

## Capitolo 2

### L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

#### 2.1 Le società

##### 2.1.1 Il funzionamento del mercato dell'energia elettrica

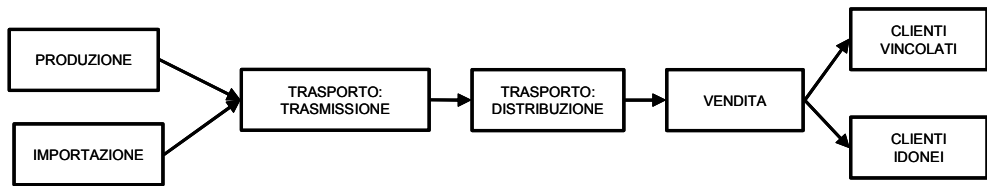
La Direttiva CEE n. 92-1996, recepita in Italia dal D. Lgs. n. 79-1999, ha disposto:

- la liberalizzazione dell'attività di produzione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica: dal 1° gennaio 2003 nessun soggetto può produrre e importare più del 50% dell'energia prodotta e importata sul mercato nazionale;
- la distinzione tra clienti “idonei” e clienti “vincolati”; i primi sono ammessi ad operare sul mercato libero, scegliendo il proprio fornitore in Italia o all'estero, negoziando il prezzo ed ottenendo il trasporto dell'energia acquistata sulle reti di trasmissione e distribuzione; i secondi non sono ammessi ad operare sul mercato libero e possono acquistare energia solo da distributori che esercitano il servizio nell'area territoriale dove sono localizzati, sulla base di tariffe regolamentate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG); dall'1-7-2004 (delibera n. 107-2004 dell'AEEG) sono «idonei» tutti i clienti non domestici (ovvero tutti quelli in possesso di una partita IVA);
- la riserva esclusiva allo Stato delle attività di trasmissione e dispacciamento e la loro attribuzione in concessione alla società GRTN (controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) cui spetta la gestione delle reti, ma non la proprietà;
- un regime di concessioni trentennali rilasciate dal Ministero delle Attività Produttive per lo svolgimento dell'attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti “vincolati”;
- l'istituzione da parte del GRTN dell'Acquirente Unico (AU), società per azioni cui spetta di stipulare e gestire i contratti di fornitura con i produttori ed i contratti di vendita con i distributori per assicurare condizioni di continuità del servizio e parità di trattamento anche tariffario.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), istituita con la legge n. 481-1995, esercita funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.

La filiera dell'energia elettrica include: produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita (Figura 2.1).

FIGURA 2.1 - LA FILIERA DEL SETTORE ELETTRICO



Le società che producono energia elettrica la vendono a prezzi che nascono dalla libera contrattazione tra le parti; i canali di vendita sono quattro: la Borsa elettrica, i grossisti, i grandi clienti idonei finali (ad esempio le maggiori aziende) e l'Acquirente Unico (AU). Si tratta di un'attività non regolata da tariffe e quindi i margini nascono dalla differenza tra costi di produzione dell'energia e prezzi di vendita che, come detto, si formano liberamente dall'incontro di domanda e offerta. Le vendite ai grandi clienti idonei possono essere effettuate direttamente dai produttori (in tal caso la filiera è corta); più frequentemente questi ultimi cedono l'energia alle società di vendita del gruppo a cui appartengono, oppure ai grossisti o sulla Borsa elettrica, e successivamente essa giunge al cliente idoneo. Nel caso dei clienti vincolati, il percorso è invece imposto dall'Autorità: l'energia elettrica viene venduta dal produttore all'AU e da questo ai distributori che la vendono al dettaglio ai clienti vincolati. L'energia prodotta da fonti rinnovabili, che beneficia di condizioni agevolate (cosiddette Cip6), viene venduta al GRTN.

L'elettricità prodotta viene trasmessa attraverso la rete nazionale ad alta ed altissima tensione gestita dal GRTN - Gestore del Sistema Elettrico. Il GRTN cura anche il dispacciamento, ovvero l'attività di coordinamento degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e delle reti ad essa connesse. Il GRTN controlla l'Acquirente Unico - società per azioni posseduta al 100% - che dal 1° gennaio 2004 ha assunto il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica sul mercato vincolato (ruolo precedentemente riservato ad ENEL). L'AU acquista l'elettricità da varie fonti, anche organizzando aste, e - come già detto - la rivende ai distributori che a loro volta la cedono ai clienti vincolati. Il compito dell'AU è di assicurare a tali clienti (essenzialmente le famiglie) la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, in modo da estendere anche a loro i vantaggi del processo di liberalizzazione del settore. Per lo svolgimento delle attività di trasporto e dispacciamento, il GRTN esige una tariffa (regolamentata dall'AEEG) da tutti i soggetti che sono allacciati alla rete (i produttori da un lato ed i distributori dall'altro).

L'attività di distribuzione si avvale della rete di distribuzione locale a media e bassa tensione sulla base di una concessione del Ministero delle Attività Produttive.

Essa include l'allacciamento di tutti i clienti che ne facciano richiesta, il trasporto dell'elettricità dalla rete di trasmissione nazionale ai singoli clienti e la vendita dell'energia (acquistata dall'AU) ai clienti vincolati. Il gestore del servizio di distribuzione opera al dettaglio in regime di monopolio in una determinata area geografica; esso è quindi obbligato ad assicurare un servizio a tutti gli utenti sia idonei (che però restano liberi di scegliere un altro venditore) che vincolati. La vendita al dettaglio dell'elettricità avviene, per i clienti vincolati, alla tariffa stabilita dall'Autorità; per i clienti idonei valgono le condizioni stabilite dalla contrattazione tra le parti.

### 2.1.2 Il funzionamento del mercato del gas naturale

A partire dalla fine degli anni '90 il settore è stato oggetto di una nuova regolamentazione nazionale e comunitaria volta a favorirne la liberalizzazione. Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei e quindi liberi di scegliere il distributore. Nell'agosto 2003 è entrata in vigore la Direttiva UE n. 55 del 26-6-2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Gli aspetti più rilevanti della Direttiva sono i seguenti:

- contabilità separata per le attività di trasporto e di distribuzione;
- garanzia di accesso dei terzi alle reti di trasporto e di distribuzione basata su tariffe pubblicate;
- separazione societaria dei gestori delle reti di trasporto, a partire dal 1° luglio 2004, e delle reti di distribuzione, dal 1° luglio 2007, qualora facciano parte di un'impresa verticalmente integrata. Le società di distribuzione operano in qualità di concessionarie, mentre le società di vendita possono commercializzare il gas su tutto il territorio nazionale.

L'attività di distribuzione (Legge n. 239-2004 che ha confermato l'impianto del Decreto Letta, D.Lgs. n. 164-2000) si configura come un servizio pubblico locale che deve essere assegnato tramite procedure ad evidenza pubblica (gare) dagli enti locali per un periodo non superiore ai 12 anni.

La filiera del gas naturale include: approvvigionamento (produzione e importazione), trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita (Fig. 2.2).

FIGURA 2.2 - LA FILIERA DEL GAS NATURALE



L'approvvigionamento di gas avviene sia dalla produzione nazionale (20% circa del fabbisogno) che da importazioni. La produzione, ovvero l'estrazione del gas dal sottosuolo, è un'attività libera ed il principale operatore nazionale è l'ENI. Anche l'importazione (prevalentemente da Russia, Algeria e Olanda) è un'attività libera nella quale i maggiori operatori nazionali sono ENI, ENEL ed Edison.

L'attività di trasporto a lunga distanza avviene su rete ad alta pressione. Il gas viene preso in carico presso i punti di consegna, situati in connessione con le linee di importazione e con centri di produzione e di stoccaggio dislocati in Italia, e quindi trasportato fino ai punti di consegna, connessi alle reti di distribuzione locale e alle grandi utenze industriali e termoelettriche. Si tratta di un'attività di interesse pubblico e quindi regolata; la rete di trasporto in Italia, incluse le relative infrastrutture e servizi (centrali di compressione e impianti di decompressione, sistemi di telecontrollo e trasmissione dati, centro di dispacciamento), è posseduta dalla Snam Rete Gas (Gruppo ENI) che controlla anche l'unica (ad oggi) centrale di rigassificazione del Gas Naturale Liquido (GNL). Il servizio di stoccaggio riguarda la gestione del gas per compensare le variazioni giornaliere o stagionali dei consumi. Si tratta anche qui di un'attività regolata per la quale è prevista una tariffa fissata dall'Autorità essendo gestita in quasi monopolio dalla Stogit (Gruppo ENI). La distribuzione consiste nel trasporto del gas attraverso reti locali a media e bassa pressione fino agli allacciamenti dei clienti finali: è un'attività regolata che può essere esercitata su concessione dell'ente locale e le tariffe sono fissate dall'Autorità. La vendita concerne infine la cessione del gas ai clienti finali i quali – come già detto – sono tutti liberi di scegliere il proprio fornitore. È un'attività libera ed anche i prezzi sono liberi; l'Autorità però ha previsto condizioni economiche limite a tutela del cliente. Oltre a queste attività va ricordata quella di vettoriamento che consiste nel trasporto del gas da un punto ad un altro della rete, operato su richiesta del proprietario del gas, a fronte di un compenso.

### **2.1.3 La struttura delle imprese**

Sono presenti sia Gruppi integrati verticalmente su tutte le fasi della filiera, sia società che si limitano soltanto ad alcune di esse. Inoltre, per legge, alcune attività devono essere svolte da società specializzate e per tale motivo i gruppi sono in genere articolati attraverso una *holding* che controlla varie società operative. Alcune società operano anche in altri settori come quello idrico o della gestione dei servizi di igiene urbana, configurandosi secondo il modello c.d. *multiutility*.

Il Gruppo ACEA opera in due mercati: energia elettrica e servizi idrici. Con riferimento al comparto energetico la società è tra i principali operatori nazionali in termini di utenze servite ed energia distribuita. Dal 2001 ha acquisito da ENEL la rete di distribuzione nei Comuni di Roma, Fiumicino (Rm), Formello (Rm) e Guidonia (Rm). ACEA svolge attività di produzione e distribuzione di calore

offrendo servizi di teleriscaldamento nell'area di Roma e l'attività di gestione del servizio di illuminazione pubblica in diversi comuni, tra i quali i principali sono Roma, Fiumicino, Foggia e Napoli. L'attività di produzione di energia elettrica del Gruppo ACEA è svolta attraverso 3 centrali termoelettriche nel Lazio (2 a Tor di Valle e una a Montemartini), 5 centrali idroelettriche ubicate nel Lazio (Salisano, Castel Madama, Mandela), Abruzzo (S. Angelo) e Umbria (Orte), oltre a due minigruppi idroelettrici ubicati nel Lazio (Cecchina e Madonna del Rosario), per un totale di 362 MW di potenza installata. La capacità di generazione di energia elettrica degli impianti di Tirreno Power <sup>(13)</sup> è pari ad oltre 2.500 MW. Il sistema degli impianti di produzione di energia idroelettrica include quattro dighe (Bomba, Casoli, S. Liberato e S. Cosimato), una traversa (sbarramento mobile) nonché canali, gallerie e condotte forzate per la captazione delle acque e per il loro convogliamento dalle opere di presa agli impianti di produzione. Questi ultimi sono gestiti in base a concessioni di sfruttamento idroelettrico rilasciate dal Ministero dei Lavori Pubblici o dalle autorità regionali. Il Gruppo dispone inoltre di un impianto di teleriscaldamento urbano in Roma che si avvale di un cogeneratore turbogas di circa 44 MW. Svolge le seguenti attività della filiera dell'energia elettrica: produzione (grazie alla *joint venture* operativa ACEA-Electrabel), trasmissione (ACEA Trasmissione), distribuzione (ACEA Distribuzione), vendita al mercato libero anche di gas naturale (AceaElectrabel Energia) e al mercato vincolato (AceaElectrabel Elettricità), trading (AceaElectrabel Trading). Negli ultimi mesi del 2004 ha avuto luogo un riassetto societario nell'ambito della attività di gestione delle reti ed è stata costituita la società ACEA Reti e Servizi Energetici (A.R.S.E.) cui sono state attribuite le funzioni di coordinamento delle società di gestione delle reti.

Il Gruppo AEM produce, trasmette e distribuisce energia elettrica a Milano e in alcuni comuni limitrofi e svolge attività di distribuzione del gas attraverso le controllate AEM Gas, Serenissima Gas e AEM Energia a Milano ed in alcuni comuni della provincia di Milano, nonché a Venezia e Udine. Distribuisce inoltre calore ed è responsabile del sistema di illuminazione pubblica, del controllo e della regolazione del traffico in alcuni comuni, tra cui i principali sono quelli di Milano, Rozzano (Mi) e Cassano d'Adda (Mi). L'organizzazione della AEM si articola in quattro macro-aree: produzione, reti, mercato e servizi, tramite società operative. Queste svolgono le attività di: produzione di energia elettrica (AEM), trasporto (AEM Trasmissione), distribuzione e vendita di energia elettrica ai soli clienti vincolati (AEM Elettricità), vendita di energia elettrica ai clienti finali idonei e vendita di gas naturale a tutti i clienti finali (AEM Energia), *trading* di energia elettrica sui mercati all'ingrosso ed *energy portfolio management* per l'intero gruppo (AEM Trading), commercializzazione di calore (AEM Calore & Servizi). A livello di impianti, AEM possiede sette centrali idroelettriche e quattro bacini di

---

<sup>(13)</sup> Si tratta di una società posseduta dalla Aire, a sua volta detenuta pariteticamente da Energia Italiana (Gruppo Cofide) ed Eblacea; quest'ultima è partecipata al 70% da Electrabel e al 30% da ACEA.

Raccolta dell'acqua in Valtellina. Gli impianti di produzione idroelettrica sono gestiti sulla base di concessioni di sfruttamento rilasciate dal Ministero dei Lavori Pubblici o dalle autorità regionali per un periodo massimo di 60 anni. Il gruppo possiede poi una centrale termoelettrica a Cassano d'Adda (Mi), il 25% della cui potenza installata è di competenza dell'ASM Brescia, e dispone di circa 1.500 MW della potenza elettrica installata sugli impianti della partecipata Edipower<sup>(14)</sup>. Fino al 31-12-2003 aveva diritto ad acquistare, a prezzi di mercato, fino al 20% dell'energia prodotta annualmente dalla stessa; a partire dal 2004 è divenuto operativo il contratto di *tolling* per la produzione termoelettrica ed il contratto di somministrazione di energia idroelettrica che hanno sostituito le vendite di gas e gli acquisti di energia intercorsi tra le due società fino al 2003. Tali contratti consentono ad AEM di disporre del 20% dell'energia prodotta annualmente da Edipower a fronte della cessione di gas e del pagamento di una *tolling fee* per la disponibilità degli impianti. Il Gruppo possiede anche 3 impianti termici e 5 impianti di cogenerazione per la produzione di calore per riscaldamento destinato alla vendita in alcune zone di Milano e di Sesto San Giovanni (Mi).

Il Gruppo AEM Torino opera sui mercati dell'energia elettrica e del gas. L'energia viene prodotta da 11 centrali idroelettriche, 3 termoelettriche in assetto di cogenerazione ed una fotovoltaica, localizzate a Torino e nei comuni limitrofi, in Valle dell'Orco ed in Val di Susa, per un totale di circa 500 MW di potenza elettrica installata ed una capacità produttiva annua di circa 1.800 GWh. Tramite la partecipata Edipower il Gruppo AEM Torino dispone di ulteriori 660 MW di potenza elettrica installata. È in corso di costruzione una nuova centrale idroelettrica in Val di Susa: l'impianto avrà una potenza elettrica installata di 150 MW. La potenza termica installata è di circa 820 MW, di cui 334 MW relativi ai tre impianti di cogenerazione e 486 MW relativi a generatori di calore convenzionali (caldaie). Le fasi della filiera sono: produzione (AEM Torino), trasmissione di energia elettrica (AEM Trasporto Energia), distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati (AEM Torino Distribuzione), produzione in cogenerazione e vendita di calore (AEM Torino), *trading* di energia elettrica e vendita ai clienti idonei (SIET), teleriscaldamento e distribuzione del gas (AES Torino) e alcuni altri servizi come quello di illuminazione pubblica per la città di Torino.

Il Gruppo ENEL, ex-monopolista, è il principale operatore nazionale del settore elettrico e si colloca al secondo posto nella distribuzione del gas, dopo il Gruppo ENI. Fino al 2004, ha operato anche nel settore delle telecomunicazioni e nei servizi Internet tramite la Wind, ceduta nel maggio del 2005 alla Weather Investments s.r.l. che fa capo all'egiziano Naguib Sawiris. Al 31 dicembre 2004 il Gruppo ENEL disponeva in Italia di 495 centrali idroelettriche (potenza efficiente netta di 14.318 MW), di 46 centrali termoelettriche (26.837 MW), di 31 centrali

---

<sup>(14)</sup> Partecipata al 40% dalla Edison, al 16% dalla AEM, al 16% dalla AAR Ticino S.A. di Elettricità, al 10% dall'Unicredito Italiano, all'8% dalla AEM Torino, al 5% da Interbanca e al 5% da Albojo Limited.

geotermoelettriche (642 MW) e di 23 centrali eoliche e fotovoltaiche (250 MW). All'estero, il Gruppo ENEL dispone in Spagna, tramite i Gruppi Viesgo ed Enel Union Fenosa Renovables, di centrali con potenza efficiente netta di 2.520 MW (1.599 MW termoelettrica, 610 MW idroelettrica, 259 MW eolica e 52 MW in cogenerazione); in America, tramite i Gruppi Enel North America ed Enel Latin America, di centrali con potenza efficiente netta di 572 MW (460 MW idroelettrica, 112 MW eolica e fotovoltaica) ed in Bulgaria, tramite la Maritza East III Power Company, di una centrale termoelettrica con potenza netta di 549 MW. Le principali società controllate sono: ENEL Produzione che gestisce gli impianti per la generazione di energia elettrica, ENEL Distribuzione che svolge attività di distribuzione e di vendita per il solo mercato vincolato, ENEL Energia attiva nella vendita ai clienti idonei, ENEL Trade che gestisce gli approvvigionamenti di combustibili per il gruppo e commercializza energia all'ingrosso. Sino al 31-12-2004 l'ENEL rappresentava ancora il maggior azionista della Terna società quotata attiva nell'esercizio, conduzione, manutenzione e sviluppo della rete nazionale ad alta ed altissima tensione. Nel 2005 la partecipazione è scesa dal 50% al 6% dopo aver ceduto il 44%, di cui il 30% alla Cassa Depositi e Prestiti.

Il Gruppo HERA opera in molteplici settori: ambientale, elettricità e gas, ciclo idrico integrato, teleriscaldamento ed illuminazione pubblica. Il Gruppo produce inoltre, tramite recupero energetico, energia termica (150 GWh nel 2004; destinata ad alimentare una rete di teleriscaldamento estesa per circa 185 km) ed energia elettrica (323,5 GWh nel 2004). L'attività si avvale di 8 impianti di cogenerazione ubicati a Imola (Bo), 4 a Bologna, Cesena, Montemarzio (Bo), e Forlì, 6 impianti biogas (Lugo - Ra, Imola - Bo, due a Ravenna e due a Bologna), 5 termovalorizzatori ubicati a Rimini, Bologna, Ravenna (due) e Forlì, 4 turbo espansori ed 1 impianto idroelettrico. La capacità di generazione di energia elettrica degli impianti Tirreno Power <sup>(15)</sup> di spettanza del Gruppo HERA è pari a circa 140 MW (quota destinata ad incrementarsi, a seguito di progetti di potenziamento, a circa 160 MW). HERA è strutturata attraverso una holding con funzioni di indirizzo e coordinamento e diverse società operative territoriali (HERA Rimini, HERA Ravenna, HERA Imola-Faenza, HERA Bologna, HERA Forlì-Cesena, HERA Ferrara). Per quanto concerne le attività energetiche il Gruppo è tra i principali operatori nella vendita e distribuzione di gas mentre opera con una presenza limitata nella vendita e distribuzione di energia. Nel 2005 ha deliberato l'incorporazione della META, altra *multiutility* con prevalente attività nel modenese.

Il Gruppo ASM Brescia è presente nei settori energia, ciclo idrico integrato e ambiente. Per quanto attiene all'area energia le attività svolte sono: produzione e distribuzione di energia elettrica (ASM Brescia), vendita di energia a clienti idonei e vincolati (ASM Energia e Ambiente s.r.l.), approvvigionamento (Plurigas) e

---

<sup>(15)</sup> Per la compagine societaria si veda la precedente nota 13.

vendita di gas (ASM Energia e Ambiente s.r.l., ASM Energy e altre), distribuzione del gas svolta da diverse società nei rispettivi territori di appartenenza. La produzione di energia elettrica avviene attraverso 2 centrali termoelettriche ubicate a Cassano d'Adda - Mi (25% del Gruppo ASM Brescia e 75% del Gruppo AEM) e a Ponti sul Mincio - Mn (45% ASM Brescia, 45% AGSM, 5% AIM-Vicenza e 5% Trentino Servizi), 2 centrali di cogenerazione elettricità-calore ubicate a Brescia («Sud Lamarmora» e «Nord» di cui una in comunione con il gruppo AIM-Vicenza che ne possiede un 6%), un termoutilizzatore di cogenerazione elettricità-calore ubicato a Brescia (centrale che realizza il recupero energetico di rifiuti non utilmente riciclabili), 6 centrali idroelettriche nella provincia di Brescia (Prevalle Naviglio, Prevalle Chiese, Roè Volciano, Pompegnino di Vobarno, Cogozzo e Ponte Caffaro, in quest'ultima la partecipazione del Gruppo ASM Brescia è limitata al 16,25%) e 4 centrali di generazione a biogas (Montichiari - Bs, Calcinato - Bs, Brescia - località Buffalora e Passirano/Castegnato - Bs). Dovrebbe concludersi entro la fine del 2005 un piano di potenziamento delle centrali esistenti, portando la potenza installata a disposizione del Gruppo ASM Brescia da circa 450 MW a fine 2004 a 665 MW. Tramite la collegata Endesa Italia, il Gruppo ASM Brescia dispone di ulteriori 1.272 MW di potenza elettrica installata. Il Gruppo gestisce infine tre impianti minori per la produzione di calore (centrale di Bovezzo e Folzano - Bs e centrale di Brescia).

Italgas e Napoletanagas sono società del Gruppo ENI che operano nel vettoramento.

## **2.2 Produzione di servizi**

### **2.2.1 Energia elettrica**

Il numero di clienti – idonei e vincolati – consente una prima valutazione delle dimensioni aziendali. Come già detto l'ENEL è il primo operatore nazionale con oltre 29 milioni di clienti e opera in numerose aree geografiche (inclusa Napoli); seguono a notevole distanza le imprese elettriche locali, con in testa l'ACEA a Roma, poi la AEM a Milano, AEM Torino, l'ASM a Brescia e la HERA in diversi comuni dell'Emilia Romagna. L'aumento del numero di clienti idonei nel 2004 è dovuto alla progressiva liberalizzazione del mercato (Tab. 2.1).

I dati relativi ai km di rete sono utili per capire l'ampiezza dell'area all'interno della quale le aziende operano. Escludendo l'ENEL, le altre società possiedono una rete ad alta tensione poco estesa; per le società locali infatti l'attività di trasporto non è rilevante se non per le porzioni di rete prossime geograficamente all'area servita. La rete a bassa e media tensione è strumentale all'attività di distribuzione, svolta sulla base di concessione ministeriale. Il D.Lgs. n. 79-1999 prevede che “le società di distribuzione partecipate dagli enti locali

possono chiedere all'ENEL la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio della distribuzione nei comuni nei quali le predette società servono almeno il venti per cento delle utenze.” Ad oggi le principali cessioni di rete da parte di ENEL Distribuzione ad altre società di distribuzione riguardano le città di Roma, Torino, Milano, Trieste, Parma e Brescia. A livello di km rete l'ENEL si mantiene di gran lunga il primo operatore nazionale.

A livello nazionale il comparto della generazione è piuttosto concentrato, circa quattro quinti della produzione di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali. In particolare, nel 2004, ENEL, (tramite ENEL Produzione ed ENEL Green Power) ha contribuito al 43,9% della produzione nazionale netta; il secondo produttore è il Gruppo Edison con una quota del 12,4%; seguono Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power ed EniPower<sup>(16)</sup>. Tra le aziende da noi considerate spicca l'ENEL che distacca nettamente tutte le altre; la maggiore tra le aziende locali per energia elettrica prodotta è l'AEM Milano, seguita da ASM Brescia, AEM Torino e ACEA; la HERA invece ha una produzione molto contenuta, legata solo a processi di cogenerazione e termovalorizzazione (Tab. 2.2).

Il segmento della distribuzione (e vendita al mercato vincolato) presenta un grado di concentrazione ancora più elevato con una quota servita da ENEL stimata intorno al 70% e la quota rimanente suddivisa tra le imprese elettriche locali. In termini di energia elettrica distribuita l'ACEA è al primo posto, poi c'è AEM di Milano, quindi ASM Brescia, AEM Torino, e infine HERA.

L'energia elettrica venduta a clienti vincolati è pari a quella distribuita (in questo segmento infatti distribuzione e vendita sono unite ed il distributore è anche venditore). Il segmento di mercato libero è invece contendibile e potenzialmente aperto alla competizione tra gli operatori anche in aree geografiche diverse da quelle presidiate a livello distributivo. A livello nazionale nel 2004 ENEL è al primo posto anche per vendite sul mercato libero con una quota del 15,9%, seguita da Edison (14,6%)<sup>(17)</sup>, EGL Italia<sup>(18)</sup> (6,1%), Endesa Italia<sup>(19)</sup> (5,3%) e AEM Trading (4,6%). Qui la distanza con l'ENEL si riduce ed alcune società locali risultano ben posizionate: la AEM Torino e la ASM Brescia hanno incrementato notevolmente le vendite tra il 2003 ed il 2004. La tabella 2.3 riporta la suddivisione delle vendite all'ingrosso delle società analizzate. Emerge ancora la predominanza del Gruppo ENEL, seguito da AEM Milano che effettua ingenti vendite all'Acquirente Unico, e dalla SIET società di vendita del Gruppo AEM Torino.

---

<sup>(16)</sup> Fonte: AEEG, Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica (Febbraio 2005).

<sup>(17)</sup> La maggioranza della Edison è posseduta Transalpina di Energia s.r.l. (71,23%), società a controllo congiunto di EDF e AEM (attraversi Delmi, partecipata anche da altri investitori).

<sup>(18)</sup> Società partecipata al 100% dalla EGL Austria GmbH.

<sup>(19)</sup> Società partecipata all'80% dalla Endesa Europa S.L. e al 20% dalla ASM Brescia.

TAB. 2.1 - ENERGIA ELETTRICA - NUMERO DI CLIENTI E KM DI RETE

		Numero di clienti			Rete				
		vincolati (a)	idonei (b)	Totale (a + b)	a bassa tensione (c)	a media tensione (d)	ad alta tensione (e)	Totale (c + d + e)	
		Dicembre			Km				
ACEA	2003	1.529.926	2.549	<b>1.532.475</b>	n.d.	n.d.	n.d.	<b>n.d.</b>	
	2004	1.531.519	3.854	<b>1.535.373</b>	n.d.	(1) 27.000	630	<b>27.630</b>	
AEM Milano	2003	851.757	1.084	<b>852.841</b>	n.d.	(2) 8.960	(3) 1.092	<b>10.052</b>	
	2004	854.537	2.175	<b>856.712</b>	n.d.	(2) 9.225	(3) 1.095	<b>10.320</b>	
AEM Torino	2003	553.307	490	<b>553.797</b>	2.969	2.066	66	<b>5.101</b>	
	2004	554.058	894	<b>554.952</b>	3.013	2.091	66	<b>5.170</b>	
ENEL	2003	n.d.	n.d.	(4) <b>29.413.669</b>	728.486	334.546	19.336	<b>1.082.368</b>	
	2004	n.d.	n.d.	(4) <b>29.527.929</b>	734.890	335.841	19.114	<b>1.089.845</b>	
HERA	2003	49.049	122	<b>49.171</b>	888	523	13	<b>1.424</b>	
	2004	49.690	212	<b>49.902</b>	892	524	13	<b>1.429</b>	
ASM Brescia	2003	115.608	281	<b>115.889</b>	1.491	634	30	<b>2.155</b>	
	2004	217.246	1.301	<b>218.547</b>	3.626	1.630	145	<b>5.401</b>	

(1) Rete a media e bassa tensione.

(2) Rete di distribuzione ad alta, media e bassa tensione di AEM Elettricità.

(3) Rete di trasmissione ad alta tensione di AEM Trasmissione.

(4) Fonte: Bilancio Ambientale.

Fonte: questionari e siti internet, se non diversamente specificato.

TAB. 2.2 - ENERGIA ELETTRICA - QUANTITÀ PRODOTTE, DISTRIBUITE E VENDUTE

	Energia elettrica prodotta				Energia elettrica distribuita			Energia elettrica venduta					
	termoelettrica (a)	idroelettrica (b)	altro (c)	Totale (a+b+c)	a clienti idonei (d)	a clienti vincolati (e)	Totale (d+e)	a clienti idonei (f)	a clienti vincolati (g)	altro (1) (h)	Totale (f+g+h)		
	<b>GWh</b>												
ACEA	2003	726	433	-	<b>(2)</b>	2.043	8.782	<b>10.825</b>	1.951	8.005	-	<b>(3)</b>	<b>9.956</b>
	2004	679	471	-	<b>(2)</b>	2.511	8.295	<b>10.806</b>	2.398	7.731	-	<b>(3)</b>	<b>10.129</b>
AEM Milano	2003	2.048	1.746	-		1.891	5.383	<b>7.274</b>	899	5.413	594	<b>(6)</b>	<b>6.906</b>
	2004	2.769	1.640	-	<b>(4)</b>	2.410	4.922	<b>7.332</b>	1.846	4.922	7.310	<b>(6)</b>	<b>14.078</b>
AEM Torino	2003	893	726	-	<b>(7)</b>	1.220	2.213	<b>3.433</b>	2.640	2.213	-		<b>4.853</b>
	2004	1.003	882	-	<b>(7)</b>	1.317	2.131	<b>3.448</b>	3.957	2.131	2.136		<b>8.224</b>
ENEL	2003	106.669	26.012	5.113		102.973	141.453	<b>244.426</b>	10.736	141.453	-		<b>152.189</b>
	2004	91.854	28.659	5.355		113.691	136.961	<b>250.652</b>	20.840	136.961	-		<b>157.801</b>
HERA	2003	62	-	3		281	228	<b>509</b>	1.400	228	-		<b>1.628</b>
	2004	70	-	3		341	196	<b>537</b>	2.086	196	-		<b>2.282</b>
ASM Brescia	2003	1.524	38	393		495	691	<b>1.186</b>	1.620	691	631	<b>(9)</b>	<b>2.942</b>
	2004	2.008	45	505		3.116	1.115	<b>4.231</b>	3.706	1.115	1.186	<b>(9)</b>	<b>6.007</b>

(1) Acquirente Unico. GRTN, Borsa elettrica, grossisti.

(2) Totale riferito all' AceaElectrabel Produzione, partecipata al 50% dall'Electrabel.

(3) Fonte: Bilancio di sostenibilità 2004.

(4) Esclusi i 5.038 GWh della Edipower con la quale dall'1-1-2004 sono attivi contratti di rolling.

(5) Di cui 5.062 GWh a GRTN e 2.248 sulla Borsa elettrica.

(6) Fonte: Bilancio 2004. Dati lordi, comprensivi di perdite e autoconsumi pari a 323 milioni di kWh nel 2003 e 463 milioni di kWh nel 2004.

(7) Esclusi i 2.511 GWh della Edipower con la quale dall'1-1-2004 sono attivi contratti di rolling e "power purchase agreement".

(8) Da biogas.

(9) Fonte: ASM Brescia, Dati statistici consolidati 2001-2004.

Fonte: questionari e bilanci.

TAB. 2.3 - STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI GROSSISTI NEL 2004 (GWH)

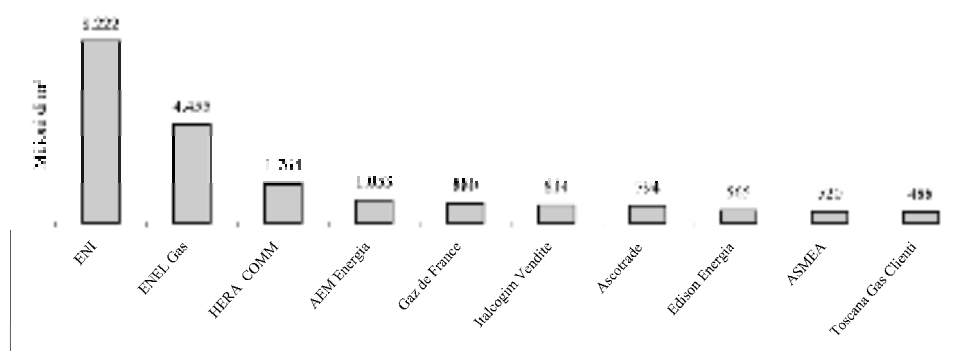
	Vendita a clienti idonei finali (a)	Vendita all'ingrosso			Totale (a+b+c+d)
		Acquirente Unico (b)	Borsa elettrica (c)	Grossisti e distributori idonei (d)	
Gruppo ENEL	20.140	-	-	14.416	34.556
<i>Enel Trade</i>	13.123	-	-	13.682	26.805
<i>Enel Energia</i>	7.017	-	-	734	7.751
Gruppo AEM Milano	1.842	3.188	2.462	4.522	12.014
<i>AEM Trading</i>	-	3.188	2.462	4.522	10.172
<i>AEM Energia</i>	1.842	-	-	-	1.842
SIET (Gruppo AEM Torino)	2.315	396	871	2.400	5.982
ACEA - Electrabel	2.080	-	811	2.667	5.558
<i>AceaElectrabel Trading</i>	-	-	767	2.620	3.387
<i>AceaElectrabel Energia</i>	2.080	-	44	47	2.171
Gruppo ASM Brescia	1.891	-	-	824	2.715
<i>ASM Energy</i>	593	-	-	769	1.362
<i>ASM Energia e Ambiente</i>	1.298	-	-	55	1.353
Hera Comm (Gruppo HERA)	1.980	-	-	42	2.022

Fonte: AEEG, Dati statistici.

### 2.2.2 Gas

Anche nel settore del gas risulta una forte concentrazione di volumi venduti a clienti finali. Il Gruppo ENI è l'operatore più rilevante, con una quota di mercato del 36% nel 2004, considerando la somma delle quantità vendute dalle tre società del gruppo operative nelle attività di distribuzione e vendita a clienti finali (Italgas Più ora ENI, Napoletanagas Clienti e Fiorentina Gas); è seguito da ENEL Gas (con una quota pari al 12% circa). Tra le società considerate in questo studio, figurano tra le prime dieci la HERA Comm (Gruppo HERA), l'AEM Energia e la ASMEA (Gruppo ASM Brescia).

GRAF. 2.1 - PRIMI DIECI OPERATORI NAZIONALI PER VENDITA DI GAS AI CLIENTI FINALI



Fonte: AEEG, Dati statistici.

TAB. 2.4 - GAS - NUMERO DI CLIENTI E KM DI RETE

		Numero di clienti (dicembre)	Km di rete		
			ad alta e media pressione (a)	a bassa pressione (b)	Totale (a + b)
AEM Milano	2003	837.327	490	2.191	2.681
	2004	845.601	492	2.447	2.939
AEM Torino	2003	(1) ...	176	1.125	1.301
	2004	(1) ...	180	1.130	1.310
ENEL	2003	(2) 1.795.919	10.689	16.505	(2) 27.194
	2004	(2) 1.966.264	11.236	18.144	(2) 29.380
HERA	2003	699.932	5.360	3.120	8.480
	2004	712.828	5.409	3.191	8.600
ASM Brescia	2003	163.225	419	1.327	1.746
	2004	165.476	466	1.371	1.837
Italgas	2003	(1) ...	15.935	22.796	38.731
	2004	(1) ...	16.740	23.387	40.127
Napoletanagas	2003	(1) ...	757	3.212	3.969
	2004	(1) ...	765	3.241	4.006

(1) La società svolge attività di vettoriamento.

(2) Fonte: Rapporto Ambientale.

Fonte: questionari, se non diversamente specificato.

Relativamente al numero di clienti serviti (Tab. 2.4), l'ENEL è sempre l'operatore di maggiori dimensioni, seguito dall'AEM Milano, pari a circa la metà, poi da HERA ed infine dall'ASM di Brescia. AEM Torino, Italgas, e Napoletanagas svolgono solo attività di vettoriamento del gas; pertanto hanno un numero molto ristretto di clienti, costituiti tipicamente da altre società distributrici

o grossi clienti industriali, e non sono confrontabili con le altre. La consistenza delle reti mostra al primo posto Italgas, cui segue ENEL (28% in meno rispetto a Italgas) e infine la HERA con una consistenza pari a circa il 30% di quella dell'ENEL. Le altre società possiedono piccole porzioni di rete prevalentemente a bassa pressione per la distribuzione del gas in ambito urbano.

I volumi di gas vettoriato più elevati (Tab. 2.5) sono quelli della Italgas che svolge solo questa attività; seguono ENEL e poi HERA. In termini di volumi venduti, al primo posto c'è ancora ENEL, poi AEM Milano, HERA e infine ASM Brescia.

TAB. 2.5 - GAS - QUANTITÀ VETTORIATE E VENDUTE

		Gas vettoriato	Gas venduto
Milioni di m <sup>3</sup>			
AEM Milano	2003	1.236	(1) 1.555
	2004	1.282	1.110
AEM Torino	2003	682	...
	2004	727	...
ENEL	2003	(2) 3.493	(3) 6.774
	2004	(2) 3.633	(3) 6.852
HERA	2003	1.661	1.634
	2004	1.912	1.886
ASM Brescia (4)	2003	538	629
	2004	655	666
Italgas	2003	6.833	...
	2004	6.903	...
Napoletanagas	2003	465	...
	2004	485	...

(1) Incluse le vendite di gas da parte di AEM Trading a Edipower per circa 414 milioni di m<sup>3</sup> al fine di soddisfare il fabbisogno degli impianti di produzione di energia termoelettrica.

(2) Fonte: Rapporto Ambientale.

(3) Incluse le vendite effettuate da ENEL Trade a distributori pari a 2.329 milioni di m<sup>3</sup> nel 2003 e 1.666 milioni di m<sup>3</sup> nel 2004.

(4) Fonte: ASM Brescia, Dati statistici consolidati 2001-2004.

Fonte: Bilanci 2004, se non diversamente specificato.

TAB 2.6 - INDICI DI INVESTIMENTO

	Investimenti tecnici del biennio 2003-2004 in % delle immobilizzazioni tecniche lorde a fine 2004	
		%
HERA	(1)	25,3
AEM Torino		21,2
ASM Brescia	(1)	20,2
AEM Milano		15,4
ACEA	(2)	10,0
Napoletanagas		9,2
ENEL		8,2
Italgas		7,2
<b>Media</b>		<b>9,0</b>

(1) Il dato si riferisce al Gruppo nel suo complesso, include tutti i settori di attività.

(2) Include anche il settore idrico.

Fonte: nostre elaborazioni. La media è ponderata.

Il tasso di investimento è stato calcolato come percentuale degli investimenti tecnici nell'ultimo biennio sul totale delle immobilizzazioni tecniche lorde a fine esercizio 2004 (Tab. 2.6). Si ricorda che alcune di queste società sono *multiutility* e pertanto tale valore fa riferimento alla società nel suo complesso; non sono infatti generalmente disponibili i dati riguardanti le immobilizzazioni tecniche lorde suddivise per area di *business*. La percentuale più elevata è quella di HERA e ASM Brescia, mentre la più bassa è segnata da ENEL e Italgas.

## 2.3 Tariffe

### 2.3.1 Energia elettrica

Dal 1° aprile 2004 è operativo il mercato elettrico che si articola nei seguenti mercati collegati tra di loro:

- Mercato dell'energia, gestito dal GME - Gestore del Mercato Elettrico (100% del GRTN):
  - mercato del giorno prima (MGP), finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti o clienti idonei, si svolge nella prima mattinata del giorno precedente alla consegna dell'energia (chiusura ore 9);
  - mercato di aggiustamento (MA) sul quale gli operatori possono modificare i programmi definiti durante il MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto; si svolge subito dopo l'MGP (dalle 10.30 alle 14).

- Mercato del servizio di dispacciamento (MSD) gestito dal GRTN che si approvvigiona delle risorse per il servizio di dispacciamento, mediante la selezione degli impianti per richieste di energia fuori programma (mercato della riserva) e l'incremento o riduzione della produzione energetica degli impianti per tenere conto dei vincoli sulla rete (mercato della risoluzione delle congestioni e mercato del servizio di bilanciamento).

Su tali mercati è attiva la Borsa italiana dell'energia elettrica che ha definito il primo prezzo medio giornaliero di mercato dell'energia, l'1-4-2004 a 5,5 centesimi di euro per kWh.

La tabella 2.7 presenta i prezzi di acquisto e la liquidità della Borsa elettrica. Emerge che la Borsa elettrica sta assumendo progressivamente un ruolo rilevante come fonte di approvvigionamento, con picchi nel gennaio e nell'agosto del 2005, mesi nei quali l'energia scambiata sulla Borsa elettrica ha raggiunto il 66-67% del totale dei consumi nazionali.

Le tariffe dell'energia elettrica venduta ai clienti vincolati sono regolate dall'AEEG. In applicazione della legge n. 577-1996, l'Autorità ha definito un sistema tariffario con tre componenti: un corrispettivo fisso, uno variabile (dipendente dalla potenza impegnata e dall'energia consumata) ed uno a titolo di imposta. Nel gennaio 2004 (delibera n. 5-04), l'Autorità ha emanato una nuova regolazione tariffaria, in vigore per il periodo 1-2-2004 / 31-12-2007. Essa determina le tariffe sulla base dei costi riconosciuti alle imprese per i servizi di trasporto (distribuzione e trasmissione), vendita e misura (attività di installazione e manutenzione del contatore, nonché di rilevazione e registrazione delle misure) dell'energia elettrica. Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007, le tariffe verranno aggiornate annualmente con il metodo del *price-cap* applicato limitatamente alle componenti a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti. Il *price-cap* non recupera completamente l'inflazione, essendo programmato un incremento di produttività pari al 3,5% per la distribuzione ed al 2,5% per la trasmissione.

A tali tariffe si affiancano quelle offerte dai distributori previa approvazione della stessa Autorità: ciò al fine di introdurre margini di flessibilità nei rapporti di fornitura fra clienti ed imprese. Per i clienti domestici la tariffa è unica a livello nazionale. La tariffa "di riferimento" del sistema ( $D_1$ ) non è applicata in attesa che venga definita la c.d. tariffa sociale per gli utenti in situazioni di disagio economico. Le tariffe nel frattempo applicate sono quelle del periodo di transizione: la tariffa  $D_2$  per clienti domestici residenti con impegni di potenza fino a 3 kW, e la  $D_3$  per l'utenza non residente con impegni di potenza fino a 3 kW e

TAB 2.7 - PREZZO DI ACQUISTO E LIQUIDITÀ DELLA BORSA ELETTRICA

Periodo	Prezzo di acquisto giornaliero (1)	Quantità scambiate in Borsa	Quantità scambiate nel Sistema Italia	Liquidità della Borsa (2)
	€ / MWh	TWh	TWh	%
apr-04	48,19	7,4	24,0	30,0
mag-04	43,98	6,8	24,7	27,5
giu-04	67,84	7,1	25,2	28,1
lug-04	66,69	8,5	28,3	30,1
ago-04	52,85	7,4	23,4	31,6
set-04	58,36	7,2	26,4	27,5
ott-04	53,67	8,3	26,5	31,2
nov-04	50,40	6,9	26,2	26,1
dic-04	54,64	7,7	26,5	29,1
gen-05	68,16	17,9	26,8	66,9
feb-05	66,09	16,8	25,9	64,8
mar-05	62,20	18,1	28,0	64,7
apr-05	52,62	15,7	25,7	61,4
mag-05	50,67	15,9	26,1	61,0
giu-05	59,66	16,6	26,7	62,2
lug-05	71,84	17,8	28,6	62,3
ago-05	60,02	15,9	24,1	65,9
set-05	67,89	16,3	27,0	60,3
ott-05	66,50	16,0	27,4	58,3

- (1) Si tratta del Prezzo Unico Nazionale (PUN) pari alla media ponderata dei prezzi di vendita zonali.  
 (2) Rapporto tra quantità scambiate e quantità complessive; rappresenta il grado di utilizzo della Borsa elettrica per l'approvvigionamento dell'energia rispetto al totale dei consumi nazionali.

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, *L'andamento dei prezzi*, Novembre 2005. Le percentuali della liquidità sono state arrotondate dalla fonte.

per tutta l'utenza con impegni superiori ai 3 kW. Esse si strutturano in tre componenti:

- un corrispettivo fisso per la copertura dei costi sostenuti annualmente per la vendita dell'energia elettrica (indipendente dalla quantità di energia consumata e dalla potenza impegnata);
- un corrispettivo di potenza per la copertura dei costi di distribuzione dell'energia, variabile in funzione della potenza impegnata;
- un corrispettivo di energia, commisurato all'energia effettivamente consumata, che copre i costi di trasmissione, la parte residua dei costi di distribuzione, i costi di generazione e dispacciamento, nonché i costi per il funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Mentre la tariffa D<sub>2</sub> presenta corrispettivi di energia differenziati sulla base di fasce di consumo annuo, la tariffa D<sub>3</sub> ha importi uguali indipendentemente dai

consumi complessivi che coincidono con quelli della fascia di consumo intermedia della tariffa D<sub>2</sub>, compresa tra 1.801 e 2.640 kWh all'anno, il tutto al netto delle imposte.

A queste tariffe si abbinano le proposte dei distributori in merito alle “opzioni tariffarie ulteriori” per utenze domestiche in bassa tensione (ad esempio biorarie, multiorarie, stagionali o “verdi”). Nel settore non domestico, la tariffa si differenzia per tipologia di utenza e per livello della tensione di consegna dell'energia così da individuare cinque categorie: utenze di illuminazione pubblica in bassa tensione, altre utenze in bassa tensione, utenze di illuminazione pubblica in media tensione, altre utenze in media tensione, utenze in alta e altissima tensione. Per ognuna di queste categorie i venditori hanno la facoltà di offrire opzioni tariffarie con caratteristiche diverse da quelle delle tariffe obbligatorie e più confacenti alle esigenze specifiche della clientela. Le tariffe includono il corrispettivo per il servizio di vendita esclusivamente per i clienti vincolati in quanto i clienti idonei del mercato libero si riforniscono mediante la libera contrattazione con venditori e grossisti o mediante contratti di scambio sulla la Borsa elettrica.

TAB 2.8 - ENERGIA ELETTRICA - TARIFFA D2

Corrispettivo di energia	€/kWh	2003				2004			
		I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre	I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre
fino a 900 kWh/anno		0,0699	0,0697	0,0685	0,0673	(1) 0,0670	0,0667	0,0677	0,6870
da 901 a 1800 kWh/anno		0,0892	0,0890	0,0878	0,0866	(1) 0,0863	0,0859	0,0870	0,0880
da 1801 a 2640 kWh/anno		0,1354	0,1366	0,1348	0,1323	(1) 0,1279	0,1257	0,1272	0,1287
da 2641 a 3540 kWh/anno		0,2287	0,2309	0,2286	0,2251	(1) 0,2148	0,2098	0,2117	0,2136
da 3541 a 4440 kWh/anno		0,2094	0,2116	0,2093	0,2058	(1) 0,1959	0,1911	0,1930	0,1949
oltre 4440 kWh/anno		0,1354	0,1366	0,1348	0,1323	(1) 0,1282	0,1257	0,1272	0,1287
<b>Corrispettivo di potenza</b>	€/kWh/anno	6,24				6,24			
<b>Corrispettivo fisso</b>	€/anno	1,92				1,92			

(1) Il I° trimestre è stato calcolato come media dei dati di gennaio, febbraio e marzo.

TAB 2.9 - ENERGIA ELETTRICA - TARIFFA D3

Corrispettivo di energia	€/kWh	2003				2004			
		I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre	I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre
Corrispettivo di energia	€/kWh	0,1354	0,1366	0,1348	0,1323	(1) 0,1279	0,1257	0,1272	0,1287
<b>Corrispettivo di potenza</b>	€/kWh/anno	17,16				15,84			
<b>Corrispettivo fisso</b>	€/anno	26,40				26,40			

(1) Il I° trimestre è stato calcolato come media dei dati di gennaio, febbraio e marzo.

### 2.3.2 Gas

Con delibera n.170/04 l'AEEG ha stabilito l'ordinamento tariffario per il secondo periodo di regolazione che prevede un vincolo sui ricavi aggiornato tramite il meccanismo di *price-cap* (con un coefficiente di recupero di produttività del 5%) da applicare ai costi di gestione e all'ammortamento. Le tariffe di distribuzione sono stabilite su base regionale a partire dall'anno termico 2004-2005<sup>(20)</sup>, con un'articolazione tariffaria per classi di consumo omogenea a livello nazionale. I confronti tariffari sono resi difficili dal fatto che gli scaglioni di consumo sulla base dei quali sono articolate le tariffe non sono omogenei nelle aree geografiche. Con delibera n. 138 del dicembre 2003, l'AEEG aveva peraltro definito un limite di prezzo che le società di vendita del gas sono tenute obbligatoriamente a praticare a chi ne faccia richiesta a partire dal 1° gennaio 2004. Le tariffe prevedono in tal caso una quota fissa per l'attività di distribuzione determinata sulla base di scaglioni di consumo o per classi di contatori ed una quota variabile a copertura dei costi variabili di distribuzione, dei costi di trasporto e della materia prima.

Tra i comuni considerati, le condizioni economiche meno vantaggiose per tutti gli scaglioni riguardano il Comune di Roma, mentre le più convenienti si riscontrano a Brescia. Le tariffe di distribuzione più contenute sono quelle dell'ASM Brescia, mentre le più elevate sono quelle applicate dal Gruppo ENI a Roma.

### 2.4 Ricavi e costi unitari

Gli indici di ricavo e costo sono stati ottenuti come rapporto tra grandezze contabili e quantità di servizio erogato. La loro valutazione richiede cautela. In primo luogo, come già sottolineato, le società oggetto di analisi presentano strutture organizzative molto diverse e alcune di esse sono *multiutility*, quindi operano in più settori. In secondo luogo non sempre la separazione contabile è tale da permettere un'analisi approfondita per area di *business*, soprattutto per quanto concerne i costi. Gli indici sono stati calcolati partendo dai dati per area pubblicati nei bilanci consolidati e, ove non disponibili, dai bilanci delle società controllate che svolgono l'attività esaminata. Gli indici di costo sono stati calcolati sulla base dei costi operativi totali netti, comprendenti il costo del lavoro, al netto dei costi capitalizzati e dei ricavi diversi. Per le società che operano nel settore elettrico sono stati calcolati indicatori sia per le società di produzione di energia elettrica che per quelle di distribuzione.

---

<sup>(20)</sup> L'anno termico corrisponde ad un periodo di 12 mesi con inizio il 1° ottobre.

TAB. 2.10 - TARIFFE GAS (2004)

Venditore	Distributore	Comune		Scaglioni di consumo (MJ)		
				da 1 a 20.000	da 20.001 a 100.000	da 100.001 a 400.000
Italgas Più (ora ENI)	Italgas	Roma	Quota fissa (€/cliente/anno)	18,6	31,2	62,4
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	0,398149 0,141349	0,378142 0,121343	0,360087 0,103288
AEM Energia	AEM Distribuzione	Milano	Quota fissa (€/cliente/anno)	(1) 15,96	24,96 (2)	81,00
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	(1) 0,367152	0,349669 (2)	0,346221
Italgas Più (ora ENI)	AES Torino	Torino	Quota fissa (€/cliente/anno)	18,6	31,2	62,4
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	0,373671 0,129031	0,307064 0,062424	0,299824 0,055184
HERA Comm S.r.l.	HERA	Bologna	Quota fissa (€/cliente/anno)	(3) 36,0 (4)	60,0 (5)	120,0
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	(3) n.d. (4)	n.d. (5)	n.d.
ASM Energia e Ambiente S.r.l.	ASM Brescia	Brescia	Quota fissa (€/cliente/anno)	(3) 0,046077 (4)	0,040513 (5)	0,036752
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	(6) 24,0 (7)	50,0 (8)	100,0
Napoletanagas Clienti	Napoletanagas	Napoli	Quota fissa (€/cliente/anno)	18,6	31,2	62,4
			Condizioni economiche di fornitura (€/m <sup>3</sup> ) di cui tariffa di distribuzione (€/m <sup>3</sup> )	n.d.	n.d.	n.d.
				0,187414	0,167879	0,144071

N.B: Il MJ è pari a un milione di joule. Il joule misura l'energia che si ottiene bruciando una certa quantità di gas.

(1) Dati relativi allo scaglione da 4.000 a 20.000 MJ. (2) Dati relativi allo scaglione da 100.001 a 2.000.000 MJ. (3) Dati relativi allo scaglione da 10.001 a 40.000 MJ.

(4) Dati relativi allo scaglione da 40.001 a 100.000 MJ. (5) Dati relativi allo scaglione da 100.001 a 1.000.000 MJ. (6) Dati relativi allo scaglione da 1 a 4.000 MJ.

(7) Dati relativi allo scaglione da 4.001 a 200.000 MJ. (8) Dati relativi allo scaglione da 200.001 a 2.000.000 MJ.

Fonte: AEEG.

I ricavi unitari delle società qui considerate (Tab. 2.11) per vendite sul mercato all'ingrosso dell'energia prodotta sono pari in media a 5,97 centesimi per kWh nel 2003 e 7,04 centesimi per kWh nel 2004, in crescita del 18%. I costi unitari sono aumentati anch'essi del 18%, mantenendo i margini medi pressoché costanti. La società con i ricavi e i costi unitari più elevati è l'ASM Brescia; ciò può essere in parte dovuto al fatto che il 23% circa dell'energia prodotta nel 2004 proviene da termoutilizzatore e quindi da un lato gode di un regime tariffario agevolato, ma dall'altro comporta costi maggiori.

I ricavi ed i costi unitari riportati nella tabella 2.12 fanno riferimento alla distribuzione e vendita di energia ai clienti vincolati, ed ai soli corrispettivi di distribuzione per l'energia ceduta ai clienti idonei che debbono comunque allacciarsi alla rete del distributore locale. Per l'ACEA sono stati utilizzati i dati relativi all'intera area distribuzione e vendita, che include anche le vendite ai clienti idonei; per tale motivo gli indici di ricavo più alti sono proprio quelli dell'ACEA. Dato il meccanismo tariffario a copertura dei costi emerge che la differenza tra gli indici di costo e di ricavo è molto bassa. Sotto questo profilo la società con i margini più alti risulta essere l'ACEA, con 1,75 centesimi nel 2004.

TAB 2.11 - INDICI DI RICAVO E COSTO PER L'ATTIVITÀ DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

		Ricavi / energia elettrica prodotta		Costi / energia elettrica prodotta	
		2003	2004	2003	2004
centesimi di € / kWh					
ACEA	(1)	6,92	7,42	4,97	4,76
AEM Milano	(2)	4,99	3,94	2,17	1,57
AEM Torino		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ASM Brescia	(3)	7,33	8,33	4,69	5,64
ENEL Produzione	(4)	5,95	7,01	3,83	4,54
HERA	(5)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>Media</b>	<b>(6)</b>	<b>5,97</b>	<b>7,04</b>	<b>3,85</b>	<b>4,56</b>

(1) I dati fanno riferimento all'Area Generazione di ACEA.

(2) I dati fanno riferimento all'Area Produzione di AEM. I ricavi comprendono le *fee* per contratti di *tolling*; i costi escludono la componente "combustibili".

(3) I dati fanno riferimento all'Area Produzione di energia elettrica, al netto dei ricavi da vendita di calore e da servizio di smaltimento tramite termoutilizzatore.

(4) Principale società di produzione del Gruppo ENEL.

(5) Produce solo elettricità da termovalorizzatore.

(6) Esclusa AEM Milano.

Fonte: nostre elaborazioni. La media è ponderata.

TAB 2.12 - INDICI DI RICAVO E COSTO PER L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

	Ricavi / energia elettrica distribuita		Costi / energia elettrica distribuita	
	2003	2004	2003	2004
	centesimi di € / kWh			
ACEA Distribuzione e Vendita	(1) 9,78	11,13	8,39	9,38
AEM Elettricità	7,99	7,76	6,36	6,61
AEM Torino Distribuzione	7,37	7,27	6,07	5,82
ASM Brescia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ENEL Distribuzione	6,48	6,03	5,92	5,25
HERA	(2) 6,22	9,29	(3) n.d.	n.d.
<b>Media</b>	<b>6,67</b>	<b>6,29</b>	<b>6,03</b>	<b>5,46</b>

(1) I dati fanno riferimento alla segmentazione contabile dell'Area Distribuzione e Vendita di energia.

(2) Nel 2003 si tratta delle sole tariffe applicate ai clienti idonei.

(3) Il dettaglio dei costi per l'attività di distribuzione non è disponibile.

Fonte: nostre elaborazioni. La media è ponderata.

Le società del settore del gas vanno distinte a seconda che svolgano attività di vendita, oppure solo servizi di vettoriamento. Sono stati individuati indici specifici per ognuna delle tipologie (Tabb. 2.13 e 2.14).

Per le società di vendita di gas il ricavo al m<sup>3</sup> più elevato è quello della AEM Energia (34,70) per la quale non sono disponibili stime relative ai costi, essendo la società operativa sia nella vendita di gas che di energia elettrica ai soli clienti idonei con i costi comuni ad entrambe le aree di attività. I costi unitari della HERA risultano allineati a quelli della ENEL GAS.

Le società che svolgono il servizio di vettoriamento hanno ovviamente ricavi e costi unitari più bassi, essendo escluso il valore del gas trasportato. I ricavi unitari più alti sono quelli della Napoletanagas, così come i costi che però includono anche quelli relativi all'attività, minoritaria, di distribuzione di acqua. La AES Torino, *joint venture* AEM Torino-Italgas con partecipazioni rispettivamente al 51% e al 49%, oltre al vettoriamento del gas, distribuisce anche calore.

TAB 2.13 - INDICI DI RICAVO E COSTO PER L'ATTIVITÀ DI VENDITA DI GAS

	Ricavi / gas venduto		Costi / gas venduto	
	2003	2004	2003	2004
centesimi di € / m <sup>3</sup>				
AEM Energia (1)	35,20	34,70	(2) n.d.	n.d.
ASM Brescia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ENEL GAS	28,67	26,78	26,75	25,04
HERA	31,46	31,27	25,36	25,50
<b>Media</b>	<b>29,42</b>	<b>27,98</b>	<b>26,38</b>	<b>25,16</b>

(1) La società svolge attività di vendita sia di energia elettrica che di gas.

(2) Non è disponibile il dettaglio dei costi per l'area gas.

Fonte: nostre elaborazioni. La media è ponderata.

TAB 2.14 - INDICI DI RICAVO E COSTO PER L'ATTIVITÀ DI VETTORIAMENTO DI GAS

	Ricavi / gas vettoriato		Costi / gas vettoriato	
	2003	2004	2003	2004
centesimi di € / m <sup>3</sup>				
AES Torino (1)	9,38	9,35	(2) 4,17	4,21
Italgas	9,35	8,79	2,95	3,42
Napoletanagas (3)	15,78	13,81	(2) 7,19	8,38
<b>Media</b>	<b>9,73</b>	<b>9,14</b>	<b>3,30</b>	<b>3,79</b>

(1) La società svolge anche attività di distribuzione di calore.

(2) Dati relativi al totale dei costi operativi, non essendo disponibile il dettaglio per la sola attività di vettoriamento che peraltro è prevalente.

(3) La società svolge anche attività di distribuzione di acqua.

Fonte: nostre elaborazioni. La media è ponderata.

## 2.5 Indicatori di efficienza e qualità

Gli indicatori di qualità pubblicati dall'Autorità per le singole imprese sono divisi in due categorie: di continuità e di qualità commerciale. Si ritiene che la qualità del servizio di distribuzione di energia elettrica si misuri principalmente attraverso gli indicatori di continuità. A partire dal 1998 le società di distribuzione sono tenute a registrare le interruzioni e a comunicarle all'Autorità sia a scopi informativi sia per l'applicazione di un sistema di incentivi e sanzioni che premia le aziende più virtuose e penalizza quelle che non rispettano determinati standard.

I dati relativi alla continuità del servizio disponibili sul sito dell’Autorità sono organizzati in due gruppi: interruzioni con e senza preavviso. Sono definite interruzioni senza preavviso quelle di durata superiore a tre minuti, nei casi in cui gli utenti non siano stati avvisati con un anticipo non inferiore a un giorno. Sono invece interruzioni con preavviso quelle dovute all’esecuzione di interventi e manovre programmati sulla rete, precedute da comunicazione ai clienti interessati, con un anticipo non inferiore a un giorno. Si tratta di due gruppi di parametri ritenuti molto rilevanti nel giudizio dell’utente sulla qualità del servizio. I più significativi sono i dati relativi alle interruzioni senza preavviso, in primo luogo perché si tratta di un tipo di disservizio che causa maggiori problemi all’utente e poi perché forniscono un’indicazione sullo stato di efficienza della rete. Le interruzioni con preavviso, che causano meno disagi, sono tendenzialmente legate a lavori di manutenzione sulla rete. La loro interpretazione è più controversa: esse infatti esprimono una misura del livello degli investimenti del distributore sulla rete, ma al tempo stesso possono anche essere legate alle esigenze di riparazione di una rete molto vecchia. Per entrambe le tipologie di interruzione sono calcolati tre indici: il numero di interruzioni per cliente all’anno (numero medio di interruzioni subite in media da un cliente alimentato in bassa tensione), i minuti di interruzione per cliente all’anno (durata cumulata annua dei minuti di interruzione, per tutte le interruzioni subite nell’anno in media da un cliente alimentato in bassa tensione) e la durata media di ciascuna interruzione (durata media della singola interruzione, rappresenta mediamente il tempo di ripristino del servizio).

Con la delibera n. 4-2004, l’AEEG ha ridefinito la qualità del servizio elettrico per il secondo periodo regolatorio (2004-2007). Il parametro fondamentale utilizzato è quello della continuità del servizio misurato in particolare dalla durata media di ciascuna interruzione senza preavviso. Obiettivo dell’Autorità è quello di giungere ad un unico standard nazionale, differenziato per i diversi ambiti territoriali (ad alta, media e bassa densità abitativa) in un arco temporale di dodici anni. A tal fine sono stati introdotti “livelli obiettivo” che devono essere raggiunti entro tre periodi regolatori. È stata quindi fissata una “funzione di miglioramento” che regola la dinamica dei livelli tendenziali. Questa è costruita in modo specifico per ogni operatore e richiede sforzi di miglioramento decrescenti al crescere del livello di continuità di partenza con un limite minimo del 2% all’anno. I livelli obiettivo proposti dall’Autorità per la durata media di ciascuna interruzione sono:

ambiti ad alta concentrazione abitativa	25 minuti
ambiti a media concentrazione abitativa	40 minuti
ambiti a bassa concentrazione abitativa	60 minuti

Per un confronto tra le società oggetto dell’analisi sono stati assunti i dati sulla continuità del servizio dal 2000 al 2003 (dato più recente pubblicato dall’Autorità). Tenuto conto che la nostra analisi riguarda le principali città italiane, sono state considerate le interruzioni imputabili alla sola responsabilità dell’operatore negli

ambiti territoriali ad alta concentrazione (ovvero quelli con popolazione superiore ai 50.000 abitanti). Nella tabella 2.15 sono riportati anche i dati relativi al 2004, quando ci sono stati forniti direttamente dalle società sulla base di stime interne, pur non essendo ancora certificati e pubblicati dall'Autorità.

Le interruzioni senza preavviso presentano una dinamica di progressivo miglioramento nell'arco di tempo considerato. In particolare la durata media delle interruzioni senza preavviso si è ridotta del 10% negli ultimi tre anni e nel 2003 la media delle società prese in esame è pari a 27 minuti, molto vicina al traguardo dei 25 minuti fissato dall'Autorità. L'indicatore principale, quello della durata media di ciascuna interruzione, vede all'ultimo posto ACEA sia nel 2003 che nella media degli ultimi 3 anni, mentre HERA è la più virtuosa con 17 minuti, al di sotto del valore obiettivo. Le interruzioni con preavviso mostrano una durata media di ciascuna interruzione molto elevata per ENEL a Napoli e per ACEA a Roma, segnalando una grande quantità di interventi programmati sulla rete. I minuti di interruzione per cliente all'anno sono invece massimi per la HERA.

L'Autorità ha istituito anche nel settore del gas, a partire dal 2001, una disciplina per la qualità (deliberazioni n. 47-2000 e n. 236-2000). Sono stati introdotti obblighi di qualità tecnica (espressa in termini di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione) e specifici standard di qualità commerciale che se non rispettati danno luogo ad indennizzi automatici a favore dei clienti finali, essendo questa l'unica "sanzione" prevista per punire le società di gestione inefficienti. Relativamente alla sicurezza l'Autorità persegue l'obiettivo di garantire la salvaguardia delle persone e delle cose dai possibili danni relativi alla distribuzione del gas (esplosioni, incendi, ecc.). A tal fine sono monitorati alcuni parametri quali: l'attività di odorizzazione (ossia la ricerca di perdite di gas tramite rilevazione dell'odore), i tempi di risposta del servizio di pronto intervento e la riduzione delle perdite tramite ispezione periodica della rete e la protezione catodica. Per la continuità invece è necessario registrare tutte le interruzioni avvenute e comunicarle all'Autorità, ma nel settore del gas tale fenomeno è assai meno frequente rispetto a quanto avviene per l'energia elettrica, oltre ad essere meno problematico da gestire da parte dell'utente.

L'AEEG ha disposto la pubblicazione di un numero molto elevato di indicatori divisi tra dati di sicurezza e continuità del servizio e dati di qualità commerciale. Per un confronto tra le società oggetto di analisi sono stati qui selezionati alcuni parametri chiave relativi alla sicurezza ed alla continuità. In primo luogo è stata presa in esame la percentuale di rete ispezionata ogni anno (a bassa e medio/alta pressione) per la quale l'AEEG ha stabilito livelli nazionali di base (minimi) e di riferimento (massimi) pari rispettivamente a: 30% - 90% per la rete ad alta e media pressione e 20% - 70% per la rete a bassa pressione. AEM di Milano è la società che effettua i maggiori controlli, addirittura viene ispezionata tutta la rete a media ed alta pressione. La AEM Torino e la Italgas invece hanno le percentuali più basse

rispettivamente sulla rete a bassa e alta e media pressione. Ciò ha una duplice valenza: da un lato un'elevata frequenza delle ispezioni dimostra qualità di gestione, dall'altro può essere sintomo di una rete obsoleta. Per quanto riguarda il numero di dispersioni localizzate su ispezioni programmate per km di rete i valori più elevati sono quelli di AEM Milano, che però è anche la società che ispeziona la maggior percentuale di rete. AEM Torino si caratterizza per la minore frequenza di ispezioni a cui fa riscontro la maggiore incidenza di interventi su segnalazione di terzi. Restando su quest'ultimo fenomeno, l'ENEL segna i valori più bassi per km di rete. Per il pronto intervento sugli impianti di distribuzione è fissato uno standard di massimi 60 minuti. I distributori devono indicare la percentuale di rispetto di tale standard ed il tempo medio effettivo. Sotto questo profilo l'AEM di Milano è la peggiore sia nella percentuale di rispetto dello standard (comunque pari al 90% circa) sia in termini di tempo medio effettivo pari a circa 47 minuti. ENEL, invece, ha i tempi più contenuti e le percentuali più basse; va però considerato che, in difetto di dettagli, sono stati assunti dati medi su tutto il territorio servito, che comprende anche aree a bassa densità abitativa.

TAB 2.15 - INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

		Senza preavviso			Con preavviso		
		Minuti di interruzione per cliente all'anno	Numero di interruzioni per cliente all'anno	Durata media di ciascuna interruzione	Minuti di interruzione per cliente all'anno	Numero di interruzioni per cliente all'anno	Durata media di ciascuna interruzione
ENEL -Napoli	2001	87,20	2,62	33,33	16,13	0,09	174,95
	2002	64,53	2,07	31,18	20,78	0,10	208,23
	2003	53,15	2,14	24,84	20,86	0,11	197,39
	2004	47,41	1,91	24,78	16,71	0,08	199,04
	<b>media 01-04</b>	<b>63,07</b>	<b>2,19</b>	<b>28,53</b>	<b>18,62</b>	<b>0,10</b>	<b>194,90</b>
ACEA - Roma	2001	61,73	1,30	47,45	18,46	0,15	122,67
	2002	72,47	1,54	47,01	15,88	0,15	105,7
	2003	69,97	1,50	46,81	12,84	0,12	103,22
	2004	63,50	1,34	47,53	18,86	0,18	103,63
	<b>media 01-04</b>	<b>66,92</b>	<b>1,42</b>	<b>47,20</b>	<b>16,51</b>	<b>0,15</b>	<b>108,81</b>
AEM Torino - Torino	2001	35,39	1,27	27,86	15,67	0,24	66,40
	2002	26,87	0,97	27,55	8,31	0,14	60,46
	2003	27,93	1,00	27,78	10,84	0,19	57,58
	2004	20,61	0,74	27,70	14,94	0,22	69,18
	<b>media 01-04</b>	<b>27,70</b>	<b>1,00</b>	<b>27,72</b>	<b>12,44</b>	<b>0,20</b>	<b>63,41</b>
AEM -Milano	2001	34,90	1,29	27,04	63,63	1,04	61,34
	2002	33,58	0,80	41,80	40,67	0,7	57,76
	2003	36,84	1,20	30,73	31,95	0,6	53,42
	2004	25,97	0,64	40,76	26,69	0,46	57,78
	<b>media 01-04</b>	<b>32,82</b>	<b>0,98</b>	<b>35,08</b>	<b>40,74</b>	<b>0,70</b>	<b>57,58</b>
HERA - Bologna	2001	24,75	1,13	21,82	44,8	0,4	112,85
	2002	21,68	1,21	17,91	17,17	0,2	84,57
	2003	14,97	1,20	12,47	103,65	1,07	96,87
	2004	11,37	0,77	14,77	19,95	0,2	99,75
	<b>media 01-04</b>	<b>18,19</b>	<b>1,08</b>	<b>16,74</b>	<b>46,39</b>	<b>0,47</b>	<b>98,51</b>
ASM Brescia - Brescia	2001	28,76	1,04	27,55	16,91	0,28	59,98
	2002	22,90	0,82	27,86	18,09	0,34	53,52
	2003	17,89	0,85	20,97	22,07	0,46	47,97
	2004	12,05	0,31	38,64	14,96	0,29	51,57
	<b>media 01-04</b>	<b>20,40</b>	<b>0,76</b>	<b>28,76</b>	<b>18,01</b>	<b>0,34</b>	<b>53,26</b>
<b>Media 2001 – 2004</b>							
<b>Massimo (peggior risultato)</b>		<b>66,92</b>	<b>2,19</b>	<b>47,20</b>	<b>46,39</b>	<b>0,70</b>	<b>194,90</b>
<b>Minimo (miglior risultato)</b>		<b>18,19</b>	<b>0,76</b>	<b>16,74</b>	<b>12,44</b>	<b>0,10</b>	<b>53,26</b>
<b>Media</b>		<b>38,18</b>	<b>1,24</b>	<b>30,67</b>	<b>25,45</b>	<b>0,33</b>	<b>96,08</b>

Fonte: AEEG.

TAB 2.16 - INDICATORI DI QUALITÀ TECNICA NELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

		% di rete ispezionata annualmente		Numero di dispersioni localizzate per km di rete ispezionata	Numero di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per km di rete	Pronto intervento su impianto di distribuzione	
		ad alta e media pressione	a bassa pressione			% di rispetto dello standard (60 minuti)	Tempo medio effettivo
AEM Distribuzione Gas (AEM Milano)	2002	100	100	0,12	0,56	90,64	53,20
	2003	100	75,8	0,11	0,33	93,08	42,00
	2004	100	72,5	0,17	0,35	91,05	45,40
	<b>Media 02-04</b>	<b>100</b>	<b>82,8</b>	<b>0,13</b>	<b>0,41</b>	<b>91,59</b>	<b>46,87</b>
AES (AEM Torino)	2002	49,4	26,6	0,02	0,55	94,98	39,00
	2003	37,3	27,7	0,04	0,39	95,38	39,00
	2004	45,2	26,9	0,02	0,31	94,99	43,00
	<b>Media 02-04</b>	<b>44,0</b>	<b>27,1</b>	<b>0,03</b>	<b>0,42</b>	<b>95,12</b>	<b>40,33</b>
HERA	2002	30,0	36,9	0,10	0,08	92,29	46,90
	2003	39,8	41,9	0,04	0,36	94,44	44,30
	2004	44,5	35,6	0,05	0,38	93,83	41,90
	<b>Media 02-04</b>	<b>38,1</b>	<b>38,1</b>	<b>0,06</b>	<b>0,27</b>	<b>93,52</b>	<b>44,37</b>
ASM Brescia	2002	82,2	40,0	0,16	0,18	96,05	38,10
	2003	56,3	73,9	0,07	0,18	96,62	36,10
	2004	97,2	64,9	0,06	0,17	99,12	35,60
	<b>Media 02-04</b>	<b>78,6</b>	<b>59,6</b>	<b>0,10</b>	<b>0,18</b>	<b>97,26</b>	<b>36,60</b>
ENEL Rete Gas	2002	75,5	74,6	0,03	0,04	n.d.	n.d.
	2003	51,8	42,0	0,02	0,07	99,20	25,50
	2004	55,2	53,0	0,03	0,05	99,96	25,70
	<b>Media 02-04</b>	<b>60,8</b>	<b>56,5</b>	<b>0,03</b>	<b>0,05</b>	<b>99,58</b>	<b>25,60</b>
Italgas	2002	42,4	39,7	0,15	0,12	92,84	42,00
	2003	30,4	27,8	0,12	0,11	96,62	37,80
	2004	37,1	30,6	0,10	0,13	95,46	40,90
	<b>Media 02-04</b>	<b>36,6</b>	<b>32,7</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>94,97</b>	<b>40,23</b>
Napoletanagas	2002	43,3	36,1	0,13	0,23	92,13	43,00
	2003	38,5	29,7	0,07	0,21	98,20	36,10
	2004	51,2	32,5	0,09	0,23	94,34	38,70
	<b>Media 02-04</b>	<b>44,3</b>	<b>32,8</b>	<b>0,10</b>	<b>0,22</b>	<b>94,89</b>	<b>39,27</b>
<b>Media 2002 – 2004</b>							
<b>Massimo</b>	<b>100,0</b>	<b>82,8</b>	<b>0,13</b>	<b>0,42</b>	<b>99,58</b>	<b>46,87</b>	
<b>Minimo</b>	<b>36,6</b>	<b>27,1</b>	<b>0,03</b>	<b>0,05</b>	<b>91,59</b>	<b>25,60</b>	
<b>Media</b>	<b>57,5</b>	<b>47,1</b>	<b>0,08</b>	<b>0,24</b>	<b>95,28</b>	<b>39,04</b>	

(1) Nel 2002 riferiti alla ENEL Distribuzione Gas.

Fonte: AEEG.