.

L'attività di vendita dell'energia elettrica è libera. La necessità di garantire sia un'adeguata tutela dei clienti del mercato vincolato, sia il rispetto dell'univocità della tariffa sull'intero territorio nazionale, rende comunque necessario un intervento di regolazione tariffaria da

parte dell'Autorità in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Sulla base delle disposizioni previste per il nuovo periodo regolatorio, i clienti vincolati pagano, nell'ambito della tariffa di vendita, il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente Unico, che dall'1 gennaio 2004 è il garante della fornitura nei loro confronti. Tale costo, trasferito poi ai clienti finali, è determinato come stima del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, tendendo conto di tutte le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico stesso (borsa, contratti bilaterali, contratti per differenze, ecc.). Le tariffe di vendita includono la remunerazione del servizio di commercializzazione della vendita che, rispetto al precedente periodo regolatorio, è stato distinto da quello di commercializzazione della distribuzione.

La misura dell'energia elettrica, pur essendo un'attività potenzialmente libera, in considerazione dell'attuale assetto organizzativo e regolatorio richiede l'introduzione di meccanismi di regolazione tariffaria a tutela degli utenti di tale servizio. Solo in seguito all'avvio del processo di apertura alla concorrenza della misura, la sua regolazione tariffaria potrà essere gradualmente rimossa.

Dal 1 luglio 2004 tutti i consumatori non domestici sono liberi di scegliere il proprio fornitore. A partire dal luglio 2007 l'apertura del mercato nel settore della vendita, per effetto della normativa europea, riguarderà anche i clienti domestici.

A fronte di una domanda potenziale del settore idoneo pari a 215 TWh (circa l'80% dei consumi nazionali al netto degli autoconsumi), al 31 dicembre 2004 i clienti idonei risultavano aver esercitato il diritto all'idoneità, approvvigionandosi sul mercato libero, per una quota pari a circa il 60% del potenziale, ovvero per 129 TWh.

**Tavola 2 Apertura del mercato elettrico**

Anno	Soglia consumi GWh/anno	% Apertura del mercato (esclusi autoconsumi)
1999	30 (da gen. 1999)	33
2001	20 (da gen. 2000)	47
2003	9 (da gen. 2002) 0,1 (da mag. 2003)	70
2005	tutti i clienti non domestici (da lug. 2004)	80
2007	(da lug. 2007)	100

### 3.1.2 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

Il mercato elettrico all'ingrosso è stato disegnato come mercato zonale dal lato dell'offerta per tener conto delle congestioni di rete; la presenza di vincoli alla trasmissione dell'energia elettrica sulla rete determina quindi la possibile separazione del mercato, in cui i produttori competono, in zone di dimensione inferiore al mercato nazionale. Le offerte di vendita nel mercato centralizzato (mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento) sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete mentre le offerte di acquisto

accettate sono valorizzate, indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, ad un prezzo unico nazionale (PUN), determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi. In questo modo la riconciliazione dei flussi di energia con i vincoli di rete rilevante si svolge in parte nei sotto mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento) riducendo l'impatto economico sul mercato dei servizi di dispacciamento dove avviene la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio fisico tra energia offerta e domandata. Sia i soggetti che partecipano al mercato del giorno prima sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN e i prezzi zionali di vendita, ovvero alla variabilità del valore del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto determinato dall'emergere di congestioni sulla rete nazionale. Per coprire i rischi legati a tale variabilità l'Autorità ha previsto per l'anno 2005 l'introduzione di strumenti di copertura dei costi di congestione (i cosiddetti CCC) che sono stati assegnati dal GRTN attraverso procedure concorsuali. Si tratta di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto ed il PUN, ovvero riferiti al valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

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, hanno individuato, tra i possibili metodi compatibili con quanto previsto dal regolamento per la gestione delle congestioni transfrontaliere, il metodo d'asta implicita. In particolare è stato disposto che le congestioni sulla rete di interconnessione fossero 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 Mercato del Giorno Prima (MGP).

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 dall'Autorità 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, anche all'energia elettrica importata in esecuzione degli scambi transfrontalieri. Tale corrispettivo è orario ed è 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. Per consentire agli importatori di coprirsi dal rischio di volatilità del differenziale di prezzo tra le zone virtuali estere che caratterizzano le frontiere elettriche e le zone italiane ad esse adiacenti l'Autorità ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura, i cosiddetti CCCI (Corrispettivi di

copertura delle congestioni sull'interconnessione). Tali strumenti sono stati assegnati a titolo gratuito e pro-quota tra i richiedenti al fine di trasferire la rendita di congestione sulle interconnessioni direttamente ai clienti finali italiani ammessi alla procedura di assegnazione. In questo modo gli importatori possono utilizzare le linee di interconnessione senza pagare alcun costo di congestione fino alla zona di immissione italiana.

### 3.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Il decreto legislativo 79/99 di attuazione della direttiva 96/92/CE ha disposto, secondo il modello dell'*Independent System Operator* (ISO), la separazione proprietaria tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale affidata ad un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete rimaste in capo agli operatori. La società Terna, controllata dall'ex-monopolista Enel per una quota pari al 29,99%, possiede attualmente oltre il 90% degli *asset* afferenti alla rete di trasmissione nazionale mentre le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica per un totale di 12 imprese. Il modello adottato in Italia ha mostrato tuttavia inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore delle reti e i proprietari della medesima. Ciò ha indotto il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione. Si veda il paragrafo sull'*Unbundling*.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione il citato decreto 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 all'ex monopolista *Enel* la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale dove le stesse imprese servono almeno il 20% delle utenze oppure in ambiti territoriali contigui con il prerequisite, in questo caso, di servire almeno 100.000 clienti. Attualmente i gestori di reti di trasporto a livello locale sono 173.

### Tariffe di trasmissione e distribuzione

Il sistema tariffario italiano, dall'entrata in operatività dell'Autorità, è stato concepito secondo il modello incentivante del *price cap*, espressamente previsto dalla legge istitutiva del regolatore italiano (legge n. 481/95). Il periodo regolatorio è pari a quattro anni. La legge n. 290/03 ha successivamente integrato i criteri a cui l'Autorità è chiamata ad attenersi nella fissazione delle tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico. All'inizio del secondo periodo regolatorio (2004-2007) i livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione e distribuzione sono stati fissati in base ai costi riconosciuti (costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e una congrua remunerazione del capitale investito).

Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità ha fatto riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti, come rilevati nell'anno 2001 e riportati al 2004 tenendo conto dell'inflazione e dei recuperi di efficienza richiesti. A questi costi sono stati sommati, nella misura del 50%, i maggiori recuperi di produttività realizzati dagli esercenti rispetto all'obiettivo (4% annuo) previsto nel primo periodo di regolazione, calcolati facendo riferimento alla differenza tra costi unitari riconosciuti ed effettivi al 2001. Tali maggiori recuperi sono stati poi ponderati per le quantità stimate per il 2004.

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori per il periodo 2004-2007 è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio. Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità ha utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio. Quale tasso delle attività prive di rischio si è deciso di utilizzare la media di 12 mesi (1 gennaio 2003 - 31 dicembre 2003) dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. I livelli dei parametri  $\beta$ , che misurano il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività, sono stati fissati dall'Autorità tenendo conto dei valori riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e delle caratteristiche del mercato italiano dell'energia elettrica.

**Tavola 3 Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto**

Parametro	Descrizione	Trasmissione	Distribuzione
$r_f$	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,25	
$B levered$	Rischio sistematico dell'attività	0,55	0,6
$Pr$	Premio di mercato (%)	4	
$Kd (nominale)$	Rendimento capitale di debito (%)	4,7	
$T$	Aliquota fiscale (%)	40	
$Tc$	Scudo fiscale (%)	33	
$Rpi$	Inflazione tendenziale media (%)	1,7	
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale (%)</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>

Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007, l'Autorità aggiorna annualmente le tariffe e i parametri tariffari per i servizi di trasmissione e distribuzione secondo il meccanismo del *price cap*, applicato alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi (compresi gli ammortamenti), secondo quanto previsto dalla citata legge n. 290/03. Nel primo periodo regolatorio il meccanismo del *price cap* era stato applicato anche alla remunerazione del capitale. Il livello di recupero programmato di produttività (*X-factor*) è stato fissato pari al 2,5% per la trasmissione e al 3,5% per la distribuzione. Le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito sono aggiornate annualmente tramite la revisione del capitale medesimo sulla base della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Ufficio Centrale di Statistica, e tenendo conto degli investimenti netti effettuati nell'anno precedente dalle imprese. Allo scopo di sostenere gli investimenti di sviluppo

della rete di trasmissione nazionale (anche come conseguenza delle criticità emerse a seguito del black-out generalizzato del 28 settembre 2003) l'Autorità ha previsto di applicare, in sede di revisione annuale delle tariffe, un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali, rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto in generale al servizio di trasmissione, per gli interventi di sviluppo della rete portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono.

Mentre per il servizio di trasmissione la tariffa è definita direttamente dall'Autorità, per il servizio di distribuzione le imprese possono presentare alla loro clientela diverse opzioni tariffarie nel rispetto di alcuni vincoli definiti dalla stessa Autorità.

### **Regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica**

La legge n. 481/95 delinea il quadro generale e le funzioni assegnati all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi in materia di qualità dei servizi:

- a) definizione dei livelli specifici e generali di qualità del servizio,
- b) imposizione di indennizzi automatici a favore degli utenti nel caso non siano rispettati i livelli di qualità del servizio fissati dall'Autorità,
- c) valutazione, al fine della determinazione del *price-cap*, dei recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati.

Su fronte della continuità del servizio elettrico, la regolazione che incentiva la riduzione della durata delle interruzioni, introdotta nel 2000, è stata confermata dall'Autorità per il secondo periodo di regolazione (2004-2007).

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 finanziarie da assegnare alle imprese distributrici. E' prevista un'apposita componente tariffaria per coprire il saldo netto annuale tra incentivi e penalità che, con riferimento all'anno 2003, è risultato pari a 202 milioni di euro.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe - superiori a tre minuti - per cliente allacciato in bassa tensione), calcolato su base biennale escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a danni provocati da terzi o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale.

La durata complessiva di interruzione per cliente, considerando tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, è passata da 192 minuti persi del 1999 a 91 minuti persi nell'anno 2004. Il numero di interruzioni per cliente è passato da 3,9 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,5 interruzioni per cliente nel 2004, migliorando del 35% rispetto al 1999.

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% e quelle del Centro pari al 58% rispetto all'anno 1999, contro il 31% 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.

**Tavola 4 Continuità del servizio elettrico**

Indicatori	1999	2000	2001	2002	2003 <sup>(A)</sup>	2004
Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione ( <i>minuti persi per cliente</i> )	192	187	149	115	104	91
Numero di interruzioni all'anno per cliente in bassa tensione	3,8	3,6	3,1	2,8	2,6	2,5

(A) esclusi distacchi programmati e black-out

**Tavola 5 Regolazione dei gestori di rete**

	Numero di società regolate	Stima della tariffa di trasporto (Euro/MWh)		
		Ig	Ib	Dc
Trasmissione	13 (società proprietarie)	3,27	3,50	67,23 <sup>(A)</sup>
Distribuzione	173	5,83	37,61	

(A) Il valore include anche il recupero dei costi di commercializzazione della vendita

## Bilanciamento

Le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico sono state emanate dall'Autorità con la delibera n. 168 del 2003 e successive modifiche e integrazioni. Il GRTN ha poi definito le regole per il dispacciamento, soggette ad approvazione da parte dell'Autorità medesima.

Il mercato per il servizio di dispacciamento consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale. Nel sistema elettrico italiano questo rappresenta quindi l'unico mercato organizzato di contrattazione spot dell'energia elettrica.

Il GRTN seleziona le unità di produzione e di consumo abilitate alla fornitura delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni, la riserva e il bilanciamento, oltre che in funzione dell'ordine di merito economico, anche in funzione:

- delle caratteristiche tecniche di tali unità;
- della localizzazione delle unità (di produzione e di consumo) sulla rete rilevante.

Sono dunque queste le due variabili che identificano, in massima parte, i nessi di sostituibilità delle unità di produzione e di consumo nella fornitura dei vari servizi di dispacciamento, corrispondenti tecnicamente alla cd riserva secondaria, riserva terziaria, servizi di bilanciamento e risoluzione delle congestioni.

I requisiti tecnici che devono essere soddisfatti dalle unità di produzione e di consumo, per essere abilitate alla fornitura dei servizi di dispacciamento, non sono omogenei tra loro. In particolare:

- i requisiti tecnici richiesti alle unità di produzione e di consumo per la fornitura delle risorse necessarie alla risoluzione delle congestioni a programma sono un sottoinsieme dei

requisiti tecnici necessari per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva terziaria e il bilanciamento;

b) i requisiti tecnici necessari per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva terziaria e il bilanciamento sono a loro volta un sottoinsieme dei requisiti per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva secondaria.

Esiste dunque una gerarchia "qualitativa" che rende le predette risorse tecnicamente sostituibili solo in un senso, si parla, infatti, di "sostituibilità unidirezionale":

*riserva secondaria ⇒ riserva terziaria e bilanciamento ⇒ risorse per la risoluzione delle congestioni*

L'intervallo di bilanciamento è pari a 60 minuti per i clienti finali e i piccoli produttori che non presentano offerte di risorse per il bilanciamento, 15 minuti per tutti gli altri produttori.

Le risorse per la riserva sono approvvigionate su scala nazionale nel rispetto dei vincoli di riserva di carattere zonale (continente, isole) nonché dei vincoli di trasporto tra macro aree. A livello di aggregati zionali esiste la possibilità di interazione che invece è esclusa con riferimento ai paesi confinanti. Il GRTN comunica con cadenza giornaliera e su base oraria i vincoli di trasporto tra le zone.

Il mercato per il servizio del dispacciamento chiude alle ore 15. Nel mercato italiano non è prevista la possibilità di aggiustamenti infra-giornalieri.

Mediamente il prezzo di sbilanciamento è stato pari a 100 €/MWh.

La liquidazione delle partite economiche relative al bilanciamento avviene nel secondo mese successivo a quello di competenza.

Per quanto riguarda le condizioni di fornitura da parte del GRTN del servizio di bilanciamento, l'Autorità ha definito le metodologie di calcolo dei:

- corrispettivi di sbilanciamento, che valorizzano l'energia immessa/prelevata in un punto di dispacciamento in eccesso/difetto rispetto al programma di immissione/prelievo;
- corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, che puniscono gli operatori selezionati nei mercati dei servizi di dispacciamento che non eseguono gli ordini del GRTN;
- corrispettivi di non arbitraggio, che puniscono gli operatori in prelievo che sfruttano il differenziale tra prezzo zonale e prezzo unico nazionale, compiendo operazioni di arbitraggio tra il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento.

Allo scopo di agevolare i piccoli produttori l'Autorità ha introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati a fonti rinnovabili. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
- per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e per gli 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, non si applicano gli oneri di sbilanciamento – sono esclusi dall'esenzione gli impianti che godono di ulteriori incentivi ai sensi della normativa in essere – .

### 3.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

Come ricordato in precedenza, la legislazione italiana ha in un primo tempo introdotto la separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione italiana. Questa separazione è in via di superamento con le attese operazioni di riunificazione tra il ramo di attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) dedicato alla trasmissione e al dispacciamento e la società TERNA, proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale, e di successiva privatizzazione del nuovo soggetto così costituito.

L'operazione prevede l'ingresso da parte della Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (un'amministrazione dello Stato dotata di propria personalità giuridica e di autonomia ordinamentale, organizzativa, patrimoniale e di bilancio, che svolge attività e servizi di interesse economico generale) nel capitale sociale di TERNA, attualmente detenuto dall'ex monopolista Enel, per una quota pari al 29,99% e l'acquisizione del ramo di azienda del GRTN relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. All'esito di tale operazione la quota di Enel nel nuovo soggetto sarebbe pari a circa il 5% del capitale azionario. Si ricorda che la Cassa depositi e Prestiti detiene inoltre il 10,25% del capitale sociale di Enel mentre circa il 22% è posseduto direttamente dal Ministero dell'economia<sup>9</sup>. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che, in data 22 giugno 2005, ha aperto un'istruttoria in quanto ha ritenuto che “... l'operazione medesima sia suscettibile di determinare la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante sul mercato di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato dei servizi di dispacciamento” .

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, il decreto di attuazione della direttiva 96/92/CE ha previsto la separazione societaria per le imprese distributrici con più di 300.000 clienti finali con riferimento alle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati. Sia l'ex monopolista sia le grandi municipalizzate, in quanto imprese verticalmente integrate nel periodo antecedente all'avvio del processo di liberalizzazione, hanno pertanto creato società separate per l'attività di vendita ai clienti idonei e per l'attività di distribuzione e vendita ai clienti del mercato vincolato.

---

<sup>9</sup> Il 7 luglio 2005 si è concluso il collocamento della quarta tranche di ENEL; la partecipazione diretta del Ministero dell'economia nell'azienda è scesa pertanto dal 31 al 22%.

**Tavola 6 Attuale disciplina dell'unbundling in Italia per il settore elettrico**

	<b>Separazione contabile</b>	<b>Separazione gestionale/amministrativa</b>	<b>Separazione societaria</b>	<b>Separazione proprietaria</b>
<b>DSO &lt; 300.000 clienti</b>	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Facoltativa	Facoltativa
<b>DSO &gt; 300.000 clienti</b>	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria per distribuzione e vendita ai vincolati	Facoltativa
<b>TSO</b>	Obbligatoria	Non rilevante	Obbligatoria	Obbligatoria ma in via di superamento

Nel 1999 l'Autorità ha introdotto una direttiva per le separazioni amministrativa e contabile, aggiornata e semplificata nel 2001, con l'obiettivo di rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica, e di consentire la verifica dei costi delle singole prestazioni assicurando tra l'altro la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta per area geografica e per categoria di utenza. Le attività oggetto del provvedimento sono le seguenti:

- produzione dell'energia elettrica;
- trasmissione dell'energia elettrica;
- dispacciamento dell'energia elettrica;
- distribuzione dell'energia elettrica;
- misura dell'energia elettrica;
- vendita dell'energia elettrica;
- attività elettriche estere;
- attività gas;
- attività diverse.

Ai fini della separazione amministrativa le gestioni delle attività elencate devono essere considerate autonome, come se le stesse attività fossero svolte da imprese separate; inoltre le procedure del controllo di gestione adottate devono consentire la rilevazione di eventi e situazioni che possono produrre effetti sullo stato patrimoniale e sul conto economico delle singole attività.

Ai fini della separazione contabile i soggetti a cui si applica la direttiva sono tenuti a redigere conti annuali (stato patrimoniale e conto economico) separati per attività. Questi conti sono riservati all'Autorità e sono sottoposti a revisione ai fini della certificazione. La relazione di certificazione attesta la corretta applicazione della direttiva ed evidenzia eventuali riserve ed eccezioni. L'Autorità ha stabilito criteri per la definizione dei *servizi comuni* ovvero delle componenti patrimoniali ed economiche non attribuibili dal soggetto alle singole attività (es: pianificazione e controllo di gestione, servizi di ingegneria e costruzione, servizi immobiliari, servizi del personale, ecc.) e delle *funzioni operative condivise* ovvero delle componenti patrimoniali ed economiche condivise da almeno due attività (es: funzioni commerciali e di vendita, funzioni tecniche e di manutenzione,

funzioni condivise di misura, ecc.). La direttiva fornisce indicazioni per l'attribuzione alle singole attività dei costi e dei ricavi dei servizi comuni, delle funzioni operative condivise, degli oneri e dei proventi finanziari e delle imposte dirette. Sono previste semplificazioni ed esenzioni dagli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese minori e le imprese che operano prevalentemente in una sola attività della filiera elettrica.

La normativa italiana ad oggi non prevede che il gestore del sistema di distribuzione predisponga un programma di adempimenti contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori nei confronti dei clienti. Non esiste quindi un organo responsabile del controllo di questo programma (*compliance officer*). Non esistono nemmeno obblighi per la scelta della ragione sociale della società di vendita collegata ad una società di distribuzione: le due società possono pertanto condividere lo stesso *brand* (es. Enel Distribuzione e Enel Energia, Aem Elettricità e Aem Energia, Asmea e Asm Energy). Spesso condividono anche la stessa sede e lo stesso sito web.

## 3.2 Concorrenza

### 3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

La richiesta di energia elettrica sulla rete italiana nel 2004 ha raggiunto i 322 TWh ed è stata soddisfatta per l'85,8% dalla produzione nazionale e per il restante 14,2% dalle importazioni nette. I consumi si sono attestati sui 301 TWh in aumento di un modesto 0,5% rispetto al 2003, a fronte di un tasso di crescita sostenuto nel periodo 1997-2004 (2,5% in media d'anno) grazie ad un continuo incremento dell'intensità elettrica. L'arresto registrato nel corso del 2004 è da imputare ad un riassorbimento del forte incremento registrato nell'anno precedente dovuto alle elevate temperature estive. Proprio il periodo estivo, a causa della progressiva penetrazione dei sistemi di condizionamento, presenta la maggiore dinamica di fabbisogno, con punte che nel corso del 2005 potrebbero superare i picchi invernali.

Le importazioni di energia elettrica sono diminuite del 9,8% nel 2004 rispetto al 2003, in controtendenza rispetto all'evoluzione degli ultimi anni (2,2% il tasso di crescita medio annuo nel periodo 1997-2004). La flessione del 2004 dipende essenzialmente dai provvedimenti di riduzione della massima capacità di trasporto sulla rete d'interconnessione, adottati in seguito al *blackout* del 28 settembre 2003. Questa è stata concordata dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) con i gestori di rete confinanti. A partire dal 1 gennaio 2004, con riferimento alla frontiera settentrionale, il valore di *Net Transmission Capacity* (inverno-giorno) è stato posto pari a 6.050 MW a cui vanno aggiunti 300 MW in importazione dalla Grecia all'Italia. In seguito all'entrata in esercizio della nuova linea d'interconnessione S. Fiorano - Robbia, avvenuta il 23 gennaio 2005, sono stati definiti i nuovi valori di NTC su ciascuna frontiera: la capacità massima di trasporto sulla frontiera settentrionale è salita pertanto a 7.150 MW (inverno-giorno).

Il parco di generazione italiano sta subendo un forte processo di ammodernamento. 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% delle nuove autorizzazioni si concentra nella zona nord del paese, dove è già concentrata il 53% circa della potenza efficiente netta esistente. Osservando i dati del periodo 2001 - 2004 si può già evidenziare una maggiore crescita della capacità installata

rispetto a quella della punta di fabbisogno, oltre ad un progressivo cambiamento tecnologico del parco attraverso la dismissione di impianti a olio combustibile a fronte di una massiccia entrata di cicli combinati a gas naturale.

Rispetto alle difficoltà di copertura del carico manifestatesi nell'estate del 2003, l'entrata in esercizio di nuovi impianti, la maggiore disponibilità degli impianti termoelettrici e la migliore idraulicità degli impianti idroelettrici hanno permesso di soddisfare con adeguati margini di riserva la domanda di energia elettrica nel corso del 2004, pur a fronte di una minore capacità di importazione e un più alto carico.

In termini di struttura proprietaria, il parco impianti italiano presenta un'elevata concentrazione, con Enel che conserva ancora nel 2004, a conclusione del processo di dismissione, più del 50% della capacità di generazione nazionale. Il confronto con i maggiori concorrenti risulta particolarmente penalizzante nella disponibilità del parco idroelettrico.

In termini di energia generata emerge però una diminuzione della produzione del gruppo Enel (che passa dal 49,2 al 43,9% della produzione nazionale) a fronte di un generalizzato incremento degli altri principali produttori, in termini sia assoluti, sia percentuali. Le mutate quote di generazione per società, riscontrabili nel 2004 rispetto all'anno precedente, 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 riduzione delle quantità al fine di incrementare i prezzi 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 S.p.A. (9% della produzione nazionale) e di Endesa Italia S.p.A. (7,4% della produzione nazionale) il cui parco termoelettrico si sta oramai avviando al completo rinnovamento.

Oltre a queste, il gruppo Eni è cresciuto sensibilmente (6,0% della produzione nazionale) grazie alla realizzazione da parte di Eni Power S.p.A. di nuove centrali elettriche cogenerative. Stabile la quota del gruppo Edison con il 12,1% della produzione nazionale.

**Tavola 7 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

	Domanda Totale (TWh)	Domanda di Punta (GW)	Capacità installata (GW)	N. di società con una quota > 5% nella generazione	Quota % delle tre maggiori società nella generazione
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	322,0	53,6	79,5	5	65,0

Relativamente alle modalità di funzionamento del mercato elettrico l'elemento di maggiore rilevanza che ha caratterizzato il 2004 è stata l'entrata in funzione, a partire dal 1 aprile, del sistema delle offerte (che però in questa prima fase non ha consentito una partecipazione attiva della domanda, rinviata al 2005). La Borsa si compone di un mercato del giorno prima (MGP), un mercato di aggiustamento (MA) e un mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Su quest'ultimo mercato il GRTN si approvvigiona dei servizi ancillari necessari a garantire l'equilibrio del sistema. Le offerte sono presentate dagli utenti del dispacciamento il giorno prima dell'esecuzione fisica delle transazioni. 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 nel MSD non sono remunerate al prezzo di equilibrio, ma al prezzo della singola offerta (asta discriminatoria o *pay as bid*).

Su questo mercato, diversamente dai suoi concorrenti, Enel è l'unica società a presentare una ripartizione delle quote su più segmenti di servizi che costituiscono il MSD, a riprova della asimmetria strutturale che connota il parco elettrico nazionale.

Relativamente al MSD in aggregato, l'indicatore di struttura che è possibile fornire è un'analisi, relativa al periodo 1 aprile - 30 settembre 2004, della quota di mercato costruita sulle offerte accettate sull'intero MSD a programma. Nelle zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sud, si evidenzia una posizione dominante di Enel, sia per le offerte a salire che per le offerte a scendere e tanto per le ore piene quanto per le ore vuote. Tranne al Nord, Enel detiene in tutte le ore piene una quota compresa tra il 48 ed il 94% con riferimento alle offerte accettate sia a salire che a scendere; nel Nord, invece, ha una quota dal 30 al 44% a scendere e dal 63 al 78% a salire.

Con riferimento invece al MSD in tempo reale e in particolare alla copertura dei margini di riserva secondari, si evidenzia che Enel (sempre nel periodo 1 aprile - 30 settembre 2004) è l'operatore dominante nella fornitura di servizi di riserva secondaria nel Continente (con quote pari al 71% nelle ore piene e al 68% nelle ore vuote). Endesa è l'operatore dominante in Sardegna (con quote pari al 75% e 69% rispettivamente nelle ore vuote e nelle ore piene). In Sicilia, invece, EdiPower ha garantito la copertura di una quota poco inferiore all'80% del fabbisogno di riserva secondaria.

Relativamente alla riserva terziaria Enel riveste il ruolo di operatore dominante nelle zone continentali, sebbene sia esposta ad un certo grado di competizione nelle zone Nord e Centro nord da parte di Edison ed Endesa. La quota di mercato di Enel nelle zone Nord, Centro nord, Centro sud e Sud scende raramente al di sotto del 65%.

Passando dall'analisi dei servizi ancillari ad uno sguardo più generale delle modalità di contrattazione dell'energia si rileva come la borsa elettrica IpeX sia divenuta operativa

solamente a partire dal 1 aprile 2004. Negli anni precedenti le contrattazioni sono quindi da considerarsi interamente bilaterali, anche se con diverse modalità sia sul mercato libero che su quello vincolato.

**Tavola 8 Mercato dell'energia elettrica (TWh)**

	Consumi totali	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward</i>	Contrattazione bilaterale OTC <sup>(A)</sup>
2002	310,7	0	0	310,7
2003	320,7	0	0	320,7
2004	322,0	67,3	0	254,7

(A) OTC include: contratti bilaterali con produttori nazionali, importazioni, energia incentivata (CIP6), TEM<sup>10</sup>, STOVE

Per quanto riguarda il 2004, invece, un quadro completo delle modalità di approvvigionamento di elettricità in Italia è descritto in tabella 9. In essa vengono riportati gli scambi effettuati nel sistema delle offerte, quelli bilaterali relativi alle importazioni, le assegnazioni di energia CIP6 (generazione incentivata da fonti rinnovabili e assimilate) da parte del GRTN, l'energia scambiata sullo STOVE (sistema di approvvigionamento gestito dal GRTN per il bilanciamento a programma di domanda e offerta precedentemente alla partenza del sistema delle offerte) e la 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. Tutte le forme di approvvigionamento sopra indicate riguardano 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 fisicamente energia ad altri soggetti (tipicamente grossisti o consumatori finali). A questo livello di contrattazione la somma dei volumi di vendita, attraverso le diverse forme, corrispondono alla generazione destinata al consumo nazionale al netto dei quantitativi autoconsumati.

**Tavola 9 Struttura dell'approvvigionamento di energia elettrica per l'anno 2004 (TWh)**

<b>Fabbisogno (inclusi pompaggi)</b>	<b>332,3</b>
Autoconsumi	21,0
Energia netta venduta sul sistema delle offerte	67,3
Importazioni	45,6
CIP6 e altri ritiri obbligati GRTN	56,7
STOVE	50,4
Bilaterali fisici	91,3

<sup>10</sup> TEM (Team Energy Management) era la struttura creata da ENEL alla quale partecipavano ENEL Produzione, ENEL GreenPower e le tre Gencos (Elettrogen, Interpower e Eurogen) per la trasmissione al GRTN degli elementi informativi a quest'ultimo necessari per definire e garantire il dispacciamento passante dell'energia necessaria alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato prima dell'avvio del sistema delle offerte.

Sul fronte dell'integrazione tra il mercato italiano e quelli dei paesi confinanti si rileva come il forte differenziale di prezzo tra il mercato nazionale e quelli esteri porti alla saturazione delle linee di interconnessione in importazione verso l'Italia. Gli elevati scambi di energia con i paesi confinanti non determinano quindi una reale integrazione dei mercati a causa della persistente congestione di vincoli di trasmissione, che non consentono un allineamento del prezzo italiano a quello degli altri mercati. Ciò è riflesso dalla limitata correlazione tra il prezzo sulla borsa italiana e i prezzi sulle altre borse europee nel periodo aprile 2004 – giugno 2005, come riportato in tabella 10.

**Tavola 10 Indici di correlazione dei prezzi dei *day ahead market* europei (1 aprile 2004–30 giugno 2005)**

	EXAA	APX	EEX	PowerNext	OMEL	IPEX
EXAA	100%					
APX	59%	100%				
EEX	93%	57%	100%			
PowerNext	94%	57%	92%	100%		
OMEL	61%	35%	61%	67%	100%	
IPEX	69%	43%	66%	68%	52%	100%

Relativamente alle operazioni di fusione e acquisizione è rilevante infine considerare l'operazione di acquisizione di Edison da parte di un'alleanza paritetica tra Edf e Aem Milano. Questa potrebbe creare nel tempo un nuovo scenario sul mercato nazionale dell'energia con il consolidamento di un nuovo soggetto in contrapposizione ad Enel. Aem Milano possiede infatti capacità installata propria e una quota pari al 20% della capacità di Edipower, nella quale Edison a sua volta dispone del 50% della capacità sulla base del contratto di tolling stipulato tra i soci industriali dell'ex-genco. Il nuovo gruppo che si andrebbe a formare rafforzerebbe quindi la struttura oligopolistica dell'offerta, dove Edison risulta essere il secondo operatore a livello nazionale. Inoltre, l'incentivo da parte di Edf- Aem a mantenere elevati i prezzi di Borsa per recuperare l'ingente spesa sostenuta per l'operazione, potrebbe comportare un rischio di collusione con l'operatore dominante.

### 3.2.2 Descrizione del mercato finale

La vendita di energia elettrica ai clienti finali deve ripartirsi tra vendita sul mercato vincolato (che include tutti i clienti domestici e i clienti idonei non domestici che hanno scelto di continuare ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate) e vendita sul mercato libero (che include i clienti non domestici che hanno scelto di cambiare il proprio fornitore).

I soggetti che vendono energia elettrica sul mercato vincolato sono le società di distribuzione; Enel Distribuzione è la sola società con una quota di mercato estremamente elevata (pari a circa l'85%). Essa insieme a Acea Distribuzione e Aem Elettricità nel 2004 ha coperto il 93,4% della domanda vincolata.

Per quello che, invece, attiene al mercato finale libero, i soggetti che vendono energia elettrica sono i grossisti e i produttori. Dall'avvio del processo di liberalizzazione il numero dei soggetti che hanno commercializzato energia elettrica sul mercato finale è

andato crescendo passando dai 58 grossisti del 2001 agli oltre 150 tra grossisti e produttori del 2004 (le vendite dirette da produttori a clienti finali ammontano a circa il 4% del totale venduto al mercato finale).

Le società con una quota di mercato maggiore del 5% sono raddoppiate tra il 2001 e il 2004 passando da 3 a 6; Enel Trade, Egl Italia, Edison Energia, Eni Power Trading, Energia, Enel Energia hanno coperto nel 2004 quasi il 45% della domanda libera. Le prime 3 in particolare hanno provveduto al 33,2% delle forniture superiori ai 5.000 MWh e l'11,9% di quelle fino a 5.000 MWh. Nel 2003 le prime 3 più grandi società (Edison Energia, EGL Italia ed Energia) hanno fornito una quota leggermente più bassa (32,6%) a clienti con consumi maggiori di 5 GWh, ma hanno provveduto a coprire più di un terzo delle forniture inferiori a tale soglia.

Per quello che riguarda le società che operano nella generazione di energia elettrica, nel 2003, di 118 soggetti giuridici diversi, 27 risultavano partecipati (senza cioè avere un controllo di maggioranza) e 15 controllati (con controllo di maggioranza) da società estere. Degli oltre 280.183 GWh prodotti nel 2003, l'8 e il 27% risultano generati rispettivamente da società controllate e da società partecipate da soggetti/enti esteri.

Dei 295 grossisti che al 31 dicembre 2003 avevano ottenuto la qualifica di cliente idoneo grossista, 24 erano società con sede all'estero (9 in Svizzera, 4 nel Regno Unito, 4 in Germania, 3 in Spagna, 2 in Austria, 1 in Belgio e 1 in Olanda), 28 controllate e 24 partecipate da società/enti esteri. Nel 2003 le società con sede all'estero e le controllate hanno coperto circa il 24% delle vendite destinate al mercato finale per un ammontare di circa 22 TWh.

Le società che hanno effettuato vendite sul mercato libero e che risultano indipendenti dalle società di distribuzione e trasmissione sono state fino al 2003 circa l'82% di quelle che in totale hanno venduto energia elettrica sul mercato libero; nel 2004 tale quota è scesa al 78% dimostrando come le società di distribuzione con l'apertura del mercato a tutti i clienti non domestici abbiano provveduto a costituire società *ad hoc* per la vendita a clienti finali liberi.

Risulta, invece, molto più accentuata la quota delle società di compravendita integrate con società di produzione; circa il 62% di esse, infatti, è collegata a società di generazione elettrica.

**Tavola 11 Sviluppo del mercato al dettaglio**

	Consumi totali (TWh)	No. società con quota >5% nel mercato finale		No. di società indipendenti <sup>(A)</sup>	Quote di mercato delle prime tre società (%)			% Cumulata dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume) <sup>(E)</sup>		
		Libero	Vincolato		Grandi imprese industriali <sup>(B)</sup>	Piccole-medie imprese industriali e commerciali <sup>(C)</sup>	Piccolissime imprese e settore domestico <sup>(D)</sup>	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Piccolissime imprese e settore domestico
2001	263,2	3	1	48	nd	nd	nd	nd	nd	nd
2002	268,8	4	1	60	nd	nd	nd	22,2 del mercato libero (21,8 TWh)		
2003	278,7	4	1	103	32,6	32,7	nd	nd	nd	nd
2004	280,4	6	1	119	33,2	11,9	93,4	nd	nd	nd

(A) Completamente indipendenti dai gestori di rete

(B) Con consumi oltre 5.000 MWh/anno

(C) Con consumi fino a 5.000 MWh/anno

(D) Clienti vincolati

(E) Avviata indagine conoscitiva (luglio 2005)

### Tariffe elettriche finali

Nel gennaio 2004 è entrato in operatività l'Acquirente Unico ovvero il soggetto a cui è stata affidata per legge la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata dall'ex monopolista Enel. L'Acquirente Unico è una società controllata al 100% dal GRTN.

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, 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, e in una componente a copertura dei costi variabili, 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 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.

### Tavola 12 Ripartizione per componenti delle tariffe elettriche definite dall'Autorità

#### Luglio 2004

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica o costo di generazione	66,19	69,18	62,22
Tariffa di trasmissione (esclusi oneri regolatori)	67,35	3,50	3,26
Tariffa di distribuzione (esclusi oneri regolatori)		45,00	4,34
Stima del margine per il recupero dei costi di commercializzazione della vendita		1,23	0,003
Perdite di rete	8,01	3,72	3,34
Oneri regolatori	10,30	11,69	10,80
<b>TOTALE (€/MWh)</b>	<b>151,85</b>	<b>134,32</b>	<b>83,97</b>

#### Luglio 2005

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica o costo di generazione	75,78	76,51	69,49
Tariffa di trasmissione (esclusi oneri regolatori)	67,23	3,50	3,27
Tariffa di distribuzione (esclusi oneri regolatori)		37,61	5,83
Stima del margine per il recupero dei costi di commercializzazione della vendita		1,23	0,003
Perdite di rete	9,12	4,09	3,71
Oneri regolatori	7,30	9,22	8,40
<b>TOTALE (€/MWh)</b>	<b>159,43</b>	<b>132,16</b>	<b>90,70</b>

Note:

- La tariffa di distribuzione include anche la componente a copertura dei costi di misura e di perequazione dei costi di trasporto e la componente a copertura dei costi per miglioramenti della qualità del servizio.
- I costi per i servizi ancillari di generazione e la perequazione dei costi di generazione sono inclusi nel prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.
- Gli oneri regolatori includono: gli *stranded costs*, gli incentivi per le fonti rinnovabili a altri costi residui non collegati alla produzione e ai servizi di rete.

### 3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003 di approvazione della Disciplina del mercato elettrico ha previsto che l'Autorità definisca un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi.

La disciplina di controllo del potere di mercato, prevista per l'anno 2005 dalla deliberazione n. 254/04, è stata però oggetto di ricorso al TAR da parte di Enel ed Endesa. Con le ordinanze cautelari del TAR della 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.

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, ovvero "fare il prezzo 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 determinata macrozona, risulta "indispensabile" al mercato;
- se la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica sia inferiore o superiore ad una determinata soglia.

Qualora tale indice non rispetti una soglia predeterminata, si procede a calcolare i successivi indici che dovrebbero determinare se vi sia stato un effettivo esercizio di potere di mercato. Il primo indice rileva, con riferimento a un dato operatore, in una determinata 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" 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;
- 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 mercato del giorno prima, 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. Le misure comportamentali includono altresì l'obbligo a carico dell'operatore a presentare, con riferimento al mercato dei servizi di dispacciamento, 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.

Per quanto riguarda l'attività di monitoraggio, la deliberazione n. 50/05 ha disegnato un sistema di indici che integra quello già previsto nel 2004. La costruzione di tali indici

avviene con il supporto tecnico del Gestore del mercato elettrico (GME) e del GRTN e riguarda tutti gli aspetti sensibili del mercato all'ingrosso tra cui:

- il monitoraggio della struttura e del comportamento della domanda;
- 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;
- il grado di concentrazione dell'offerta;
- il grado di indispensabilità dei diversi operatori ai fini del soddisfacimento della domanda oraria in ciascun mercato;
- la valutazione della condotta degli operatori in relazione a possibili scenari di costo e a differenti strategie di offerta;
- la frequenza con cui i principali operatori determinano il prezzo nei mercati rilevanti;
- la relazione tra i ricavi dei produttori e i prezzi registrati nel mercato del giorno prima, anche in funzione dei volumi di energia sottesi ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- la condotta degli utenti del dispacciamento.

L'attività di vigilanza del mercato elettrico da parte dell'Autorità ha portato, inoltre, all'apertura di due istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte per i periodi di giugno 2004 e gennaio 2005, conclusesi con la deliberazione 18 febbraio 2005, n. 25.

Entrambe le istruttorie sono state avviate in seguito alla rilevazione nei giorni oggetto di analisi di anomalie nei prezzi registrati nel mercato del giorno prima e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto.

Quanto è emerso dalle istruttorie dimostra come il livello eccezionalmente elevato dei prezzi non sia riconducibile a specifiche situazioni congiunturali, quali *shock* di domanda o di costo, ma a comportamenti di offerta assunti dagli operatori, e in particolare da Enel. A livello zonale si è stata registrata invece una notevole discrepanza tra quanto avvenuto nei due periodi. L'elevato prezzo di acquisto di giugno è stato il risultato di prezzi di vendita zonali molto divergenti, mentre a gennaio tutti i prezzi zonali erano sostanzialmente allineati al valore del PUN (prezzo unico nazionale).

A tale proposito è emerso 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 il mese di giugno 2004 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 corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, 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 invece favorito gli operatori assegnatari di capacità di importazione nella zona nord, annullando l'onere da CCT, solitamente positivo, che questi avrebbero diversamente

pagato. A questo proposito sono emerse 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 AU, 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.

## 4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

### 4.1 Regolamentazione

#### 4.1.1 Sguardo generale

L'Italia si è 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 Direttiva 2003/55/CE. Ciò vale in particolare per quanto riguarda il grado di apertura del mercato, i principi dell'*unbundling* fra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali e l'accesso dei terzi alle infrastrutture di rete. Si ricorda infatti che l'Italia ha scelto di aprire completamente il mercato a partire dal 2003 (dal 1 gennaio di quell'anno tutti i clienti sono divenuti liberi di scegliere il proprio fornitore) e che sin dal 2000 ha previsto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, e l'accesso regolato alle reti. Anche nello stoccaggio di gas, le soluzioni adottate dall'Italia 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.

L'adozione di una regolamentazione avanzata, tuttavia, è una condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato. Infatti, per quanto riguarda l'avvio della concorrenza e la conseguente attesa di riduzione dei prezzi finali, il bilancio dei primi quattro anni di liberalizzazione è senza dubbio deludente. La struttura di mercato risulta ancora fortemente concentrata in un unico operatore in tutti i segmenti della filiera. Le economie di scala derivanti dalla consistente integrazione verticale dell'operatore dominante rendono difficilmente contendibile il mercato da parte di nuovi operatori.

**Tavola 13 L'apertura del mercato**

Anno	Soglia consumi GWh/anno	% Apertura del mercato
1995		
1997		
1999		
2001	2,12	65
2003	Nessuna soglia	100

#### 4.1.2 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

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. All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso i punti di interconnessione. I risultati del conferimento per l'anno termico 2004-2005 mostrano come quasi interamente conferite le capacità di tipo continuo<sup>11</sup> per tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero. L'unica eccezione è costituita dal punto di entrata di Gela dove risulta ancora libero il 54% della capacità a causa del fatto che i contratti di fornitura 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. La capacità delle infrastrutture di trasporto in Italia è sostanzialmente dimensionata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti d'importazione sottoscritti da Eni prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea 98/30/CE.

In Italia sussistono, infatti, reali difficoltà per i nuovi entranti nel provvedere autonomamente all'importazione di gas, dal momento che Eni controlla i 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. Eni per soddisfare i tetti antitrust ha sfruttato tali diritti cedendo gas a concorrenti prescelti, ai quali ha consentito il necessario vettoriamento all'estero saturando la capacità delle linee.

Per questi motivi 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. 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 le modalità di assegnazione di capacità per l'utilizzo dei gasdotti internazionali, fissate da Eni, 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). 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. 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 rigidità delle condizioni di accesso, non

---

<sup>11</sup> Oltre alla capacità di tipo continuo, presso i punti di importazione dal nord e dall'est europeo viene conferita anche capacità di tipo interrompibile (annuale o stagionale-invernale) al fine di soddisfare le richieste e di ottimizzare l'utilizzo del sistema.

compatibili con i tempi delle transazioni per l'acquisto e il trasporto del GNL, ostacolano di fatto l'utilizzo del terminale da parte degli operatori.

### **Regole per l'allocazione e la gestione della capacità di interconnessione**

Per il servizio di trasporto continuo sulla rete nazionale il conferimento avviene su base annuale (delibera n. 137/02). Nel caso dei punti di entrata interconnessi con l'estero, si mantiene la cadenza annuale di conferimento, ma con un anticipo di due anni e con la possibilità di estendere il conferimento alla durata di cinque anni, per i titolari di contratti di importazione pluriennali (limitatamente alla quantità contrattuale media giornaliera). L'anticipo di due anni corrisponde all'esigenza di lasciare un tempo sufficiente a intraprendere azioni di risposta a un'eventuale congestione in entrata. Tali azioni possono essere effettuate sia da parte dell'impresa di trasporto, con l'accelerazione della realizzazione di potenziamenti, sia da parte degli utenti, con l'offerta di sostenere il costo dei potenziamenti, o con la rinegoziazione dei loro contratti di approvvigionamento e di trasporto all'estero, verso l'Italia. L'entità della capacità conferibile per durata pluriennale è peraltro limitata alla quantità media giornaliera prevista nel contratto di importazione, in quanto è ad essa che logicamente corrisponde l'utilizzo continuativo della capacità e che tipicamente consente all'operatore il rispetto dei vincoli di *take or pay* caratteristici di tali contratti. Conformemente a quanto previsto dalla direttiva europea 98/30/CE, i soggetti titolari di contratti di importazione di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva, godono della priorità di accesso nel caso in cui l'impossibilità di accedere alla rete determini gravi difficoltà economiche e finanziarie. Tutti i titolari di contratti di importazione pluriennali hanno accesso al conferimento di capacità annuale, ove residui dal conferimento pluriennale, concorrendovi insieme ai soggetti titolari di contratti di importazione di durata non superiore all'anno.

Per scoraggiare prenotazioni di capacità superiori al fabbisogno è prevista una garanzia finanziaria a copertura delle obbligazioni conseguenti al conferimento stesso (che è distinta dalla garanzia a copertura delle obbligazioni derivanti dalla conseguente erogazione del servizio). Inoltre, l'Autorità ha previsto un meccanismo del tipo *use it or lose it* per i titolari del diritto di accesso prioritario.

Nel caso in cui le capacità richieste siano superiori alle capacità di trasporto conferibili, l'impresa di trasporto ripartisce *pro quota* tali capacità. Nei punti di entrata interconnessi con l'estero, la ripartizione *pro quota* avviene nel rispetto delle priorità di accesso indicate.

Laddove il cliente finale cambi il proprio fornitore di gas naturale, la capacità di trasporto conferita nel punto di riconsegna viene trasferita dal vecchio fornitore al nuovo fornitore (per la quota di capacità indicata quest'ultimo).

Al fine di garantire la massima imparzialità e trasparenza nell'accesso al servizio di trasporto, l'Autorità ha individuato obblighi informativi in capo alle imprese di trasporto, diversificandoli tra obblighi informativi a beneficio dell'Autorità e obblighi informativi a beneficio degli utenti del servizio.

È richiesta alle imprese di trasporto la comunicazione mensile all'Autorità di dati e informazioni (anche "commercialmente sensibili" e pertanto non divulgabili) riguardanti le capacità richieste, conferite ed utilizzate dagli utenti, nonché le cessioni e gli scambi di capacità tra gli utenti e i conferimenti in corso d'anno, in modo che l'Autorità possa

svolgere i propri compiti di monitoraggio e vigilanza. Le imprese di trasporto inoltre devono trasmettere annualmente rapporti in merito agli accordi e al coordinamento con le imprese di stoccaggio e rapporti sulle condizioni e le prestazioni della rete, nonché rapporti contenenti:

- dati e informazioni in merito alle prestazioni che il sistema di trasporto è in grado di assicurare e modalità e strumenti con le quali tali prestazioni sono state definite;
- modalità di verifica da parte del dispacciamento dei programmi di trasporto richiesti dagli utenti, con particolare attenzione alle modalità con le quali vengono applicate restrizioni ai programmi richiesti dagli utenti nei casi in cui siano presenti vincoli tecnici o gestionali.

Al fine di consentire all'Autorità un efficace esercizio dei propri poteri di regolazione e di vigilanza si richiedono informazioni e dati anche a soggetti diversi dalle imprese di trasporto, quali, ad esempio le imprese che esercitano l'attività di importazione.

La definizione di obblighi informativi a beneficio degli utenti è volta ad attenuare l'asimmetria informativa che svantaggia i nuovi entranti. In base alle regole fissate dall'Autorità, l'impresa di trasporto deve pubblicare sul proprio sito internet un set molto ampio di informazioni per consentire l'accesso al servizio. Tale set comprende essenzialmente: informazioni sulla rete di trasporto (rappresentazione dettagliata della rete di gasdotti, ubicazione e caratteristiche tecniche degli impianti principali, punti di consegna e riconsegna e di interconnessione con le altre reti, collegamenti agli stoccaggi e alle infrastrutture minerarie per la coltivazione, collegamenti ai gasdotti di importazione e agli impianti di rigassificazione di GNL, piani di esercizio annuali e biennali della rete di trasporto, piani quinquennali e decennali di realizzazione di nuova capacità e di potenziamento, elenco dei nuovi allestimenti e delle dismissioni) e informazioni sulla capacità di trasporto (pubblicazione annuale del piano dei conferimenti decennali di capacità di trasporto nei punti di entrata interconnessi con l'estero, pubblicazione mensile delle capacità di trasporto conferite e disponibili nei punti di entrata, uscita e riconsegna - con le relative pressioni garantite- per il servizio di trasporto continuo e per quello interrompibile; variazione della capacità di trasporto derivante da interventi per manutenzione, ampliamenti o potenziamenti).

### **Mercato secondario della capacità e del gas**

Con la delibera n. 22/04, l'Autorità ha delineato un percorso di interventi regolatori, finalizzato alla graduale istituzione di un mercato centralizzato del gas e delle capacità.

Il primo di tali interventi 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 - punto virtualmente posto all'interno del sistema di trasporto, tra l'entrata e l'uscita dalla rete nazionale - dall'1 ottobre 2003

consente agli utenti della rete di trasporto di effettuare transazioni bilaterali su base giornaliera ai fini del proprio bilanciamento.

Ai sensi della delibera n. 22/04, 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.

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 e attuato (delibera n. 180/04):

- 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'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 di Snam Rete Gas atte a recepire le nuove disposizioni.

Restano allo studio due degli ulteriori sviluppi 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.

Nella normativa sulle tariffe di trasporto non sono previste specifiche tariffe per i contratti di transito.

#### **4.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione**

La rete di trasporto gas, suddivisa in rete di trasporto nazionale e rete di trasporto regionale, fa capo ad un ristretto numero di imprese. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas, è controllato dall'Eni (50%) operatore dominante del settore. Tale situazione è destinata a mutare in quanto, conformemente a quanto disposto dalla legge n. 290/03, a decorrere dal 1 luglio 2007, nessuna società operante nel settore gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie delle reti di trasporto.

Il sistema di trasporto di Snam Rete Gas è composto da circa 30.545 km di metanodotti (circa il 96% dell'intero sistema di trasporto) di cui 8.196 afferenti alla rete nazionale (la rete nazionale è comunque interamente gestita dal punto di vista commerciale da Snam Rete Gas) e i restanti 22.349 alla rete regionale. Il secondo operatore di trasporto è la Società Gasdotti Italia S.p.A, che gestisce alcune reti regionali<sup>12</sup> (tavola 14).

L'attività del trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto e approvati dal Regolatore. I codici di rete per il trasporto sono in vigore dall'1 ottobre 2003.

La proprietà della rete di distribuzione, nonostante il rilevante processo di concentrazione avvenuto nel corso di questi ultimi anni, rimane frammentata tra circa 480 distributori. Il gruppo Eni controlla attraverso Italgas una quota pari a circa il 30% del totale.

E' in via di predisposizione un codice di rete "tipo" per la distribuzione (con regole emanate dall'Autorità nel luglio 2004 con la delibera n. 138/04), sulla base del quale le singole imprese di distribuzione redigeranno il proprio codice. Il codice di rete tipo nasce dall'esigenza di creare un riferimento per uniformare per quanto possibile i contratti per l'utilizzo delle reti di distribuzione, dato l'elevato numero di operatori che le gestiscono.

### Tariffe di trasporto

I criteri relativi al sistema tariffario del primo periodo di regolazione, di durata quadriennale (dal 1.10.2001 al 30.9.2005), sono stati definiti dalla delibera n. 120/01, secondo le disposizioni del decreto di liberalizzazione (decreto legislativo n. 164/00) e della legge istitutiva (legge n. 481/95, si veda il capitolo relativo al settore elettrico) .

La struttura della tariffa di trasporto si basa sul modello *entry-exit* che prevede l'applicazione di un corrispettivo fisso per ogni punto di entrata e di uscita dalla rete.

Il meccanismo tariffario per la rete nazionale prevede il pagamento di una tariffa base costituita da tre componenti:

- una componente *capacity*, ovvero il corrispettivo dovuto per la capacità impegnata nei punti di entrata e di uscita della rete nazionale di trasporto.
- una componente *commodity*, ovvero il corrispettivo variabile legato all'energia associata ai volumi di gas trasportati
- una componente fissa per ciascun punto di riconsegna.

Le tariffe di trasporto per la rete regionale sono invece uniformi su tutto il territorio nazionale con riduzioni proporzionali, in base alla distanza, per i punti di riconsegna che si trovano in comuni a meno di 15 km dalla rete nazionale di gasdotti. Il corrispettivo unitario di riconsegna definito dall'Autorità viene moltiplicato per la portata giornaliera impegnata.

L'attuale regolazione prevede che la componente *commodity* sia calcolata facendo riferimento al 30% dei costi riconosciuti, mentre la componente *capacity* e la componente fissa sono calcolate rispettivamente sulla base del 67% e del 3% dei costi riconosciuti. Attualmente l'Autorità ha diffuso un documento di consultazione per individuare i criteri

---

<sup>12</sup> Vi sono poi attualmente due operatori minori (Retragas Srl e Comunità Montana Valtellina di Sondrio) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

per la definizione delle tariffe relative al prossimo periodo regolatorio (dal 1 ottobre 2005) in cui propone l'abolizione del corrispettivo fisso e un rapporto *capacity-commodity* pari a 70-30%.

Le tariffe di trasporto vengono definite annualmente dalle imprese sulla base dei criteri tariffari individuati all'inizio del periodo regolatorio dall'Autorità. Le tariffe entrano in vigore solo se approvate dal Regolatore che ne verifica la congruità con i criteri in vigore.

Il controllo delle tariffe è effettuato mediante la determinazione dei ricavi di riferimento per ciascuna impresa che svolge attività di trasporto. L'individuazione dei ricavi di riferimento presuppone un'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di trasporto tale da garantire la copertura dei costi operativi (costo del personale, costi per materiali di consumo, costi di compressione, spinta e perdite di rete, costi delle prestazioni esterne, e accantonamenti), degli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

Per quanto riguarda la determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità ha utilizzato i dati di bilancio delle imprese di trasporto relativi all'anno 2000 determinando il capitale investito netto di ogni impresa con il metodo del costo storico rivalutato (*Current Cost Accounting*).

Il rendimento sul capitale investito riflette il costo medio ponderato (*Weighted Average Cost of Capital*, di seguito WACC) dei mezzi finanziari di terzi forniti a titolo di rischio e a titolo di debito. Tale rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale dell'impresa una remunerazione uguale a quella che essi potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio. Il WACC reale *pre tax* dell'attività di trasporto per il primo periodo regolatorio è pari al 7,94%.

Per il nuovo periodo regolatorio, l'Autorità ha suggerito un WACC reale *pre tax* che varia tra il 6,2% e il 7,1% e un incremento di remunerazione pari a due punti percentuali per i nuovi investimenti.

I ricavi riconosciuti vengono aggiornati annualmente sulla base di meccanismi di adeguamento che prevedono un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente e una riduzione pari a un tasso di produttività definito per tutto il periodo di regolazione, che riflette un obiettivo di produttività per le imprese di trasporto. Tale meccanismo di aggiornamento ha natura ibrida:

- rappresenta un limite massimo ai ricavi (*revenue cap*), in quanto determina il loro ammontare complessivo indipendentemente dai volumi trasportati. Il recupero di produttività per tale componente è pari al 2%;
- rappresenta un limite massimo al corrispettivo unitario (*price cap*). Il recupero di produttività per tale componente è pari al 4,5%

Il recupero medio di produttività determinato tenendo conto dell'entità del rapporto *capacity-commodity* è pari a 2,75%.

Infine nel corso dell'aggiornamento annuale, le tariffe di trasporto vengono aggiornate con un parametro di variazione dei ricavi che tiene conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, degli interventi sul controllo della domanda e dei recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati.

Per quanto riguarda il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità, conformemente a quanto disposto dalla legge n. 290/03 (si veda il capitolo relativo al settore elettrico), ha previsto l'applicazione del *price cap* alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e all'ammortamento e non al vincolo complessivo come è avvenuto nel primo periodo di regolazione.

### **Tariffe di distribuzione**

Analogamente alle tariffe di trasporto, le tariffe di distribuzione sono definite dalle imprese secondo i criteri individuati dall'Autorità all'inizio di ogni periodo regolatorio di durata quadriennale. Con la delibera n. 170/04, l'Autorità ha individuato i criteri per il nuovo periodo regolatorio che va dal 1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008.

L'Autorità annualmente controlla e approva le tariffe individuate dalle imprese di distribuzione sulla base dei rispettivi ricavi di riferimento.

All'inizio del primo periodo regolatorio (2000-2004) i livelli tariffari iniziali per il servizio di distribuzione sono stati fissati in base ai costi riconosciuti (costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali) agli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e una congrua remunerazione del capitale investito).

Al fine di comparare la performance delle numerose imprese di distribuzione, l'Autorità nel primo periodo regolatorio aveva previsto un sistema tariffario basato sul riconoscimento dei costi standard del servizio. In particolare, il metodo adottato prevedeva un calcolo parametrico del capitale investito e dei costi operativi al fine di stimolare il confronto competitivo tra le imprese e incentivare l'efficienza. Tale metodologia è stata rivista nel secondo periodo regolatorio (2004-2008) in seguito ai ricorsi alla giustizia amministrativa. Con la delibera n. 170/04 l'Autorità ha garantito alle imprese la possibilità di adottare una metodologia di calcolo alternativa basata sui dati di bilancio certificati.

L'Autorità ha determinato il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento del capitale di rischio e di quello sul debito (WACC). Con riferimento al capitale di rischio, il regolatore ne ha determinato il tasso di rendimento con il modello del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Il WACC reale *pre tax* per l'attuale periodo regolatorio è pari a 7,5%.

La tariffa viene aggiornata annualmente secondo il meccanismo del *price cap* per tener conto delle variazioni dei prezzi al consumo, dell'incremento di produttività (pari al 5% per il secondo periodo di regolazione) e di un parametro di variazione dei ricavi che tiene conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, degli interventi sul controllo della domanda e dei recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati. Il *price cap*, conformemente a quanto previsto dalla legge n. 290/03, si applica alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e all'ammortamento e non al vincolo complessivo come è avvenuto nel primo periodo di regolazione.

**Tavola 14 Regolazione delle società di trasporto e distribuzione**

	Numero di società regolate	Tariffa di rete stimata Euro/m <sup>3</sup>		
		I4	I1	D3
Trasmissione	2	0,0207(*)	0,0292	0,0292
Distribuzione	480	-	0,0723	0,0954

(\*) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,45, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

Per ridurre la variabilità tariffaria l'Autorità, con la delibera n. 170/04, ha introdotto un'articolazione tariffaria di base omogenea su tutto il territorio nazionale per il secondo periodo di regolazione. La tariffa è composta da una quota fissa unica di 30/euro/cliente/anno e da una quota variabile, da applicare su sette scaglioni di consumo. La tariffa di distribuzione di ogni singolo ambito (zona in cui è suddiviso il territorio) si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito. Tale coefficiente è calcolato in modo da assicurare ricavi pari al vincolo dei ricavi riconosciuto per tale ambito e si ottiene applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito.

Nel regolare le tariffe di trasporto e distribuzione, il Regolatore incentiva l'efficienza degli operatori riconoscendo in tariffa i costi operativi sostenuti in modo efficiente e riducendoli annualmente in base al parametro di recupero di produttività.

### La regolazione della qualità del servizio di trasmissione e distribuzione

Il regolatore, esercitando i poteri attribuitigli dalla legge 481/95 (si veda il capitolo 3 ), ha definito la regolazione della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale del servizio di distribuzione gas fissando i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori nonché vincoli di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità.

Per quanto riguarda 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 ispezioni per la ricerca di dispersioni di gas e il numero minimo annuo di misure del grado di odorizzazione del gas che devono essere effettuate dal distributore.

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 delle emergenze e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito.

Per quanto riguarda la qualità commerciale del servizio di distribuzione, l'Autorità ha regolato una serie di aspetti e in particolare:

- la definizione di standard specifici e generali;
- l'introduzione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard commerciali per causa dell'esercente;
- la definizione di obblighi di registrazione differenziati in funzione delle dimensioni dell'esercente.

L'applicazione della regolazione è stata graduale. L'Autorità attualmente pubblica i dati relativi alla regolazione della qualità commerciale, mentre non dispone di dati relativi alla continuità del servizio sulle reti di distribuzione e di trasporto.

Nel 2002 l'Autorità ha regolato il tema della qualità del gas nel servizio di trasporto. In particolare, ha disposto che i codici di rete delle imprese di trasporto contengano alcuni capitoli relativi alla qualità tecnica e commerciale del servizio e 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 relative alle emergenze verificatesi sulla rete.

### **Bilanciamento**

Nel corso del 2002, l'Autorità ha definito i criteri generali e i corrispettivi per il bilanciamento della rete di trasporto nazionale e regionale. Il regolatore ha inoltre individuato le soglie di tolleranza, le penali (corrispettivi) di sbilanciamento. Le regole sono state elaborate in seguito ad un'intensa attività di lavoro svolta con gli utenti della rete. Successivamente le società di trasporto hanno provveduto ad inserire nel proprio codice di rete le regole di bilanciamento conformi ai criteri individuati dal regolatore. Per contro, l'Autorità non ha fissato i criteri per il bilanciamento della rete di distribuzione che è garantito autonomamente dal distributore.

Per quanto riguarda la rete di trasporto, la società di trasporto è tenuta a garantire il bilanciamento fisico e commerciale della rete. L'attività di bilanciamento fisico è volta a compensare gli scostamenti giornalieri che si verificano, anche per effetto di condizioni meteorologiche inattese, tra i prelievi effettivi e i prelievi nominati dagli utenti nel giorno gas G-1 per il giorno G. Per garantire il bilanciamento operativo della rete e per la fornitura della modulazione oraria, l'impresa di trasporto stipula con l'impresa di stoccaggio un contratto per l'utilizzo dei servizi di stoccaggio. Gli importi che l'impresa di stoccaggio fattura (tariffe nel caso in cui il trasportatore acquisti servizi di base, e prezzi di mercato nel caso di servizi speciali) determinano il costo riconosciuto nella tariffa di trasporto (ricavo da bilanciamento). Nel corso del primo periodo di regolazione, i ricavi derivanti dalle penali (corrispettivi) di sbilanciamento sono stati portati in detrazione ai ricavi da bilanciamento riconosciuti. Alternativamente per garantire il bilanciamento, l'impresa di trasporto può utilizzare il *line pack*, il ritiro dalle fonti di importazione per quantitativi diversi da quelli nominati dagli utenti o, su delega dell'utente che ha sbilanciato, la capacità di stoccaggio dell'utente stesso.

Gli utenti della rete di trasporto devono assicurare il bilanciamento giornaliero tra l'energia immessa e l'energia prelevata. Gli utenti vengono incentivati a garantire il bilanciamento tramite appositi corrispettivi (penali).

Per favorire i nuovi entranti e i piccoli operatori, il regolatore ha stabilito che non sono dovuti corrispettivi per disequilibri inferiori a 6.000 GJ, inoltre ha previsto corrispettivi di bilanciamento crescenti al crescere del disequilibrio. In particolare, vi sono due tipi di sbilanciamento: lo sbilanciamento in energia (disequilibrio) e lo sbilanciamento (scostamento in capacità).

Relativamente al primo tipo di sbilancio, l'Autorità ha previsto un corrispettivo crescente al crescere dell'entità del disequilibrio e nel caso in cui l'utente nel corso del mese non

compensi in energia gli sbilanci complessivi un'ulteriore penale parametrizzata alla capacità impegnata. Relativamente allo scostamento, il regolatore ha previsto le soglie di tolleranza e i corrispettivi riportati nella tavola 15.

**Tavola 15 Soglie di tolleranza e corrispettivi di bilanciamento**

	<b>Soglia di tolleranza</b>	<b>Corrispettivo di scostamento</b>
Punti di Entrata interconnessi con l'estero	$SC_K > 2\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_e$
Punti di Entrata da produzione nazionale	$SC_K > 4\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_e$
Punti di Uscita	$SC_k \leq 5\%$	<i>Non applicabile</i>
	$5\% < SC_K \leq 15\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_u$
	$SC_K > 15\%$	$1,5 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_u$
Punti di Riconsegna	$SC_k \leq 10\%$	<i>Non applicabile</i>
	$SC_K > 10\%$	$1,1 \cdot \max SC_K(M) \cdot CR_r$

- $SC_K$  è la differenza, su base giornaliera, tra la capacità utilizzata dall'utente k-esimo e la capacità conferita presso il punto interessato;
- $\max SC_K(M)$  è il massimo scostamento dell'utente k-esimo registrato nel corso del mese M presso il punto interessato (superiore alle soglie di tolleranza nel caso dei punti di uscita e di riconsegna);
- $CP_e$ ,  $CP_u$  sono i corrispettivi annuali unitari di capacità relativi ai conferimenti di capacità nei punti di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti;
- $CR_r$  è il corrispettivo annuale unitario di capacità relativo al conferimento di capacità nel punto di riconsegna della rete regionale.

Il sistema di trasporto del gas viene tenuto sotto controllo e continuamente adattato dal Centro di Dispacciamento del principale operatore di trasporto al fine di rendere disponibili le quantità di gas necessarie in qualsiasi momento e in ogni punto della rete. Attraverso un sistema di telecontrollo della rete e specifici programmi di previsione, ottimizzazione, e simulazione, l'impresa di trasporto effettua le azioni necessarie per soddisfare i programmi di trasporto degli utenti e garantire un corretto bilanciamento della rete.

L'area di bilanciamento è costituita dall'intera rete di trasmissione o di distribuzione. Nel caso della rete di trasmissione, gli operatori minori effettuano il bilanciamento della propria rete, tuttavia, il bilancio globale gas viene chiuso dall'operatore principale.

Gli *shipper* possono utilizzare i rispettivi contratti per compensare reciprocamente gli sbilanciamenti ex post. La compensazione avviene tramite il ricorso allo stoccaggio.

Le quantità di energia oggetto del bilancio sono determinate nel corso di ciascun giorno gas e il trasportatore mette a disposizione di ciascun utente il rispettivo bilancio stimato entro il giorno successivo. La contabilità del gas trasportato viene resa disponibile entro il 15 del mese successivo a cui il bilancio si riferisce. Contestualmente alla comunicazione del bilancio definitivo, l'impresa di trasporto trasmette all'utente la serie delle temperature giornaliere ed il volume corrispondente al consumo di base necessari al calcolo del bilancio stesso. Eventuali rettifiche di misura/allocazione accertate dopo l'esecuzione del

bilancio definitivo sono considerate dal trasportatore in sede di conguaglio entro i tre mesi successivi.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, i distributori effettuano esclusivamente il bilanciamento fisico della propria rete, non esiste un bilanciamento commerciale.

#### 4.1.4 Accesso agli stoccaggi, riserve di rete (*linepack*) ed altri servizi ausiliari

Il sistema italiano di stoccaggi, costituito da giacimenti esauriti gestiti dalle società Stoccaggi Gas Italia Spa (Stogit) ed Edison Stoccaggio Spa, rappresenta un complemento necessario al sistema di trasporto e di approvvigionamento, in considerazione dell'incidenza dei consumi domestici sul totale della domanda nazionale di gas e della forte dipendenza dell'Italia da gas prodotto al di fuori della Unione europea.

Stogit, società separata del gruppo Eni (posseduta al 100% da Eni Spa) gestisce otto stoccaggi, dei quali sette sono ubicati nella valle padana (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello) ed uno nell'Italia centrale (San Salvo). Complessivamente la riserva attiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 17,5 G(m<sup>3</sup>) di cui 7,5 G(m<sup>3</sup>) per la modulazione ciclica, 5,4 G(m<sup>3</sup>) per lo stoccaggio strategico e 4,6 G(m<sup>3</sup>) per lo pseudo *working gas*, mentre la producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento è di circa 280 M(m<sup>3</sup>)/g.

Edison Stoccaggio, società separata del gruppo Edison (posseduta al 100% da Edison Spa) dispone di due piccoli stoccaggi (Cellino in Abruzzo e Collalto in Veneto), con una riserva attiva di circa 120 M(m<sup>3</sup>) e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di circa 2 M(m<sup>3</sup>)/g, in corso di ampliamento. Il Ministero delle attività produttive ha rilasciato a Stogit le concessioni (al momento però sospese) per la conversione a stoccaggio dei giacimenti di Alfonsine e di Bordolano con i quali la riserva attiva complessiva potrebbe aumentare di ulteriori 3 G(m<sup>3</sup>). Sono in corso inoltre le procedure autorizzative per cinque nuovi siti di stoccaggio in giacimento e uno in acquifero per una capacità nominale complessiva di circa 5 G(m<sup>3</sup>), assegnati a tre società: Edison Stoccaggio, Independent Gas Management e Geogas.

I servizi di base offerti dalle due imprese di stoccaggio nazionale sono lo stoccaggio di modulazione ciclica, lo stoccaggio minerario e lo stoccaggio strategico. Accanto ad essi vi sono poi dei servizi speciali che si adattano in maniera più flessibile alle necessità degli operatori. Attualmente i servizi speciali offerti da Stogit sono il servizio di modulazione aciclica, il servizio di controflusso, la disponibilità di punta media giornaliera integrativa, la disponibilità di spazio incrementale (accesso con gara), il pooling (cessioni di capacità continue e interrompibili) e le cessioni giornaliere di gas in stoccaggio. I servizi speciali offerti da Edison Stoccaggio sono il servizio di modulazione aciclica e il servizio di parking, anche in controflusso.

Nel giugno 2005 l'Autorità ha definito il sistema di garanzie per l'accesso al sistema nazionale di stoccaggio e per l'erogazione dei relativi servizi. Il provvedimento, che è stato approvato al termine di un periodo triennale di regime provvisorio, contiene regole di immediata applicazione e norme per la definizione dei codici di stoccaggio da parte delle imprese che gestiscono questa attività. Le tutele disposte a favore degli utilizzatori degli stoccaggi hanno l'obiettivo di limitare al massimo, pure in tale segmento, l'eventuale

esercizio di potere di mercato del gruppo Eni già dominante anche in tutte le altre fasi della filiera di sistema. Ad avviso dell'Autorità la soluzione migliore per lo sviluppo della concorrenza rimane la piena terzietà anche per la gestione degli stoccaggi.

Oltre a regolamentare i servizi di base, il provvedimento permette di negoziare direttamente eventuali servizi personalizzati, nel rispetto comunque dei criteri generali e del principio di non discriminazione. Sono previsti inoltre: l'offerta di servizi di tipo interrompibile; la possibilità di trasferire le capacità di stoccaggio da un utente a un altro contestualmente al processo di *switching*; la possibilità di scambiare capacità e gas immesso in stoccaggio anche per la compensazione dei propri sbilanci nel sistema. Per fronteggiare la scarsità della risorsa stoccaggio, dimostrata anche alla fine dello scorso inverno, sono stati anche previsti: un meccanismo di conferimento della capacità di stoccaggio secondo un preciso ordine di priorità; dei corrispettivi di bilanciamento volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi in caso di utilizzo di capacità superiore a quanto impegnato (e severe disposizioni per l'utilizzo non autorizzato della riserva strategica); più dettagliate disposizioni per il coordinamento tra le imprese di stoccaggio e quelle di trasporto (anche al fine di conoscere le reali potenzialità del sistema); il costante monitoraggio delle prestazioni del sistema nel corso dell'anno.

#### 4.1.5 Regolamentazione dell'*unbundling*

A decorrere dal 1 gennaio 2002, l'attività di trasporto è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio che deve comunque essere separata contabilmente e gestionalmente dall'attività di trasporto. L'attività di stoccaggio è dunque oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas ad eccezione del trasporto. L'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria da tutte le attività del settore gas (tavola 16).

**Tavola 16 Attuale disciplina dell'*unbundling* in Italia per il settore gas**

	<b>Separazione contabile</b>	<b>Separazione gestionale/amministrativa</b>	<b>Separazione societaria</b>	<b>Separazione proprietaria</b>
<b>DSO &lt; 100.000 clienti</b>	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria (deroga fino al 1° gennaio 2003)	Facoltativa
<b>DSO &gt; 100.000 clienti</b>	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria	Facoltativa
<b>TSO</b>	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria	Facoltativa

In Italia il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas è controllato dall'*incumbent*. La seconda società di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.A. è di proprietà del fondo di *private equity* Clessidra Capital Partners.

La Retragas S.p.A impresa di trasporto costituita per la gestione di reti regionali di trasporto interconnesse con Snam Rete Gas è stata fondata ed è controllata dalla società di distribuzione Asm Brescia S.p.A.

Per quanto riguarda la natura societaria delle imprese di distribuzione come riportato nella tavola 17, 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%).

**Tavola 17 La natura sociale degli esercenti del servizio di distribuzione gas**

TIPOLOGIA	NUMERO	QUOTA PERCENTUALE
Diretta del Comune	61	12,66
Società per azioni (S.p.A.)	206	42,74
Società a responsabilità limitata (S.r.L.)	185	38,38
Società in nome collettivo (S.n.C.)	2	0,41
Società in accomandita semplice (S.a.S.)	2	0,41
Società consortile S.p.A.	2	0,41
Società consortile S.r.L.	5	1,04
Società cooperativa a r.l.	4	0,83
Azienda speciale	6	1,24
Azienda speciale consortile	5	1,03
Consorzi	4	0,83
<b>Totali</b>	<b>482</b>	<b>100,00</b>

Secondo quanto disposto dalla delibera 311/01 le imprese di trasporto e distribuzione sono tenute a comunicare all'Autorità i dati e le informazioni sugli assetti proprietari (lista dei soci e relative quote di possesso, informazioni relative a fusioni, acquisizioni, scissioni).

In alcuni casi vi sono legami societari tra TSO e DSO tuttavia le imprese di trasporto si presentano ai clienti come società separate con un proprio nome, logo e sito internet. Nella maggior parte dei casi pur essendo separate societariamente, le società di distribuzione e di trasporto hanno la stessa sede delle società di vendita (il legame più diffuso è in realtà quello tra le imprese di distribuzione e di vendita).

Conformemente alla legge di liberalizzazione del settore gas, sin dal 2001 (delibera n. 311/01), il regolatore italiano ha imposto le regole per la separazione contabile e amministrativa delle imprese che operano nel settore gas. Tali disposizioni si applicano a decorrere dal 1 luglio 2003. Conseguentemente, le società di trasporto e distribuzione predispongono lo stato patrimoniale e il conto economico ripartito per attività nonché i conti annuali separati che presentano un maggior grado di disaggregazione, riservati esclusivamente all'Autorità. Tali conti sono redatti secondo linee guida fissate dal regolatore stesso che ha individuato con esattezza i comparti in cui va suddivisa ogni attività, i criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi comuni, i criteri per la ripartizione dei proventi finanziari e delle imposte dirette. Infine, la delibera relativa all'*unbundling* ha disposto che nei conti separati siano evidenziate le transazioni tra soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo e ha previsto la redazione del bilancio consolidato "unbundlizzato". Nel caso in cui i soggetti interessati non rispettino le disposizioni regolatorie, l'Autorità può irrogare sanzioni amministrative pecuniarie.

I rendiconti annuali separati, sia quelli pubblici che quelli riservati all'Autorità, sono soggetti a revisione contabile e certificazione da parte di un revisore qualificato che ne

accerta la conformità con la normativa civile e commerciale e con le disposizioni regolatorie come riportato nella tavola 18.

La normativa italiana non prevede la figura del “*compliance officer*”.

Dopo il primo periodo di applicazione della delibera 311/01 l’Autorità con la delibera 127/05 ha avviato un processo di revisione delle direttive relative alla separazione contabile, allo scopo di renderle più aderenti alle proprie necessità.

L’Autorità, dato l’elevato numero delle imprese di distribuzione, non ha ancora elaborato informazioni dettagliate sui costi sia quelle relative all’allocazione dei costi comuni tra società appartenenti al medesimo gruppo proprietario che quelle relative ai costi sostenuti per prestazioni o servizi esterni.

**Tavola 18 Informazioni di sintesi relative all’*Unbundling Gas***

	<b>Trasmissione</b>	<b>Distribuzione</b>
Sedi separate (S/N)	S	N
Presentazione societaria separata (S/N)	S	N
<i>Unbundling</i> dei rendiconti contabili e delle <i>guidelines</i> (S/N)	S	S
<i>Audit</i> dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	S	S
Pubblicazione dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	N	N
Consiglio di amministrazione separato (vi sono membri che fanno parte anche del consiglio di società collegate) (S/N)	S	N

## 4.2 Concorrenza

### 4.2.1 Descrizione del mercato all’ingrosso

Nel 2004 la produzione nazionale ha subito un ulteriore decremento, pari al 6,5% rispetto al 2003, attestandosi a 13 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 19). 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% sul totale dei consumi, rispetto al 18% a cui si era attestata lo scorso anno: una riduzione rapida se si pensa che nel 2000 la produzione rappresentava ancora il 24% dei consumi in Italia.

**Tavola 19 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

	Domanda Totale <sup>(1)</sup> (G(m <sup>3</sup> ))	Domanda di punta <sup>(2)</sup> (M(m <sup>3</sup> )/giorno)	Produzione (G(m <sup>3</sup> ))	Capacità di importazione (G(m <sup>3</sup> )/anno)				N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >5%	Quota delle tre maggiori società di vendita all'ingrosso
				totale	Accesso prioritario per transito	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,4	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,4	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	379,7	13,0	88,7	0,4	84,6	2,1	3	3	62,4%

(1) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(2) Picco di immissione nell'anno solare 2004, raggiunto il giorno 26 gennaio; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

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 in Italia. Ciò è principalmente dovuto alle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti (il processo autorizzativo è complesso e lungo). Tali complessità sono ulteriormente accresciute dal processo in corso di decentramento dei poteri dallo Stato alle Regioni, con il conseguente aumento del *time to market*, ossia del tempo intercorrente fra l'inizio dell'esplorazione e, in caso di scoperta commerciale, l'inizio della produzione.

Un possibile mutamento di tendenza potrebbe essere determinato dalla legge n. 239/04 che 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.

L'Italia si conferma dunque come paese nettamente importatore di gas. Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell'8% rispetto al 2003, coprendo complessivamente quasi l'84% dei consumi.

La ripartizione delle importazioni in base alla provenienza evidenzia che la quota maggiore di gas di importazione, pari a circa il 36,5% 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. Seguono, con una quota del 35,4%, le importazioni via gasdotto provenienti dall'Algeria (che entrano in Italia al punto di Mazara del Vallo, in Sicilia), che sino a qualche anno fa costituivano la principale fonte di approvvigionamento per il sistema gas nazionale. Principalmente proveniente

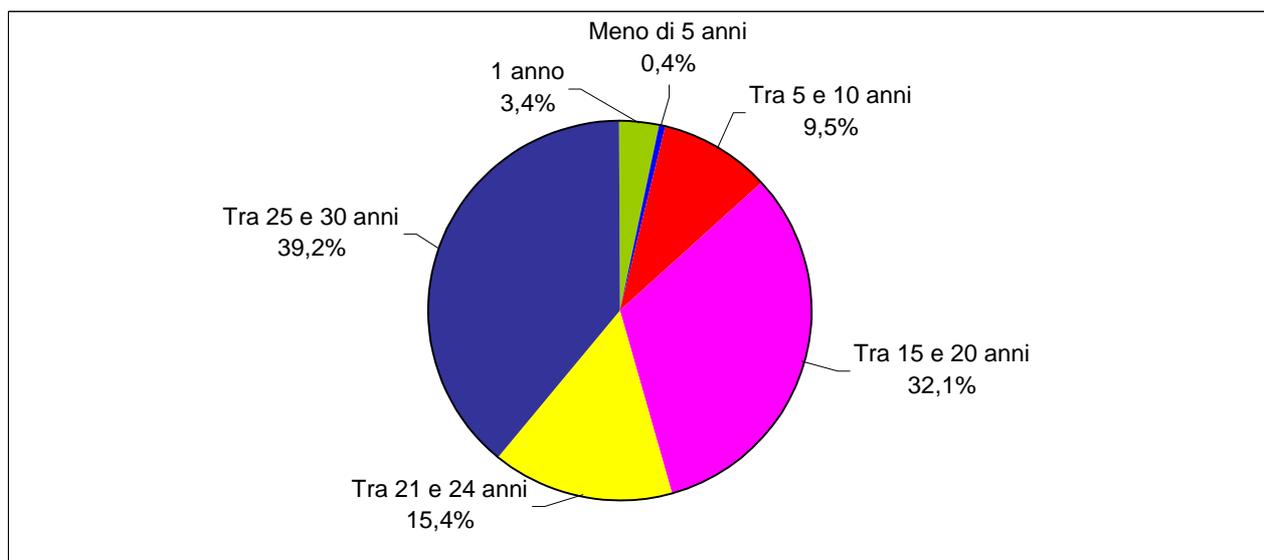
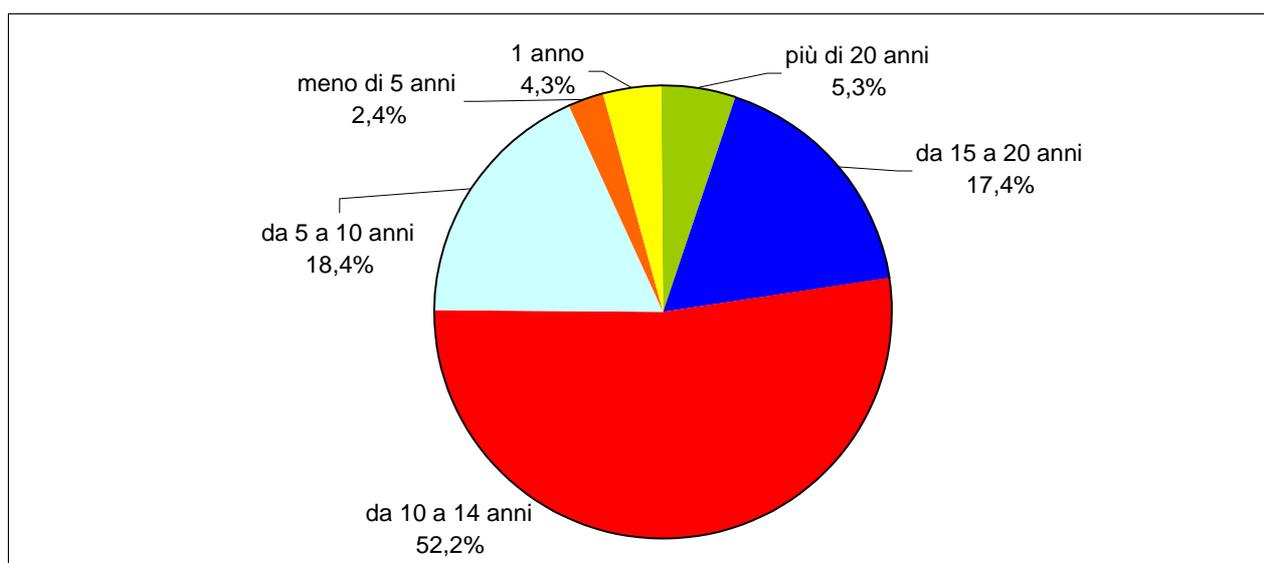
dall'Algeria è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia in Liguria, dove viene rigassificato e immesso in rete. Tale gas ha rappresentato nel 2004 poco più del 3% del totale importato, contro il 5,6% dello scorso anno. Il decremento 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%), 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 proviene principalmente dai Paesi Bassi, in minor quota da altre produzioni infra comunitarie e dalla Norvegia (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% 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.

Analizzando i contratti di importazione vigenti nell'anno termico 2004-2005<sup>13</sup>, ossia dall'ottobre 2004 al settembre 2005, secondo la durata intera (Fig.1), anche quest'anno si conferma la preponderanza dei contratti pluriennali di durata uguale o superiore ai venticinque anni (oltre il 39% 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 con durata 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. Eni non figura tra gli acquirenti delle produzioni libiche e tra i nuovi contratti stipulati quest'anno. 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. In realtà ricorrendo alle cosiddette "vendite innovative", l'Eni ha di fatto potuto eludere i citati tetti antitrust.

Considerando il peso dei medesimi contratti secondo la durata residua (Fig.2), 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 75% 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% contro l'1% 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).

---

<sup>13</sup> L'analisi non include gli accordi per nuove importazioni dall'Algeria, che prevedevano il loro *build up* tra il 2006 e il 2007 in corrispondenza della realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del Transmed.

**Fig.1 Struttura dei contratti di importazione attivi nell'anno termico 2004-2005 secondo la durata intera****Fig. 2 Struttura dei contratti di importazione attivi nell'anno termico 2004-2005 secondo la durata residua**

A marzo 2005, con riferimento all'anno termico in corso 2004-2005, nel sistema nazionale risultano complessivamente 26 importatori di gas (ove per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana). Parte del gas importato da tutti e 26 i soggetti entrerà in Italia dal punto di Passo Gries; 13 passeranno da Tarvisio e Gorizia, 4 da Mazara del Vallo, 3 da Gela e 4 da Panigaglia. Il numero degli importatori è in lieve aumento rispetto allo scorso anno termico (24 soggetti importatori).

L'evoluzione del settore del gas nell'anno 2004 è sinteticamente riflessa nel bilancio degli operatori, riportato nella tavola 20, distinti 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 operatori è stata

fissata una soglia del 95% delle vendite sul mercato finale, che riflette un normale ricorso ad attività di bilanciamento e scambio.

**Tavola 20 Bilancio del gas nel 2004 (G(m<sup>3</sup>))**

	Grossisti	Venditori	Totale
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>12,6</b>	<b>0,3</b>	<b>13,0</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>66,1</b>	<b>1,1</b>	<b>67,2</b>
Di cui vendite Eni alla frontiera	6,5	0,2	6,7
<b>Prelievi netti da stoccaggi</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
- stoccaggi al 31 dicembre 2003	4,7	0,1	4,7
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	4,6	0,0	4,6
<b>Trasferimenti netti</b> (acquisti - cessioni ad altri operatori)	<b>-30,7</b>	<b>30,7</b>	<b>0,0</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	<b>0,8</b>	<b>0,3</b>	<b>1,0</b>
<b>Vendite a clienti finali</b>	<b>47,4</b>	<b>31,9</b>	<b>79,3</b>
Generazione elettrica	31,1	1,0	32,1
Domestico, commercio e industria	16,3	30,9	47,2

(A) Le importazioni sono al netto dei transiti (Geoplin).

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2004, oltre a Eni Divisione Gas & Power, solo Enel Trade ha avuto vendite complessive maggiori di 10 G(m<sup>3</sup>). Le vendite del gruppo Edison superavano questa soglia solo aggregando le vendite sul mercato finale di Edison Energia S.p.A. Altri operatori con vendite tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>) sono stati Plurigas S.p.A., Energia S.p.A., Blumet S.p.A., Aem Trading S.r.l. e Blu Gas S.p.A. Tutti gli altri grossisti hanno avuto vendite complessive inferiori a 1 G(m<sup>3</sup>). 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 tale soglia.

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 demandano quasi esclusivamente 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%) 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. I volumi scambiati al PSV sono comunque evidenziati nella tavola 21, che evidenzia come l'importanza del mercato secondario stia rapidamente crescendo nel

tempo. I volumi di gas scambiati al PSV, infatti, sono triplicati in tre anni, raggiungendo 5.4 G(m<sup>3</sup>) nel 2004.

**Tavola 21 Mercato del gas (G(m<sup>3</sup>))**

	Consumi totali <sup>(1)</sup>	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC <sup>(2)</sup>
2002	71,0	non applicabile	non applicabile	1,7
2003	77,4	non applicabile	non applicabile	2,7
2004	80,3	non applicabile	non applicabile	5,4

(1) Disponibilità di gas al lordo di consumi e perdite di rete.

(2) Volumi di gas acquistato presso il PSV o presso i punti di entrata. Più precisamente si tratta di gas acquistato sul mercato secondario; il resto del gas è acquistato sul mercato primario (proviene cioè direttamente dalla produzione nazionale, dalle importazioni o dagli stoccaggi)

Il bilancio del gas (tavola 20) evidenzia come la maggior parte del gas approvvigionato dai grossisti è destinato al mercato della generazione elettrica. L'unica eccezione è costituita dai grossisti di minore dimensione che praticamente non hanno forniture destinate a questo settore di consumo finale. Analogamente le forniture dei venditori ai generatori di elettricità sono limitate ad appena il 3% delle vendite totali. Nel complesso, circa il 60% delle vendite sul mercato finale viene assicurato dai grossisti. Solo una parte marginale di tali vendite è rivolta ai clienti finali minori con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno. Risulta evidente 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. Quasi tutti i grossisti hanno fatto ricorso ai servizi di stoccaggio assicurando anche la maggior parte delle attività di modulazione per i venditori.

### Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

L'ingresso dei nuovi entranti nel mercato italiano del gas è fortemente ostacolato dal controllo delle infrastrutture *upstream* (reti di trasporto, nazionali e internazionali e terminale GNL) esercitato dall'*incumbent* (si veda il paragrafo 4.1.2). Per tale motivo l'Autorità è più volte intervenuta per garantire l'accesso ai nuovi entranti ed evitare comportamenti discriminatori da parte dell'*incumbent* o società da esso controllate.

In particolare 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.

Le difficoltà per i nuovi entranti a ottenere accesso alle infrastrutture internazionali collegate al mercato italiano sono state individuate dall'autorità antitrust italiana (AGCM)

che, nel novembre 2002, ha accertato l'abuso di posizione dominante da parte di Eni originato dai comportamenti strategici emergenti dalle "vendite innovative". In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM ha imposto a Eni il potenziamento delle infrastrutture di interconnessione della rete nazionale con l'estero al fine di rimuovere i "colli di bottiglia" all'importazione via metanodotto, almeno nel lungo periodo. Eni ha scelto di rinviare nel tempo i potenziamenti imposti, 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 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*. 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 concordate dalla stessa AGCM (*gas release*). Inoltre, nel gennaio 2005, l'AGCM 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.

### **Operazioni di *gas release***

Nel corso del settembre 2004 Eni, a conclusione dell'indagine condotta dall'AGCM sul caso Blugas ha effettuato una cessione di gas a società concorrenti per la vendita sul mercato italiano, a condizioni proposte dalla stessa società e approvate dall'AGCM.

Le modalità fissate per l'operazione di *gas release* riguardano i volumi e le regole di accesso. La quantità di gas ceduta annualmente è pari a 2,3 G(m<sup>3</sup>) annui, suddivisi in lotti, per un periodo di quattro anni (in totale 9,2 G(m<sup>3</sup>)). I volumi di gas sono ceduti da Eni al punto di entrata della rete nazionale di Tarvisio, lato Italia (Eni sdogana il gas). Ogni richiedente può accedere a uno o più lotti (è imposta una soglia minima ma anche un numero massimo di lotti), esibendo mandati in esclusiva da parte del cliente o dei clienti finali per i corrispondenti volumi di gas; non possono presentarsi più società del medesimo gruppo. Il prezzo per la cessione del gas è stabilito da Eni; contestualmente all'ottenimento di gas, il richiedente presenta garanzie bancarie (probabilmente relative complessivamente al quadriennio, nel caso in cui nella procedura di assegnazione sia stata mantenuta la condizione del conferimento pluriennale).

La quota di gas Eni ceduta a Tarvisio, pari appunto a circa 2,3 G(m<sup>3</sup>) per quest'anno, è stata suddivisa in 37 lotti da circa 179.000 m<sup>3</sup>/giorno ciascuno assegnati complessivamente a 23 soggetti. A tali soggetti Eni ha ceduto contestualmente la corrispondente capacità di trasporto presso il punto di Tarvisio di cui era titolare. Ad eccezione di cinque società che hanno ottenuto più lotti, i soggetti acquirenti hanno acquisito un singolo lotto.

#### 4.2.2 Descrizione del mercato finale

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. Il criterio di classificazione, già adottato nel paragrafo precedente, individua 41 operatori "grossisti" che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e circa 350 operatori "venditori" che svolgono quasi esclusivamente rivendite a clienti finali, ricorrendo ad altri operatori solo nel caso di eccedenze e bilanciamenti.

È in atto un processo di forte concentrazione nel settore della vendita. In molti casi, le strategie di vendita adottate dalle imprese sono ancora in evoluzione: 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. 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 degli ultimi anni, dovuta al fatto che le vendite sul mercato finale di alcune aziende primarie venivano effettuate da operatori classificati come grossisti nell'anno precedente e come venditori nell'anno successivo.

**Tavola 22 Sviluppo del mercato al dettaglio**

	Consumi totali (G(m <sup>3</sup> ))	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti (A)	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% Cumulata dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume)			
				Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)	Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)
2001	70,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2002	70,0	4	n.d.	85,71		54,31		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2003	76,4	5	n.d.	74,43		45,60		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2004	79,3	5	110	80,33	54,14	n.d.	33,27	53(E)		6(F)	1(G)

(A) Completamente indipendenti dai gestori di rete

(B) Imprese industriali

(C) Imprese commerciali e di servizi

(D) Clienti domestici

(E) Consumatore standard con un consumo annuale > 200.000 m<sup>3</sup>/anno

(F) Consumatore standard con un consumo annuale 5.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno

(G) Consumatore standard con un consumo annuale < 5.000 m<sup>3</sup>/anno

La tavola 22 riporta i principali dati. I consumi finali di gas sono in netta crescita, da 70 G(m<sup>3</sup>) del 2001 hanno raggiunto 79 G(m<sup>3</sup>) nel 2004; ciononostante il numero di operatori che possiede più del 5% del mercato rimane tuttavia sostanzialmente invariato a 5 (Eni Gas & Power, Enel Trade, Italgas Più, Edison Gas, Enel Gas). Nel 2004 i primi tre operatori hanno coperto l'80% delle vendite alla generazione elettrica, il 54% delle vendite a clienti industriali e il 33% delle vendite alle famiglie (non si hanno dati con analogo dettaglio sui segmenti di mercato per gli anni precedenti).

### *Switching*

Dal 1 gennaio 2003 i clienti del mercato del gas naturale sono liberi di mantenere in vigore il contratto stipulato in passato e integrato con le condizioni minime dell'Autorità e continuare ad acquistare il gas dal vecchio venditore oppure scegliere:

- un contratto diverso tra quelli offerti dal vecchio venditore
- un contratto diverso tra quelli offerti da un altro venditore autorizzato dal Ministero delle attività produttive

Per cambiare venditore nel mercato libero il cliente deve recedere dal contratto in essere seguendo le modalità in esso stabilite, e stipularne uno nuovo con un diverso venditore. Fatto salvo un termine di preavviso (che per i clienti caratterizzati da consumi tipici dell'uso domestico, artigianale e commerciale, non può superare i 30 giorni, a meno che il cliente e il venditore abbiano pattuito un diverso termine che deve essere esplicitamente indicato nel contratto), il cliente finale può recedere in qualsiasi momento dal proprio contratto di fornitura. Il costo di questa operazione viene definito dai venditori singolarmente; non esiste un costo predefinito, uguale per tutti. Tuttavia i venditori sono tenuti ad informare i clienti dell'eventuale costo connesso all'avvio e alla chiusura del rapporto. L'Autorità vigila affinché i costi proposti dai venditori non siano tali da ostacolare la possibilità del cliente di cambiare fornitore quando lo desidera.

La percentuale di clienti che ha cambiato fornitore è stimabile intorno a:

- 23% per i grandi consumatori (con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno),
- 3% per i medi consumatori (con consumi tra 5000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno),
- 1% per i piccoli (con consumi inferiori a 5.000 m<sup>3</sup>/anno).

Occorre peraltro considerare che le percentuali si alzano sensibilmente se si fa riferimento alle relative quantità di gas, come evidenziato nella tabella 22.

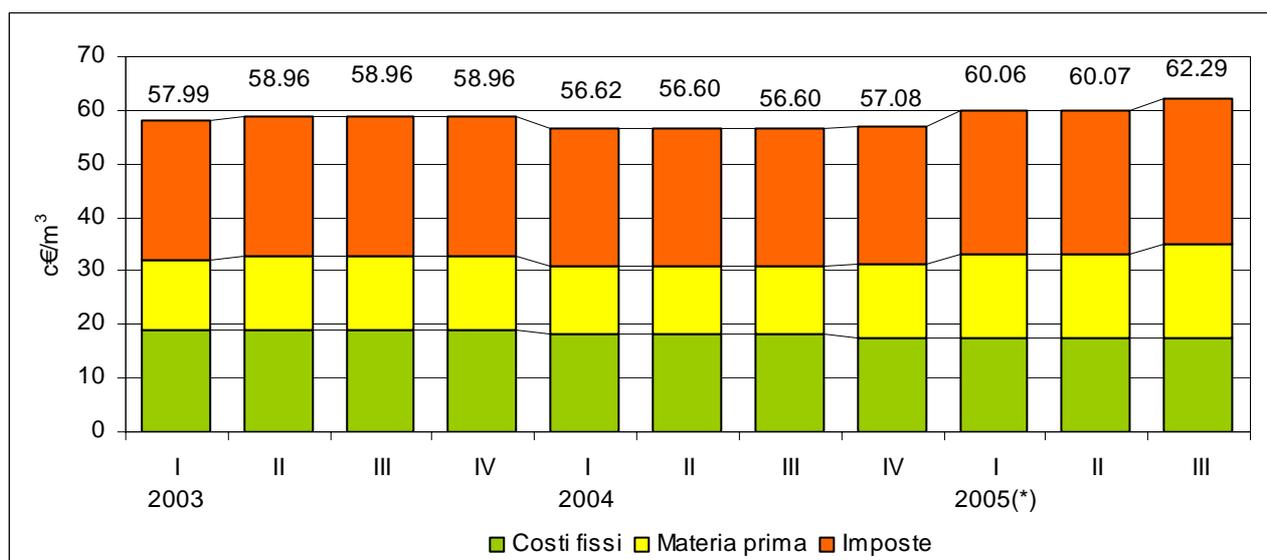
### **Prezzi medi di vendita**

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. L'andamento della tariffa media nazionale di riferimento pubblicata dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno è riprodotto nella figura 3. Si tratta del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura, definite dalla delibera n. 138/03, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita

devono obbligatoriamente offrire, accanto a altre eventuali condizioni specifiche (individuate da ogni venditore), ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie (vale a dire ai clienti del vecchio mercato vincolato).

L'impatto dei rincari petroliferi è stato attenuato nel 2003 dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima (QE) ha subito un unico aumento, da 13,21 a 14,02 c€/m<sup>3</sup>, nel secondo trimestre dell'anno per poi rimanere stabile nei due trimestri successivi; nel 2004 alla riduzione a 12,83 c€/m<sup>3</sup> registrata nel primo trimestre, sono poi seguiti due trimestri di invarianza e una risalita finale a 13,68 c€/m<sup>3</sup>. 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€/m<sup>3</sup>, riducendo la propria incidenza sulla tariffa finale del gas al 13,2%.

**Fig. 3 Andamento della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale**



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'effetto delle imposte che gravano sul gas.

Al fine di attenuare le spinte sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima (delibera n. 248/04). Esso avrebbe permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m<sup>3</sup>, innalzando la tariffa complessiva a 59,0911 c€/m<sup>3</sup>. A seguito della sospensione da parte della giustizia amministrativa italiana della delibera n. 248/04 (contro la quale hanno fatto ricorso le società di vendita), 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€/m<sup>3</sup>. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m<sup>3</sup>, valore a cui è rimasta invariata nel secondo trimestre dell'anno per poi salire a 62,29 c€/m<sup>3</sup> nel terzo trimestre dell'anno, ancora una volta in conseguenza dei prolungati rialzi del petrolio e degli altri combustibili ai quali è attualmente indicizzato il valore tariffario della materia prima gas.

Così all'1 giugno 2005 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 56% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 44% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale per usi civili e commerciali (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per quasi un terzo (28%), i costi di commercializzazione per il 10% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione che incide per il 12% sulla tariffa complessiva; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5%, mentre è pari all'1,5% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

I livelli di prezzo mediamente prevalenti nei vari segmenti di mercato sono indicati nella tavola 23.

**Tavola 23 Ripartizione per componenti dei prezzi finali (€/m<sup>3</sup>)**

	I4 <sup>(A)</sup>	I1 <sup>(B)</sup>	D3 <sup>(C)</sup>
Tariffe di rete (escluso oneri generali)	0,0207(*)	0,1015	0,1246
Oneri generali inclusi nelle tariffe di rete	0	0	0
Costi della materia prima e margine di vendita(**)	0,164742	0,193614	0,211510
Tasse	0,019501	0,191143	0,220796
Totale (incluse le tasse)	0,204943	0,486257	0,556906

Rilevazione per i seguenti consumatori tipo (m<sup>3</sup>/anno):

(A) 2.000.001 - 20.000.000

(B) 5.001 - 200.000

(C) 500 - 5.000

(\*) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,45, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(\*\*) Include la tariffa di stoccaggio.

## 5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

### 5.1 Elettricità

#### Domanda di punta attuale e prevista nel periodo 2006 - 08

La potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale ha registrato un nuovo massimo storico di 53.606 MW nel mese di dicembre 2004, con un incremento dello 0,4% rispetto alla punta di domanda invernale del 2003 (53.403 MW)<sup>14</sup>. Il periodo estivo è stato mediamente caratterizzato da condizioni meteorologiche favorevoli, con consumi inferiori a quelli del 2003. Tuttavia, nel mese di luglio vi sono stati brevi periodi di caldo torrido che hanno provocato picchi record nei consumi con un massimo storico estivo di 53.507 MW<sup>15</sup>, superiore dello 0,8% rispetto alla punta estiva registrata l'anno precedente (53.105 MW).

La punta estiva ha continuato anche nel 2004 ad avvicinarsi alla punta invernale: nel 2004 la differenza tra la punta invernale e quella estiva è stata di soli 99 MW, mentre nel 2003, nonostante le torride temperature estive, la differenza era stata di circa 300 MW. Il 28 giugno 2005 la potenza richiesta sulla rete ha raggiunto il nuovo massimo estivo di 54,1 GW. Pare certo che la punta invernale verrà superata dalla punta estiva nei prossimi anni.

Dalle previsioni di crescita formulate dal GRTN per il 2010 e 2015 si può stimare che la potenza richiesta sulla rete alla punta estiva aumenterà come segue:

- |        |         |
|--------|---------|
| - 2006 | 56,6 GW |
| - 2007 | 58,1 GW |
| - 2008 | 59,7 GW |

con un margine di incertezza di circa 0,5 GW.

#### Capacità di generazione esistente

La disponibilità di generazione complessiva, sensibilmente più alta rispetto al 2003 sia nel periodo estivo che in quello invernale, ha permesso di coprire agevolmente il fabbisogno mantenendo margini di riserva operativa sufficienti per eventuali arresti di impianti di generazione o per congestioni di rete. A fronte di un aumento di potenza netta di generazione di circa 1.200 MW (1,5% rispetto al 2003), l'aumento della riserva disponibile è stato di 5.265 MW alla punta estiva e di 2.364 MW alla punta invernale.

Questi risultati sono ascrivibili a diversi motivi: il più favorevole andamento climatico nei mesi estivi; la forte producibilità idroelettrica che ha raggiunto il suo massimo storico dopo due anni di scarsità; il minor tasso di avaria degli impianti termoelettrici dovuto in buona parte alle temperature estive più miti; una migliore programmazione delle manutenzioni svolte dal GRTN; l'allineamento dei meccanismi di remunerazione degli impianti di produzione con i periodi ritenuti critici per il sistema elettrico.

---

<sup>14</sup> Rispettivamente, alle ore 17 di giovedì 16 dicembre 2004 e alle ore 17 di mercoledì 10 dicembre 2003.

<sup>15</sup> Alle ore 11 di venerdì 23 luglio 2004.

*Investimenti in capacità di generazione nel 2006 – 07*

La crescita della capacità di generazione nel periodo 2004 – 2007 sono riportate nella tabella 11. La potenza disponibile è prevista crescere da 69,5 GW a fine 2004 a 83,2 GW a fine 2007.

**Tavola 24 Crescita del parco impianti nel periodo 2004 – 07 (MW)**

Anno	Potenza installata	Potenza disponibile a fine anno	Entrate in corso d'anno		Uscite per dismissioni e interventi di riconversione	Entrate nette
			Nuovi impianti	Riconversione di impianti esistenti		
2003	78.250	68.456				
2004	79.314	69.520	1.390	2.556	2.882	1.064
2005	83.516	73.722	4.921	2.680	3.399	4.202
2006	89.360	79.566	2.430	3.700	286	5.844
2007	92.989	83.195	1.135	2.724	230	3.629

Nel periodo 2002–04 il Ministero delle attività produttive ha rilasciato autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti corrispondenti a una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW, così distribuite sul territorio:

- Nord 7.957 MW
- Centro Nord 790 MW
- Centro Sud 1.580 MW
- Sud 5.430 MW
- Calabria 4.000 MW

Il 40% delle nuove autorizzazioni si concentra al Nord dove è già installato il 53% circa della potenza disponibile.

La capacità in costruzione nel 2005 è pari a circa 9 GW.

**Composizione della generazione termoelettrica attuale e futura**

La produzione termoelettrica per tipo di combustibile nel 2004 è riportata nella tabella 25. La composizione della generazione elettrica ha subito grossi mutamenti nel periodo 2000 – 04: un forte aumento della generazione a base di gas naturale; un altrettanto forte aumento del contributo del carbone; un crollo dell'olio combustibile particolarmente nel 2003 – 04, oramai superato anche dal carbone; un significativo aumento della generazione da fonti rinnovabili, soprattutto da biomasse. Tale andamento è previsto continuare anche nel futuro.

La tabella 25 riporta anche le stime per il 2007 e 2010 basate sulle previsioni del GRTN e del MAP. Queste previsioni sono evidentemente soggette a incertezze relative ai tempi di localizzazione delle nuove centrali e di riconversione di quelle esistenti.

**Tavola 25 Produzione di energia elettrica per fonte nel 2000 – 04 e previsioni al 2010 (TWh)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2007	2010
Produzione lorda	276,6	279,0	284,4	293,9	300,4	325,0	351,7
idroelettrica, geotermica e rinnovabili	51,4	55,1	49,0	48,0	53,7	56,8	68,3
idroelettrica da pompaggi	6,7	7,1	7,7	7,6	7,5	7,5	7,5
termoelettrica	218,5	216,8	227,6	238,3	239,2	260,7	275,9
- carbone	26,3	31,7	35,4	38,8	45,2	57,6	67,8
- prodotti petroliferi	85,9	75,0	77,0	65,8	44,9	28,1	11,2
- gas naturale	97,6	95,9	99,4	117,3	129,3	160,3	183,4
- altro	8,8	14,1	15,8	16,4	19,7	14,8	13,6

#### *Impianti entrati in funzione e/o dismessi nel corso del 2004*

Nel 2004 sono entrati in funzione nuovi impianti per una capacità di 1.390 MW. Ulteriori aumenti della capacità, a completamento di interventi di *repowering*, riconversioni e ambientalizzazioni ammontano a 2.556 MW. Considerando che nel 2004 sono stati dismessi 606 MW e ritirati 2.276 MW per interventi programmati di *repowering*, riconversioni e ambientalizzazioni, le entrate nette di capacità ammontano a 1.064 MW.

Nel 2005 sono previsti entrare in funzione nuovi impianti per 4.921 MW e incrementi a conclusione di interventi su impianti esistenti corrispondenti a 2.680 MW. È inoltre prevista la dismissione di 601 MW e il ritiro di 2.798 MW per interventi di ammodernamento degli impianti. Pertanto le entrate nette assommano a 4.202 MW.

Nel complesso, la capacità installata a fine anno è aumentata da 78.250 MW nel 2003 a 79.314 MW nel 2004 ed è prevista aumentare a 83.516 MW nel 2005. La potenza effettivamente disponibile è tuttavia notevolmente inferiore: 68.456 MW nel 2003, 69.520 MW nel 2004 e 73.722 MW a fine 2005.

#### *Criteri per l'autorizzazione di nuovi investimenti di generazione e il ruolo della pianificazione di lungo termine*

Non esiste allo stato attuale una funzione di pianificazione di lungo termine per la capacità di generazione elettrica. Tuttavia, il decreto legislativo n. 79/99 obbliga il GRTN a formulare i piani di espansione della rete elettrica che sono di fatto sviluppati in base a previsioni della domanda e della capacità effettuate dal GRTN.

La legge 9 aprile 2002, n. 55, comunemente nota come "legge sblocca centrali"<sup>16</sup> stabilisce che, al fine di evitare il *pericolo* di interruzione di fornitura di energia elettrica e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno nazionale, la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o *ripotenziamento*, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti a una autorizzazione unica, rilasciata dal MAP, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni e altri eventuali atti di assenso, previsti dalle norme vigenti.

<sup>16</sup> Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

L'autorizzazione viene rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le Amministrazioni statali e locali interessate e comprende l'autorizzazione ambientale integrata (VIA). La VIA sostituisce integralmente le singole autorizzazioni ambientali di competenza delle Amministrazioni interessate e degli enti pubblici territoriali. L'istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA e in ogni caso entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale.

La legge prevede che, qualora le opere comportino variazioni degli strumenti urbanistici e dei piani regolatori, il rilascio dell'autorizzazione abbia effetto di variante urbanistica. La regione competente può promuovere accordi tra il proponente e gli enti locali interessati dagli interventi per l'individuazione di misure di compensazione e riequilibrio ambientale.

#### *Incentivi impliciti ed espliciti per la costruzione di capacità di generazione*

Il Decreto legislativo 397 del 19 dicembre 2003 ha introdotto un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica con il fine di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. Il Decreto disponeva che nel periodo transitorio fossero ammesse alla remunerazione tutte le unità di produzione dispacciabili, con l'esclusione di quelle sottoposte al regime giuridico CIP6 e quelle alimentate da fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso e idraulica ad acqua fluente. A partire dal 29 luglio 2004 il sistema di remunerazione della capacità produttiva è stato esteso anche agli impianti di produzione impegnati in contratti bilaterali. Il Decreto ha inoltre stabilito che, in attesa della formulazione di un meccanismo competitivo di remunerazione della capacità, venisse adottato un sistema transitorio amministrato, a partire dal mese di marzo 2004.

Il corrispettivo di remunerazione e le modalità di calcolo della disponibilità di capacità per il 2004 sono stati stabiliti da AEEG, con la deliberazione n. 48/04. Il GRTN ha individuato 63 giorni di alta criticità e 65 di media criticità nei quali è previsto la remunerazione della capacità.

#### *Nuove infrastrutture di trasmissione interna*

Nell'anno trascorso sono entrate in servizio 5 nuove linee della rete di trasmissione nazionale a 380 kV per una lunghezza totale di 197 km. Entro il 2006 è prevista l'entrata in esercizio di ulteriori tre linee che consentono di aumentare l'affidabilità della rete in Calabria, e di ridurre alcune congestioni di rete in Lombardia e in Puglia. Per gli anni immediatamente successivi sono programmati importanti collegamenti sul territorio nazionale che hanno l'obiettivo di rendere più efficiente l'utilizzo della produzione in Lombardia e Piemonte, di rafforzare la sicurezza nel Nord Est d'Italia, di potenziare l'interconnessione tra il Centro Nord e il Centro Sud, di permettere un più completo sfruttamento delle centrali localizzate in Calabria e Puglia.

#### *Nuove infrastrutture di interconnessione con i paesi membri e quadro regolatorio*

L'interconnessione con la Grecia è attiva dal 2003. Nel 2004 è stata definita la capacità disponibile in importazione dalla Grecia all'Italia pari a 300 MW, e in esportazione dall'Italia verso la Grecia pari a 500 MW.

La linea elettrica S. Fiorano - Robbia a 380 kV, completata nel gennaio 2004, è il primo nuovo elettrodotto di interconnessione con l'estero sull'arco alpino realizzato dopo quasi 20 anni: l'ultima linea entrata in servizio sulla frontiera nord risale al 1986 (elettrodotto "Rondissone - Albertville", tra Italia e Francia). L'elettrodotto S. Fiorano - Robbia, realizzato dalla società TERNA in appena 7 mesi, è lungo 46 km e incrementa la capacità di importazione di 1.100 MW (il 15%).

Nel 2006 è previsto l'entrata in esercizio del nuovo collegamento sottomarino tra Sardegna e Corsica. Inoltre, è programmato per il 2006 o poco dopo anche il collegamento con la Slovenia da Udine a Okroglo.

Il GRTN ha provveduto a concordare con i Gestori di rete confinanti la massima capacità di trasporto, la *Net Transmission Capacity* (NTC), sulle linee d'interconnessione con l'estero a partire dal 1° gennaio 2004 e sino al completamento delle iniziative di rafforzamento della sicurezza della rete, articolata nei periodi diurno e notturno per singolo Paese confinante e per periodo invernale ed estivo. Il valore della massima capacità di trasporto è stato ridotto dal GRTN all'interno di un nuovo approccio al calcolo dei valori di NTC, in accordo con gli altri Gestori europei, che valuta un più ampio quadro di possibili assetti di rete e flussi produttivi per assicurare in ogni circostanza l'esercizio in sicurezza.

### **Procedura di pianificazione della rete in funzione delle congestioni e dei mercati all'ingrosso**

Negli ultimi anni il livello di utilizzazione della rete di trasmissione è cresciuto in modo notevole a causa dell'aumento della domanda e dei ritardi nella realizzazione degli investimenti. Nel 2004 le aree più congestionate sono state soprattutto il Nord-Est, la zona di Milano e la Campania. Risultano molto impegnati anche i collegamenti tra zone di rete che contribuiscono al trasferimento di energia dal Nord Italia al Centro Sud del Paese, che permettono il trasferimento di energia dal Nord-Ovest al Nord-Est dell'Italia e che appartengono alle zone con poli di produzione limitata.

Con l'entrata in funzione delle nuove centrali, collocate spesso in aree già attualmente congestionate, questa situazione potrebbe aggravarsi se non vengono accompagnate da un opportuno potenziamento della rete di trasmissione. A tal fine viene data molta importanza alla programmazione e alla gestione coordinata dell'indisponibilità delle reti e degli impianti di generazione, necessari a garantire un uso efficiente delle risorse di dispacciamento per la copertura del fabbisogno.

Il Decreto legislativo n. 79/99 e i successivi provvedimenti per la regolamentazione dell'attività di trasmissione di energia elettrica prevedono che il GRTN, nel deliberare gli interventi di sviluppo della RTN, persegua gli obiettivi di aumentare la sicurezza e garantire la continuità degli approvvigionamenti, ridurre i possibili vincoli rappresentati dalle congestioni di rete, aumentare l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione, nonché l'efficienza ed economicità della trasmissione di energia elettrica, assicurando il rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici. Gli elementi di incertezza riguardano soprattutto la distribuzione territoriale e la potenza dei nuovi impianti di generazione nonché i tempi di realizzazione delle nuove infrastrutture programmate.

L'entrata in funzione del mercato dell'energia elettrica il 1° aprile 2004 ha consentito di ottenere segnali economici diretti, basati sul prezzo zonale, dell'effettiva consistenza delle

congestioni tra le principali aree del sistema elettrico italiano. Gli esiti del Mercato del giorno prima hanno in particolare evidenziato una notevole frequenza di separazione della zona Nord - Centro Nord, che ha notevolmente limitato il flusso dell'energia elettrica dal Nord verso il Sud Italia, come già indicato.

La programmazione delle indisponibilità degli elementi di rete connesse ai lavori di sviluppo e manutenzione della RTN e degli impianti di produzione si svolge a livello annuale, trimestrale e mensile con una finestra settimanale scorrevole. Alla definizione del piano annuale delle indisponibilità si arriva attraverso un ciclo di attività che prevede:

- l'individuazione per l'anno dei lavori strategici per la RTN, sia per quanto riguarda le attività di sviluppo di nuovi elementi che per quelle di manutenzione indispensabili per l'esercizio del sistema elettrico;
- la determinazione dei vincoli che tali lavori operano sul parco degli impianti di produzione, ai fini dell'armonizzazione dei piani di indisponibilità della rete con le fermate delle singole unità di produzione;
- la valutazione, per ogni settimana dell'anno, dei margini di potenza utilizzabili in sicurezza per la programmazione della manutenzione degli impianti di produzione e l'inoltro degli stessi agli utenti del dispacciamento, insieme ai vincoli di rete di competenza, derivanti dai lavori strategici della RTN;
- il coordinamento da parte del GRTN dei piani annuali della rete e degli impianti dei soggetti interessati al fine di rispettare i criteri descritti.

### **Gestione delle emergenze**

Dopo il *blackout* del 28 settembre 2003, il GRTN ha sviluppato un piano per rafforzare la sicurezza del sistema elettrico articolato su diverse linee di difesa, rivolte sia a evitare la separazione del sistema italiano da quello europeo, sia a gestire le conseguenze di eventuali separazioni. Le linee di difesa riguardano: la programmazione dell'esercizio; il controllo in linea; le protezioni del sistema e la regolazione della tensione; il controllo del transitorio della frequenza; la riaccensione in caso di disservizio; la verifica degli assetti degli impianti di produzione.

A titolo di esempio, è stato realizzato un sistema per la separazione controllata della rete della Sicilia e di parte di quella della Calabria, in caso di grave emergenza del sistema elettrico dell'Italia continentale. Per accelerare la ripresa del servizio elettrico dopo un *blackout*, è stata sviluppata una procedura standardizzata che permette alle centrali termoelettriche di continuare ad alimentare i propri servizi ausiliari in attesa di essere riconnesse al sistema elettrico in fase di riaccensione. Sono state verificate le possibilità di utilizzo delle unità turbogas, destinate alla produzione di punta, per incrementare il servizio di prima riaccensione del sistema elettrico. In via transitoria sono stati sviluppati meccanismi di remunerazione incentivanti che inducono i produttori e i clienti idonei a offrire al GRTN un servizio d'interrompibilità che riguarda sia il servizio con preavviso che un analogo servizio senza preavviso, per complessivi 3.000 MW circa.

Per quanto riguarda le importazioni, il GRTN e i TSO esteri si sono dotati di una procedura operativa che permette di ridurre le importazioni in tempo reale in casi di necessità per il rientro in condizioni di sicurezza. Nonostante ciò le linee di

interconnessione risultano ancora, per tutto il 2004, tra quelle maggiormente interessate alla funzione di trasporto dell'energia elettrica.

## 5.2 Gas

### Consumo di gas nel 2004 e previsioni per il periodo 2005 - 08

Il bilancio del gas naturale nel 2003 - 04 è riportato nella tabella 26 assieme alle stime al 2008 elaborate in base alle previsioni del MAP.

**Tavola 26 Bilancio del gas naturale nel 2003 - 04 e previsione al 2008 (G(m<sup>3</sup>))**

	2003	2004	2008
Produzione	13,9	13,0	8,4
Importazione	62,1	67,3	81,7
Esportazione	0,1	0,1	0,1
Variazione scorte	-1,4	-0,1	0,0
Disponibilità per il consumo interno	77,4	80,2	89,9
Consumi e perdite del settore energetico	-0,8	-0,9	-1,0
Trasformazione in energia elettrica	-25,7	-28,0	-32,8
Totale impieghi finali	50,8	51,3	56,2
- <i>industria</i>	20,6	21,3	23,6
- <i>trasporti</i>	0,4	0,5	0,6
- <i>usi civili</i>	28,5	28,2	30,7
- <i>agricoltura</i>	0,2	0,2	0,2
- <i>usi non energetici</i>	1,1	1,1	1,1

Il fabbisogno di gas nel 2004 è cresciuto del 3,7%, superando per la prima volta 80 G(m<sup>3</sup>). L'aumento è dovuto soprattutto al forte incremento dei consumi per la generazione elettrica, aumentati dell'8,9%. Sono aumentati in modo consistente (3,5%) anche i consumi del settore industriale, mentre il calo dei consumi del settore civile (-0,9) non è sorprendente dato l'andamento climatico del 2003, caratterizzato da un inverno rigido e una estate torrida, che ha spinto i consumi di gas oltre i livelli normali.

Le previsioni del MAP indicano una crescita dei fabbisogni complessivi di circa il 2,9% medio annuo nel periodo 2004 - 08. La continua vigorosa dinamica è legata soprattutto allo sviluppo dei consumi nel settore della generazione elettrica (4,0%), ma è attesa una forte crescita anche negli usi finali, in particolare nel settore industriale e civile, rispettivamente con il 2,6 e 2,1%.

#### *Produzione domestica e capacità di importazione*

Nel 2004 è proseguito il calo della produzione nazionale di gas che ha caratterizzato gli anni precedenti, passando da 13,9 G(m<sup>3</sup>) nel 2003 a 13,0 G(m<sup>3</sup>) nel 2004 (contro 16,9 G(m<sup>3</sup>) nel 2000). Alla diminuzione nella produzione del gas naturale come del petrolio 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.

Al 1° gennaio 2005 la capacità di importazione di tipo continuo era pari a 260 milioni di m<sup>3</sup>/giorno che corrisponde a circa 95 G(m<sup>3</sup>)/anno. La distribuzione della capacità di importazione sui punti di entrata nel territorio nazionale viene riportata nella tavola 27. Il gasdotto *Greenstream* per le importazioni dalla Libia è entrato in esercizio nell'ottobre del 2004 ed è previsto andare a regime all'inizio del 2006; pertanto la capacità effettiva disponibile nel 2005 è più vicina a 90 G(m<sup>3</sup>)/anno. Inoltre, le manutenzioni e interruzioni possono ridurre la capacità effettivamente disponibile di qualche punto percentuale.

**Tavola 27 Capacità di trasporto di tipo continuo al 1° gennaio 2005**

	M(m <sup>3</sup> )/giorno	G(m <sup>3</sup> )/anno
Passo Gries	57,5	21,0
Tarvisio	88,2	32,2
Panigaglia	11,4	4,2
Mazara del Vallo	80,5	29,4
Gorizia	1,0	0,4
Gela	21,5	7,8
<b>Totale</b>	<b>260,1</b>	<b>94,9</b>

*Previsioni di produzione e di capacità di importazione nei prossimi tre anni*

Le previsioni del MAP indicano una produzione domestica calante da 13,0 G(m<sup>3</sup>)/anno nel 2004 a 8 - 9 miliardi di metri cubi nel 2008.

A seguito della sentenza dell'AGCM per abuso di posizione dominante, Eni ha previsto il potenziamento per una capacità complessiva di 6,5 - 7 G(m<sup>3</sup>)/anno dei gasdotti TAG e TTPC (tratto tunisino) per l'importazione di gas proveniente, rispettivamente, dalla Russia e dall'Algeria, da realizzare entro il 2007. Ulteriori potenziamenti del TAG e del TTPC per una capacità complessiva sempre di 6,5 - 7 G(m<sup>3</sup>)/anno saranno realizzati da Eni nel 2011-2012. Nonostante qualche incertezza pare probabile che almeno uno dei terminali di rigassificazione di GNL previsti a Brindisi e a Rovigo verrà realizzato entro il 2007 - 08. Pertanto, per questo periodo la capacità di importazione dovrebbe aumentare a 110 G(m<sup>3</sup>)/anno.

## **Ruolo del regolatore e di altre autorità**

### *Fornitore di ultima istanza*

La figura del fornitore di ultima istanza nel settore del gas è stata introdotta con decreto del MAP del 12 febbraio 2004 con il duplice scopo di superare la situazione distorta della concorrenza creata dalla mancata separazione tra attività di distribuzione e di vendita di numerosi distributori e per garantire un elevato livello di tutela dei consumatori e di protezione per i clienti più vulnerabili.

Il decreto ha previsto la presenza di un fornitore di ultima istanza in corrispondenza a ciascuna delle 17 aree di prelievo connesse ai punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti e riguarda esclusivamente le forniture di gas naturale ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000 m<sup>3</sup> che, per motivi indipendenti dalla loro volontà, sono sprovvisti di un soggetto venditore di gas autorizzato dal MAP. Il decreto ha altresì previsto che il fornitore di ultima istanza, diverso per ognuna di dette aree, venisse individuato tramite procedura ad evidenza pubblica. La selezione è stata effettuata il 19 maggio 2004.

*Incentivi per aumentare la produzione e la capacità di importazione*

A partire dal 2002 AEEG ha introdotto disposizioni che consentissero ai finanziatori di nuove infrastrutture o di potenziamenti di quelle esistenti l'esenzione dal regime di accesso a terzi nella misura dell'80% della nuova capacità realizzata per una durata di 20 anni<sup>17</sup>. Tali disposizioni sono state superate dalle misure, simili, previste dalla Direttiva europea 2003/55/CE e recepite dal Governo nella legge n. 239/04.

La legge n. 239/04 prevede disposizioni per le nuove infrastrutture di interconnessione o per il potenziamento di infrastrutture esistenti tra la rete nazionale e le reti di trasporto nel territorio degli Stati membri dell'Unione europea, o tra la rete nazionale e i sistemi di trasporto in Paesi extra Unione europea, per i nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), nonché per i nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas.

Con riferimento in particolare alla realizzazione di *interconnectors* tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana e di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, la legge n. 239/04 stabilisce che:

- l'esenzione dal regime di accesso a terzi (per un minimo pari all'80% di capacità per la durata minima di 20 anni) è accordata dal MAP, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; Il MAP stabilisce anche i principi per il rilascio di tali esenzioni e per l'accesso alla nuova capacità che si realizza nel sistema nazionale di gasdotti;
- la residua quota di capacità delle nuove infrastrutture di interconnessione o dei terminali di GNL, nonché la residua quota delle nuove capacità di trasporto ai punti di ingresso della rete nazionale dei gasdotti sono allocate ai soggetti richiedenti secondo procedure definite da AEEG in base a criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema stabiliti con decreti del MAP;
- i provvedimenti a carico dei soggetti che non rispettano i criteri in base ai quali hanno ottenuto l'allocazione delle capacità di trasporto vengono adottati da AGCM anche su segnalazione di AEEG.

La legge n. 239/04 contiene diverse norme finalizzate a promuovere la produzione di gas naturale (e di altri idrocarburi) riferite a:

- le procedure per ottenere autorizzazioni, permessi, concessioni e altri atti di assenso per la ricerca e coltivazione degli idrocarburi;
- la disciplina dei contributi compensativi a favore degli enti locali per il mancato uso alternativo del territorio;

---

<sup>17</sup> Deliberazione n. 137/02 per i nuovi gasdotti e deliberazione n. 91/02 per i terminali di GNL.

- gli incentivi fiscali a favore degli operatori;
- la razionalizzazione della normativa ancora frammentaria attraverso l'adozione di un Testo unico.

#### *Disponibilità di stoccaggio per il servizio pubblico*

Il 99% degli stoccaggi in sotterraneo di gas naturale esistenti in Italia è di proprietà dell'Eni e pertanto il settore viene regolato come monopolio di fatto. Per quanto riguarda i nuovi stoccaggi, analogamente ai nuovi gasdotti e terminali di rigassificazione, la normativa prevede l'esenzione dal regime di accesso a terzi nella misura dell'80% della nuova capacità realizzata per una durata di 20 anni. Nella regolazione degli stoccaggi il ruolo preminente viene esercitato dallo Stato. AEEG definisce le norme per l'accesso agli stoccaggi nonché i criteri e parametri per la determinazione delle tariffe di accesso e ne verifica la corretta applicazione.

Le concessioni sono rilasciate dal MAP che, inoltre, determina i criteri generali tecnico-costruttivi e le norme tecniche essenziali degli impianti e stabilisce i criteri di efficienza, economicità e sicurezza per il loro utilizzo. Inoltre, ai sensi della legge n. 239/04 il MAP esercita i seguenti principali compiti e funzioni, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas:

- determina le norme inerenti lo stoccaggio di gas naturale in giacimento;
- adotta gli indirizzi per la salvaguardia del funzionamento coordinato del sistema di stoccaggio, tra cui le disposizioni per l'utilizzo in caso di necessità degli stoccaggi strategici, con il fine di ridurre la vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale;
- accorda l'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- stabilisce i criteri generali per la ripartizione delle residue quote di capacità dei nuovi stoccaggi e dei potenziamenti di capacità come base per provvedimenti procedurali disposti da AEEG;
- effettua la ripartizione delle quote residue.

La criticità degli stoccaggi di gas in Italia si è evidenziata nella primavera del 2005 verso la fine del periodo di riscaldamento quando l'erogazione di *working gas* disponibile per la modulazione è stata insufficiente per coprire la domanda e il Ministero delle attività produttive è stato costretto ad autorizzare l'utilizzo del gas destinato agli stoccaggi strategici. Dato che negli ultimi anni la domanda di modulazione è aumentata di più della capacità di erogazione degli stoccaggi, una soluzione che viene presa in considerazione per il breve termine, è quella di ridurre gli stoccaggi strategici.

#### **Progetti infrastrutturali in corso e regime di regolamentazione**

Negli ultimi anni è aumentato l'interesse per l'installazione in Italia di terminali di rigassificazione. Attualmente è stata rilasciata l'autorizzazione per due terminali (Brindisi e Rovigo) per una capacità complessiva di importazione pari a 16 G(m<sup>3</sup>)/anno. Sono inoltre in varie fasi di autorizzazione altri nove terminali di rigassificazione per una capacità totale tra 55 e 75 G(m<sup>3</sup>)/anno. Pare difficile che tutti questi terminali vengano effettivamente realizzati. Se anche solo la metà venisse costruita la capacità complessiva disponibile per l'importazione nell'orizzonte del 2015 ammonterebbe a 140 - 150

G(m<sup>3</sup>)/anno. Un tale quantitativo è assai superiore al fabbisogno nazionale di gas ma è coerente con una prospettiva di transito verso altri paesi dell'Unione europea. Esistono inoltre due progetti di potenziamento dei metanodotti di importazione che aumenterebbero la capacità di importazione di almeno altri 15 G(m<sup>3</sup>)/anno. È stato recentemente concluso lo studio di fattibilità del progetto per il gasdotto Grecia - Italia, finanziato al 50% dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento *Trans European Network*. Questo interconnettore, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2008, è collegato con il sistema Grecia - Turchia e, tramite la Turchia, con il Blue Stream per il trasporto di gas dall'area del Mar Caspio. È in fase avanzata di studio anche il progetto Galsi, per il trasporto di gas che dall'Algeria attraverso la Sardegna dovrebbe raggiungere le coste toscane.

Le autorizzazioni per le nuove importazioni sono rilasciate dal MAP. L'accesso alle infrastrutture nazionali è regolato da AEEG, con riferimento sia alle tariffe per l'utilizzo delle reti che ai codici di rete. Per quanto riguarda l'accesso alle infrastrutture di importazione fuori dai confini nazionali, sulle quali Eni possiede diritti di trasporto e controllo, non è prevista, né è possibile a legislazione attuale, alcuna forma di regolazione. Tuttavia, nel 2003 AGCM ha avuto occasione di accertare l'abuso di posizione dominante esercitata da Eni, consistente nel limitare o rifiutare l'accesso a operatori per l'importazione in Italia di gas di provenienza indipendente dagli approvvigionamenti di Eni<sup>18</sup>. Alla conclusione del processo, AGCM ha imposto a Eni una serie di azioni correttive tra cui la messa a disposizione sul mercato secondario di capacità di trasporto sui gasdotti internazionali, il potenziamento della capacità dei metanodotti di importazione e la cessione a terzi di un congruo volume di gas (2,3 G(m<sup>3</sup>)/anno) per 4 anni. Il primo rilascio di gas è stato eseguito nell'ottobre del 2004.

#### **Tavola 28 Nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto**

Terminale	Capacità (G(m <sup>3</sup> )/anno)	Società proponente	Stato autorizzativo
Brindisi	8	BG Group	Autorizzato
Rovigo	8	Edison - ExxonMobil - Qatar Petroleum	Autorizzato
Rosignano	3	Edison - BP - Solvay	Richiesta di modifica
Toscana offshore	3 - 4	Olt Lng Terminal	In fase di approvazione
Trieste Zaule	8	Gas Natural	Procedura da iniziare
Trieste offshore	8 - 12	Endesa	Fase preliminare
Gioia Tauro	4 - 8	Società Petrolifera Gioia Tauro	Richiesta di modifica
San Ferdinando	6 - 12	Lng Med Gas Terminal	Richiesta di modifica
Taranto	8	Gas Natural	Procedura avviata
Porto Empedocle	8	Nuove Energie	Procedura avviata
Priolo - Augusta - Melilli	8 - 12	Erg Power & Gas - Shell Energy Europe	In fase di avvio
<b>Totale</b>	<b>72 - 91</b>		

<sup>18</sup> Indagine ENI - Blugas.

## 6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

### Fornitura al mercato finale

Per quello che attiene al settore gas naturale, dall'1 gennaio 2003 tutti i consumatori sono liberi di scegliersi il proprio fornitore; da quella data il soggetto che svolge il servizio di vendita a clienti finali deve essere necessariamente un soggetto diverso da chi lo distribuisce. Le imprese che possono vendere il gas naturale devono essere autorizzate a svolgere l'attività di vendita dal Ministero delle Attività Produttive; per ottenere tale autorizzazione le società di vendita devono:

- disporre di un servizio di modulazione adeguato alle necessità delle forniture, e comprensivo delle relative capacità di stoccaggio, ubicate nel territorio nazionale;
- dimostrare la provenienza del gas naturale e il possesso dei contratti di trasporto nazionali e internazionali;
- avere capacità tecniche e finanziarie adeguate.

Nel settore gas è prevista la presenza di un fornitore di ultima istanza che assicura la continuità di approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000 m<sup>3</sup> che, per motivi che non dipendono dalla loro volontà, sono sprovvisti di un soggetto venditore di gas autorizzato dal Ministero delle attività produttive. Nel maggio 2004 lo stesso Ministero ha provveduto ad individuare, tramite procedura ad evidenza pubblica, il fornitore di ultima istanza per ciascuna delle 17 aree di prelievo individuate.

Nel settore elettrico, invece, non esiste alcun tipo di autorizzazione per svolgere l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato finale. Sul mercato vincolato l'attività di vendita è esercitata generalmente dalle società distributrici (fanno eccezione alcune società che hanno costituito apposite società per svolgere l'attività di vendita - sia nel mercato libero che in quello vincolato - separate dalla società che svolge attività di distribuzione). Per quello che attiene al mercato libero il Decreto Legislativo n. 79/99 di recepimento della Direttiva Europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, non fornisce una definizione di venditore, ma identifica il grossista come la persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare alcuna attività di produzione, trasmissione e distribuzione in alcun Paese dell'Unione Europea. Qualora i clienti non trovassero un fornitore sul mercato, l'Acquirente Unico garantirebbe loro la somministrazione di energia elettrica.

### Condizioni di fornitura e tutela dei consumatori

Rispetto al grado di implementazione delle misure previste dalle Direttive Europee in materia di tutela dei consumatori si evidenzia quanto segue.

L'Italia non ha ancora implementato la disposizione della Direttiva Europea 2003/54/CE secondo cui i fornitori di energia elettrica devono specificare nelle fatture e in tutto il materiale promozionale inviato ai clienti finali la quota di ciascuna fonte energetica nel mix complessivo di combustibili utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente.

Le condizioni contrattuali di fornitura presenti nei contratti sia del servizio elettrico che del gas naturale sono minime ed inderogabili e riguardano la lettura del contatore, la periodicità di fatturazione dei consumi, le modalità di calcolo dei consumi, i tempi e le modalità di pagamento della bolletta, la morosità del cliente, le modalità e i tempi di sospensione della fornitura, la rateizzazione dei pagamenti, il deposito cauzionale, le modalità con cui inoltrare un reclamo, le modalità di ricostruzione dei consumi in caso di malfunzionamento del contatore (solo per il settore elettrico).

Nel settore elettrico queste condizioni riguardano tutti i clienti vincolati (con l'eccezione dei clienti alimentati in alta tensione e dell'illuminazione pubblica); nell'ambito della contrattazione bilaterale, invece, l'unico aspetto normato riguarda il recesso.

Nel settore del gas naturale le condizioni sopracitate devono essere obbligatoriamente proposte come condizioni contrattuali minime di riferimento a tutti i clienti del mercato del gas naturale; in alternativa a queste il cliente può scegliere altre condizioni proposte dall'esercente. Tutti i venditori del mercato liberalizzato del gas che intendano presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni (famiglie, condomini, operatori con consumi annui fino a 200.000 m<sup>3</sup>) con un potere negoziale ridotto nei confronti delle imprese, devono, comunque, attenersi al Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità. Il Codice di condotta commerciale ha avuto un effetto retroattivo in quanto per i contratti stipulati a decorrere dal 1° gennaio 2003, che non rispettavano le disposizioni contenute nel Codice, gli esercenti il servizio di vendita potevano trasmettere ai propri clienti (non oltre il 31 gennaio 2005) un documento informativo nel quale venivano descritte le clausole contrattuali obbligatorie non esplicitamente riportate nel contratto.

Le regole di comportamento uniformi che sono definite dal Codice sono valide su tutto il territorio nazionale e si pongono come strumento di garanzia dello svolgersi della competizione tra venditori a parità di condizioni; esso si pone, dunque, come elemento di stimolo alla concorrenza. Le regole che i venditori devono osservare attengono sia alla fase di promozione delle offerte contrattuali, sia a quella della stipula del contratto. Specificatamente vengono individuate sia le informazioni che devono essere comunicate al cliente prima della sottoscrizione del contratto, sia le principali clausole che devono essere contenute nel contratto stesso.

Il contratto deve contenere almeno:

- l'identità e l'indirizzo delle parti e l'indirizzo della fornitura;
- l'indicazione delle prestazioni oggetto del contratto (devono essere specificate: le condizioni tecniche di erogazione del servizio, la data di avvio dell'esecuzione del contratto, la durata del contratto e le eventuali modalità di rinnovo, le eventuali prestazioni accessorie);
- le condizioni economiche di fornitura del servizio e le modalità per la determinazione delle eventuali variazioni e/o adeguamenti automatici dei corrispettivi nonché le condizioni economiche delle prestazioni accessorie;
- le forme di garanzia eventualmente richieste al cliente e ogni altro onere posto a carico del cliente in relazione alla conclusione o all'esecuzione del contratto;
- le modalità e la periodicità di rilevazione dei consumi ai fini della fatturazione, specificando, qualora il contratto preveda letture periodiche del misuratore, il

- tempo massimo intercorrente tra due letture e le modalità di informazione del cliente circa l'eventuale esito negativo del tentativo di lettura e le sue conseguenze;
- le garanzie riconosciute ai clienti per la verifica della correttezza della misurazione dei consumi; le modalità di fatturazione e le modalità di pagamento del servizio da parte del cliente (devono essere specificate la periodicità di emissione delle fatture; qualora sia prevista l'emissione di fatture basate sulla stima dei consumi, il criterio adottato per la stima dei consumi; le modalità e i termini per il pagamento delle fatture);
  - le conseguenze dell'eventuale ritardo nel pagamento delle fatture (specificando le penali o gli interessi di mora dovuti dal cliente, nonché il tempo minimo intercorrente tra l'invio al cliente del sollecito di pagamento e la sospensione della fornitura per morosità);
  - gli indennizzi automatici previsti per il mancato rispetto di standard specifici di qualità commerciale se aggiuntivi rispetto a quelli previsti dalla normativa in vigore;
  - le modalità con le quali il cliente formula all' esercente richieste di informazione e reclami, nonché le modalità di attivazione delle eventuali procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Il Codice di condotta commerciale tutela i consumatori nel caso di variazioni anche nel caso in cui siano presenti nel contratto clausole unilaterali. Quando l' esercente, per giustificato motivo, debba ricorrere a tale facoltà, questi è tenuto a darne comunicazione in forma scritta a ciascuno dei clienti interessati con un preavviso di almeno 60 giorni rispetto alla decorrenza delle variazioni. Tale comunicazione non è dovuta in caso di variazione dei corrispettivi che derivano dall'applicazione di clausole contrattuali in materia di indicizzazione o di adeguamento automatico; in questo caso il cliente è informato della variazione nella prima bolletta in cui le variazioni sono applicate. È, infine, previsto che l' esercente nella comunicazione specifichi i termini e le modalità con cui il cliente possa esprimere la propria volontà di esercitare il recesso senza sostenere alcun onere.

L'Autorità ha stabilito che tutte le società di vendita del gas devono offrire obbligatoriamente una condizione economica di riferimento calcolata in base a criteri definiti ed approvati dall'Autorità, accanto a proprie condizioni economiche. Tali condizioni economiche di riferimento sono pubblicate sul sito Internet dell'Autorità, mentre le condizioni economiche di fornitura formulate dai venditori di gas devono essere pubblicizzate in modo adeguato con la pubblicazione sul proprio sito Internet, su un quotidiano di ampia diffusione nell'area di interesse e nel Bollettino ufficiale della Regione o della Provincia autonoma.

Nel settore elettrico le tariffe per i clienti vincolati sono pubblicate sul sito Internet dell'Autorità mentre sul mercato libero i fornitori informano direttamente i clienti idonei sulle loro opzioni di fornitura e sui prezzi.

Nonostante non vi sia alcuna norma a prevederlo, di fatto è possibile pagare la bolletta con diverse modalità. L' esercente il servizio deve, comunque, offrire al cliente almeno una modalità gratuita (non gravata cioè di oneri di riscossione) di pagamento della bolletta nel territorio di ciascuna provincia servita; la scelta di tale modalità è lasciata all' esercente. Con tale previsione normativa, l'Autorità ha inteso assicurare alla clientela il permanere di

un servizio già fornito precedentemente al processo di liberalizzazione: la scelta di riorganizzare l'attività dei servizi commerciali con l'affidamento in misura sempre minore alla presenza sul territorio di sportelli fisici, infatti, doveva essere compatibile con il permanere dell'offerta al cliente di almeno una modalità gratuita di pagamento.

Non sono previste spese per il cambio del fornitore in entrambi i settori.

Quando il cliente ritiene che il servizio non sia conforme alla normativa o al contratto, oppure che si sia violato un suo diritto, può presentare un reclamo all' esercente che deve fornire una risposta motivata entro 20 giorni contenente precise informazioni (richiesta del cliente, eventuali cause del disservizio oggetto del reclamo e le azioni correttive intraprese per porvi rimedio, etc.). Nello specifico l' esercente deve rendere disponibile un modulo prestampato che illustri le modalità e le procedure di reclamo. Il modulo deve essere consegnato al cliente all'atto della stipula di un nuovo contratto e quando il cliente ne fa richiesta. Le procedure e le modalità di inoltro dei reclami devono tenere in considerazione le particolari esigenze dei clienti anziani e disabili; il reclamo può essere inoltrato con ogni mezzo utile alla comunicazione con l' esercente che consenta di accertare la data del suo ricevimento.

Sebbene la fornitura di energia elettrica sia di fatto garantita come servizio universale non esiste alcuna declaratoria che informa i clienti circa i loro diritti in materia di servizio universale. Analogamente non è esplicitato in alcun documento che i clienti finali allacciati al sistema gas siano informati circa i loro diritti di essere approvvigionati di gas di una qualità ben definita e a prezzi ragionevoli.

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 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. Il costo in bolletta per i consumatori non è cambiato ed è rimasto pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Quanto disposto 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.

### **Trattamento dei consumatori vulnerabili**

La legislazione nazionale in materia di energia include solo una disposizione generale per i consumatori vulnerabili, senza, però, fornire alcuna definizione. La stessa Autorità per l'energia elettrica non ha introdotto alcuna forma di regolazione in materia, ma si è limitata a fissare la proibizione per i distributori del settore elettrico di procedere al

distacco dalla rete di consumatori che necessitano di energia elettrica per far funzionare macchinari medici vitali.

Nell'ambito della riforma tariffaria del settore gas, comunque, è prevista la possibilità per le amministrazioni locali di costituire fondi alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% delle tariffe di distribuzione del gas, al netto delle imposte, da destinarsi alla copertura di spese relative alla fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, ad anziani e disabili, secondo criteri definiti dai comuni stessi.

Nel settore elettrico l'Autorità definirà una tariffa agevolata riservata solo ai clienti economicamente disagiati. Questa tariffa sarà resa disponibile solo ad una fascia limitata di clienti che saranno individuati tramite l'ISEE (Indicatore di situazione economica equivalente). Il cliente ammesso al regime agevolato potrà utilizzare un certo quantitativo di energia elettrica ad un costo agevolato. La nuova tariffa agevolata sarà strutturata in maniera mirata e riservata ai clienti realmente bisognosi che saranno agevolati da sconti commisurati anche al numero dei componenti della famiglia.

### **Distacchi per morosità**

Nel caso in cui il cliente non paghi entro i termini indicati in bolletta, l'esercente può procedere al distacco solo se il cliente è stato preavvisato per raccomandata.

L'Autorità, tuttavia, non monitora il numero di distacchi per morosità, ma il numero di riattivazioni in seguito a sospensioni per morosità che nel settore elettrico nel 2004 sono state pari a 311.117 (clienti alimentati in bassa e media tensione), mentre nel settore del gas naturale esse sono state pari a 42.641 (clienti finali alimentati in bassa pressione). La prestazione di riferimento è il "tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità" il cui livello è definito ad un giorno feriale nel settore elettrico e a due giorni feriali nel settore gas; qualora le imprese provvedano alla riattivazione della fornitura oltre il livello definito devono pagare un indennizzo.

### **Regolazione dei prezzi finali**

Oggetto della regolazione tariffaria sono innanzitutto le attività svolte a mezzo rete.

Nel settore elettrico a tutti i clienti domestici, nonché ai clienti non domestici che hanno scelto di non approvvigionarsi sul mercato libero, si applica una tariffa anche per le componenti relative all'approvvigionamento di energia elettrica. I prezzi finali pagati dai clienti del mercato vincolato sono quindi tariffe e non prezzi di mercato.

Nel settore del gas naturale, in considerazione del fatto che tutti i clienti sono idonei dal 1° gennaio 2003, tutte le società di vendita del gas devono obbligatoriamente offrire, accanto ad eventuali proprie offerte, anche condizioni economiche di fornitura di riferimento, calcolate in base a criteri definiti dall'Autorità in primo luogo per i soggetti con consumi inferiori ai 200.000 m<sup>3</sup> annui. Il prezzo di riferimento dell'Autorità costituisce una protezione per il consumatore. In questo modo l'Autorità si pone l'obiettivo di assicurare che la eventuale scelta di nuove offerte contrattuali sul mercato libero avvenga in un periodo di tempo congruo e senza discontinuità con il sistema di garanzie in vigore, e di tutelare i consumatori nelle aree in cui continuerà ad operare un unico fornitore, che potrebbe modificare i prezzi in mancanza di concorrenza da parte di altri operatori.

L'Autorità sulla base dei compiti di controllo assegnategli dalla sua legge istitutiva verifica che le società di vendita applichino correttamente le condizioni economiche di fornitura.

Ai sensi della legge 481/95 la regolamentazione della dinamica tariffaria delle *public utilities* è attuata mediante il meccanismo del *price cap* che traduce gli obiettivi di efficienza del regolatore.

I coefficienti di recupero della produttività nei due settori sono indicati nella tavola 29.

**Tavola 29 Coefficienti di recupero della produttività**

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione	2,5%	Trasmissione	2% ( <i>capacity</i> ) 4,5% ( <i>commodity</i> )
		Distribuzione	5% (solo sul 58,16 del vincolo sui ricavi)
Distribuzione	3,5%	Rigassificazione GNL	1% ( <i>capacity</i> ) 2% ( <i>commodity</i> )
		Stoccaggio	2,75%

Il periodo di regolazione è di quattro anni al termine del quale si rivedono i parametri.

Nell'aggiornamento annuale delle tariffe e dei parametri tariffari il meccanismo del *price cap* è applicato nella trasmissione elettrica, nella distribuzione elettrica e nella distribuzione gas esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi e gli compresi gli ammortamenti. Nel trasporto, nella rigassificazione e nello stoccaggio di gas il meccanismo del *price cap* si applica al vincolo sui ricavi nella sua interezza; in prospettiva l'applicazione del meccanismo sarà uniformata a quella della distribuzione gas. In sede di aggiornamento annuale l'AEEG tiene conto anche degli elementi indicati dalla legge istitutiva, vale a dire:

- a) il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- b) l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività;
- c) il recupero di qualità del servizio rispetto a standard prefissati;
- d) i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- e) i costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Parallelamente all'aggiornamento annuale della parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti, viene aggiornata anche la quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito. Tale revisione avviene tramite l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto al settore oggetto di remunerazione tenuto conto del suo degrado e dell'inflazione, nonché degli investimenti netti effettuati nell'anno precedente delle imprese.

I meccanismi tariffari disegnati dall'Autorità prevedono un sistema di perequazione nazionale mediante il quale i distributori/fornitori sono compensati per i maggiori costi che devono sostenere per fornire taluni clienti; non è invece prevista nessuna remunerazione specifica per il servizio di fornitura di ultima istanza.

Nel settore del gas naturale il 90% del gas consumato da clienti domestici è approvvigionato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità; nel settore relativo al commercio e ai servizi, nell'industria e nella generazione elettrica le quote di gas approvvigionato non a prezzi di mercato equivalgono rispettivamente all'82,1%, al 5,1% e allo 0,03%.

Nel settore elettrico, invece, i domestici sono per il 100% riforniti sul mercato vincolato (saranno clienti idonei solo a partire dal luglio 2007), mentre l'energia prelevata dalla rete dai clienti non domestici viene acquistata per il 41,3% sul mercato vincolato.

**Tavola 30 Regolazione dei prezzi finali**

	Elettricità			Gas			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termo-elettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Piccolissime imprese e settore domestico
Esistenza tariffa regolata (S/N)	S <sup>(A)</sup>	S <sup>(A)</sup>	S <sup>(A)</sup>	N	N	N	S <sup>(B)</sup>
% clienti a tariffa regolata	41,3		100	0,03	5,1	82,1 <sup>(C)</sup>	90 <sup>(D)</sup>
Possibilità di tornare alla tariffa regolata (S/N)	S	S	n.r.	S	S	S	S
N. fornitori con obbligo di proposta tariffaria (possono essere anche tutti i fornitori)	173 <sup>(E)</sup>			353			

(A) Solo i clienti domestici sono obbligati ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate perché non sono clienti idonei. I clienti non domestici possono scegliere se fornirsi sul mercato libero o sul mercato vincolato.

(B) Si tratta di condizioni economiche di fornitura di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m3 annui.

(C) Con riferimento alle imprese commerciali e di servizi di qualsiasi dimensione.

(D) Solo con riferimento al settore domestico.

(E) Distributori.