

# 6. La distribuzione di energia elettrica

La Direttiva 2003/54/CE ha riordinato la materia del mercato interno dell'energia elettrica, completando la precedente Direttiva 96/92/CE che aveva avviato le riforme verso il mercato unico europeo con effetti in molti casi dirompenti sull'organizzazione dei settori elettrici dei vari paesi membri. Partendo da una situazione di monopolio pubblico integrato, il settore elettrico italiano è stato interessato da una complessa riforma decennale orientata a distinguere le fasi produttive e commerciali (generazione di elettricità, vendita e scambi internazionali) da quelle caratterizzate da condizioni di monopolio naturale (trasmissione e distribuzione), al fine di liberalizzare gradualmente le prime e regolamentare incisivamente le altre.

Questo graduale processo ha visto dapprima la disarticolazione dell'ex monopolista pubblico Enel (obbligato a separare dal punto di vista giuridico e funzionale le varie attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita) quindi la sua parziale privatizzazione. La rete di trasmissione nazionale è stata riunita in unica struttura indipendente (Terna S.p.A.), mentre Enel Distribuzione ha ceduto parte delle proprie reti a imprese locali (Par. 6.1.6).

La liberalizzazione dell'offerta di energia e la crea-

zione di un mercato all'ingrosso hanno implicato la cessione di parte della capacità di generazione di Enel a nuovi soggetti concorrenti, ma il livello di concentrazione dell'offerta è rimasto tuttavia elevato: al 2005, il Gruppo Enel copre ancora oltre il 45% della produzione nazionale destinata al consumo, mentre l'82% è generato dai primi cinque operatori nazionali. In questo contesto di mercato si è mossa anche Acea, acquisendo una quota rilevante di Tirreno Power (sesto operatore nazionale che contribuisce quasi al 5% della produzione destinata al consumo) e siglando una *joint venture* con la società belga Electrabel.

Il fronte della domanda sul mercato all'ingrosso è stato liberalizzato più gradualmente, cominciando con i soli grossisti e grandi consumatori industriali (definiti clienti idonei). Contemporaneamente, per assicurare l'univocità di trattamento, la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti ai clienti non idonei (vincolati), è stato creato l'Acquirente Unico (AU), un nuovo soggetto pubblico incaricato di gestire gli acquisti di energia sul mercato all'ingrosso per il comparto ancora regolamentato dei consumatori (Par. 6.1.5). In seguito la soglia di idoneità è stata progressivamente abbassata, estendendo la facoltà

di rivolgersi al mercato a clienti caratterizzati da consumi annui sempre più contenuti, fino a comprendere tutti i consumatori non domestici (luglio 2004). In accordo con la citata Direttiva 2003/54/CE, dal primo luglio 2007 anche i clienti domestici potranno accedere al libero mercato, ferma restando la possibilità di rimanere in regime vincolato, almeno in una prima fase ragionevolmente lunga (Par. 6.1).

Per quanto riguarda l'aspetto dei prezzi, bisogna osservare che la liberalizzazione e le logiche di mercato presuppongono prezzi che riflettono i costi del servizio e della fornitura. Tuttavia, la situazione delle tariffe domestiche nella gestione monopolistica precedente era molto lontana da questa regola: si passava da una tariffa bassa – erroneamente definita *sociale* e legata a bassi livelli di potenza e di consumo – a una tariffa più alta per le altre utenze, con il risultato di penalizzare le famiglie numerose. A partire dal 2000, per il settore vincolato è stata avviata una riforma tariffaria orientata a far coincidere prezzi e costi del servizio mediante la graduale convergenza di due tariffe transitorie verso la tariffa unica nazionale (Par. 6.2). La convergenza delle tariffe e la scadenza del luglio 2007 comportano l'esigenza di introdurre una nuova e più appropriata forma di tariffa sociale, applicabile sia ai clienti liberi che ai vincolati e che vada ad agevolare le famiglie in reale situazione di disagio economico (Par. 6.2.3).

Al di là della regolamentazione tariffaria, ci sono comunque alcune caratteristiche del sistema elet-

trico italiano che contribuiscono a mantenere i prezzi dell'energia al di sopra della media europea (Par. 6.2.1): si tratta innanzi tutto di una struttura produttiva sbilanciata, con una dipendenza elevata dai combustibili fossili in generale e con un impiego troppo limitato di fonti rinnovabili; in secondo luogo, l'elevata concentrazione del mercato consente alle imprese di spingere i prezzi all'ingrosso al di sopra dei livelli concorrenziali; ciò è aggravato da una massiccia opposizione delle popolazioni locali agli investimenti in grandi infrastrutture energetiche, che potrebbero contribuire a bilanciare la struttura del sistema nel paese, incrementando il grado di concorrenza nell'offerta ed evitando le congestioni che danno luogo ad aumenti di prezzo. Questi stessi problemi sono segnalati ai governi nazionali dalla Direttiva 2003/54/CE come punti critici del mercato interno dell'energia e come cause principali di instabilità dei prezzi, di insufficiente sicurezza degli approvvigionamenti e di scarsa qualità della fornitura (*black out*, interruzioni prolungate, ecc.).

A questo proposito occorre sottolineare l'esito decisamente soddisfacente della regolazione incentivante adottata in Italia per la continuità e per la qualità commerciale dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas<sup>1</sup>: il livello di qualità raggiunto in Italia è superiore rispetto alla media europea, con un deciso miglioramento tendenziale di tutti gli indicatori sottoposti a questo tipo di regolazione (Par. 6.3).

## 6.1 Vendita di energia elettrica ai clienti finali

A partire dal primo luglio 2007 tutti i clienti finali saranno potenzialmente idonei e quindi autorizzati a rivolgersi al libero mercato per l'acquisto dell'energia elettrica: anche i clienti domestici potranno rinunciare al servizio pubblico di vendita gestito dall'Acquirente Unico e contrattare liberamente le condizioni di fornitura. Il passaggio, mentre prospetta l'opportunità di scegliere fra una pluralità di offerte quelle più favorevoli alle proprie abitudini di consumo, comporta tuttavia alcuni problemi: il

mercato della vendita finale dell'energia elettrica risulta infatti vischioso (Par. 6.1.5) e l'interesse dei clienti a sperimentare nuove soluzioni concorrenziali potenzialmente vantaggiose è scoraggiato da numerosi ostacoli, fra cui la complessità delle tariffe e del confronto fra diverse offerte alla luce di diversi profili di consumo, la difficoltà di visualizzare il proprio profilo di consumo, l'abitudine alle garanzie del servizio pubblico e l'incertezza di un quadro organizzativo scarsamente conosciuto. Per queste

<sup>1</sup> In seguito, Autorità per l'energia o AEEG.

ragioni l'Autorità per l'energia è intervenuta con provvedimenti regolatori finalizzati a supportare la maturazione del mercato: ha imposto alle imprese l'installazione dei nuovi contatori elettronici entro scadenze definite (Par. 6.1.2), ha emanato un codice di condotta commerciale per la tutela in fase pre-contrattuale del cliente finale idoneo alimentato in bassa tensione che si rivolga al mercato libero (Par. 6.1.3) ed ha aggiornato la disciplina di regolazione delle bollette per tutti i clienti vincolati e per quelli liberi alimentati in bassa tensione (Par. 6.1.4).

Nel quadro della liberalizzazione occorrono infatti regole certe, ma c'è anche bisogno di elasticità per cogliere i segnali dei consumatori e delle interazioni fra domanda e offerta di mercato. In questo contesto dinamico, il legislatore sta aggiornando la normativa di riferimento per il settore elettrico (Par. 6.1.1).

### 6.1.1 Aggiornamenti normativi che influiscono sui prezzi e sulla qualità del servizio elettrico ai clienti finali

Fra le disposizioni più rilevanti ai fini della tutela degli utenti e dell'efficienza del settore elettrico vanno citate alcune misure previste nel DDL n. 691<sup>2</sup>, ancora in fase di approvazione. Oltre all'imposizione degli obblighi di servizio pubblico a tutte le imprese operanti nei settori dell'energia<sup>3</sup>, il DDL in questione riordina le misure atte ad assicurare un equilibrato sviluppo infrastrutturale: allo scopo di attenuare l'opposizione locale alla realizzazione di infrastrutture energetiche di rilievo nazionale, vengono infatti razionalizzate le forme di compensazione territoriale per le comunità dei territori che ospitano le infrastrutture in questione, con l'orientamento di introdurre meccanismi che avvantaggino direttamente la popolazione, mediante riduzioni dei prezzi per i servizi energetici<sup>4</sup>. Infine, per garantire la compatibilità ambientale dello sviluppo del settore, vengono

ulteriormente definite le politiche di riduzione dei consumi energetici dei clienti finali attraverso la massimizzazione del rendimento energetico e l'agevolazione di fonti rinnovabili.

Anche la Legge Finanziaria per il 2007<sup>5</sup> contiene rilevanti disposizioni in materia energetica. La più importante sembra la destinazione del maggior gettito IVA su prodotti petroliferi – dovuto all'incremento dei prezzi internazionali al di sopra del valore previsto nel DPEF 2007/2011 – alla costituzione di un fondo da utilizzare per la copertura di interventi di efficienza energetica e di riduzione dei costi delle forniture energetiche per finalità sociali<sup>6</sup>. Per quanto riguarda le misure di promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, vengono introdotte alcune agevolazioni fiscali per fini ambientali e sociali e viene incentivata l'efficienza energetica delle apparecchiature elettroniche e degli edifici.

### 6.1.2 Obbligo di installazione dei contatori elettronici

I contatori elettronici sono lo strumento fondamentale per andare incontro al mercato, in quanto consentono l'applicazione delle tariffe multiorarie con le relative possibilità di risparmio e soprattutto consentono ai clienti il monitoraggio in tempo reale dei consumi e quindi la miglior comprensione dei propri profili di consumo, cosa appunto fondamentale per orientarsi fra le diverse offerte tariffarie; consentono inoltre la fatturazione dei consumi effettivi, la facilitazione dei servizi commerciali e di eventuali cambi di fornitore. In vista della liberalizzazione totale del mercato, l'Autorità per l'energia ha presentato il piano di installazione dei nuovi contatori elettronici che le imprese di distribuzione dovranno obbligatoriamente rispettare nel terzo periodo regolatorio (2008-2011): entro il 2008 i nuovi contatori dovranno essere installati almeno al 25% dei clienti serviti in bassa tensione,

<sup>2</sup> *Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori energetici in ottemperanza delle direttive comunitarie in materia.*

<sup>3</sup> Sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità e qualità delle forniture, informazioni ai clienti sulle condizioni economiche di fornitura, servizio universale.

<sup>4</sup> Integrando o sostituendo il precedente regime che prevedeva per la localizzazione delle grandi centrali di generazione una compensazione indiretta, con importi devoluti dalle imprese agli enti locali interessati (regione, provincia e comuni) in misura proporzionale all'energia prodotta dagli impianti e per una durata limitata di sette anni. La nuova impostazione dovrebbe estendere il regime di compensazione anche alle infrastrutture di interesse nazionale per il trasporto e l'importazione di energia elettrica e gas, per la coltivazione di idrocarburi e per lo stoccaggio di gas naturale.

<sup>5</sup> Legge 27 dicembre 2006, n. 296.

<sup>6</sup> Il fondo avrà una dotazione iniziale di 50 milioni di Euro; il conferimento annuale derivante dall'IVA non può superare i 100 milioni di Euro. Per quanto riguarda la riduzione dei costi della fornitura per finalità sociali, Cfr. anche Par. 6.2.3. Da segnalare che, in una versione precedente a quella approvata, la Finanziaria prevedeva l'impiego dello stesso fondo anche per la copertura delle misure compensative a favore delle regioni e degli enti locali interessati da nuove infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale di cui al citato DDL n. 691.

entro il 2009 al 65%, entro il 2010 al 90% e entro il 2011 al 95%. Allo stato attuale i piani di installazione dei contatori a tutti i clienti sono stati avviati da Enel Distribuzione, Acea Distribuzione<sup>7</sup> e Asm Brescia, mentre sono in fase di progettazione anche presso Aem Milano e Aem Torino; le principali imprese di distribuzione che offrono opzioni tariffarie ulteriori biorarie, inoltre, installano i nuovi contatori gratuitamente alla richiesta dell'opzione in questione da parte del cliente (Par. 6.2.2).

Un dettaglio importante, specialmente per le grandi città e per le zone abitative ad alta densità in cui i gruppi dei contatori sono localizzati nei locali condominiali all'esterno degli appartamenti, è la fornitura da parte dei distributori non solo dei contatori, ma anche di collegamenti e terminali di lettura del contatore che arrivino direttamente nelle case, in mancanza dei quali la funzione conoscitiva sui consumi viene compromessa. A questo proposito, in mancanza di specifici obblighi regolamentari, non è chiaro se il piano di installazione di Acea Distribuzione riguardi anche i terminali in questione.

### 6.1.3 Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali sul libero mercato

Dal 1 gennaio 2007 è in vigore il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica a tutti i clienti idonei finali alimentati in bassa tensione che si rivolgono al libero mercato<sup>8</sup>. Il Codice, che riguarda essenzialmente la fase pre-contrattuale, è finalizzato a garantire al cliente la trasparenza dell'informazione e la confrontabilità delle offerte di fornitura, ricalcando nei contenuti il Codice già vigente per il settore del gas (Cfr. *Relazione Annuale 2004* di questa Agenzia, Par. 8.4.3).

Per quanto riguarda l'informazione sulle condizioni economiche, l'obiettivo del Codice è impostare regole per cui tutte le offerte presentino criteri di omogeneità e confrontabilità. Relativamente alle proprie offerte, l'esercente può presentare al potenziale cliente stime della spesa complessiva annua al netto delle imposte senza comprendere eventuali sconti o altri benefici

economici riconosciuti al cliente in occasione della sottoscrizione del contratto<sup>9</sup>. In caso di offerte differenziate su base oraria, le stime di spesa annua devono indicare l'ipotesi di ripartizione dei consumi fra le fasce orarie e gli scostamenti di costo in caso di scostamento del profilo di consumo.

Il Codice indica anche tutte le informazioni che il cliente deve ricevere obbligatoriamente in fase pre-contrattuale. Fra le disposizioni più importanti si segnala il diritto di recesso gratuito da parte del cliente entro 10 giorni dalla sottoscrizione del contratto se la stipulazione avviene in luogo diverso dagli sportelli o dagli uffici dell'esercente; se l'accordo viene definito telefonicamente, il diritto di recesso può essere esercitato fino ai 10 giorni successivi a quello di ricevimento del contratto.

### 6.1.4 Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità

Alla luce degli ultimi sviluppi del mercato, l'Autorità per l'energia nel 2006 ha ritenuto opportuno integrare la precedente normativa in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione (Deliberazione n. 55/00). La nuova direttiva sulla trasparenza delle bollette (Deliberazione n. 152/06 e allegati) è finalizzata a standardizzare il contenuto dei documenti di fatturazione per rendere comprensibili e confrontabili sia le offerte tariffarie che i segnali di prezzo, nonché per assicurare la produzione di informazioni complete, chiare e non distorsive da parte dell'esercente. Il documento elenca le informazioni che devono obbligatoriamente comparire nella bolletta, definendo unità di misura e composizione dei prospetti (quadro sintetico e quadro di dettaglio) differenziati per clienti domestici e non domestici.

Il quadro sintetico (analogo per tutte le categorie di clienti) riporta obbligatoriamente gli elementi identificativi del cliente, del contratto e della fornitura, il periodo di riferimento e i consumi relativi alla fatturazione (evidenziando eventuali letture o l'indicazione dell'attribuzione stimata dei consumi), l'opzione o l'offerta tariffaria applicata e il totale dovuto al netto e al lordo delle imposte. Nel quadro di dettaglio sono invece riportate tutte le informazioni necessarie al cliente per

<sup>7</sup> Per quanto riguarda lo stato di avanzamento del progetto contatori digitali di Acea Distribuzione, avviato nel 2005 con l'installazione entro aprile dei primi 36 mila contatori del progetto pilota, dovrebbe essere terminato entro il 2009, secondo il seguente piano: installazione di 382 mila contatori entro il 2006, installazione di 448 mila contatori all'anno per il 2007 e il 2008, completamento entro il 2009 (130 mila contatori).

<sup>8</sup> Deliberazione AEEG 30 maggio 2006 n. 105.

<sup>9</sup> Per rendere confrontabili le offerte di diversi fornitori, il Codice prevede delle fasce di consumo standard di riferimento cui riferire le eventuali stime della spesa complessiva annua.

valutare l'incidenza delle varie voci sul totale. In generale, la bolletta riferita a tariffe differenziate per scaglioni di consumo, per fasce orarie o stagionali deve riportare la distribuzione dei consumi del cliente fra scaglioni/fasce e i rispettivi prezzi.

Nella bolletta vanno indicati in dettaglio, specificandone la causale, gli oneri diversi dalla fornitura, eventuali rimborsi e indennizzi automatici. Fra le altre informazioni da fornire obbligatoriamente al cliente, si segnalano gli aggiornamenti di corrispettivi e opzioni tariffarie e l'indicazione dei consumi annui del cliente. Per rendere leggibile la bolletta è fatto infine obbligo agli esercenti che richiamano provvedimenti e disposizioni di legge di fornire oltre all'indicazione dei riferimenti delle norme citate anche la descrizione del contenuto.

### 6.1.5 Il mercato vincolato e il ruolo dell'Acquirente Unico

L'apertura del mercato libero a tutti i clienti non domestici nel luglio del 2004 ha comportato l'accesso allo *status* di cliente idoneo per più di 7,7 milioni di clienti, con un prelievo *potenziale* di circa 220 TWh (oltre il 70% della domanda nazionale). Tuttavia, alla fine del 2005 i clienti che *effettivamente* si sono rivolti al mercato libero per la fornitura di energia elettrica non arrivavano a 330 mila (4,3% del potenziale), con un prelievo pari a 136,7 TWh (61% del potenziale e 43% della domanda totale nazionale). Fra il 2004 e il 2005 si sono rivolti al mercato poco più di 200 mila clienti (+160% rispetto al 2003) e, trattandosi di clienti di dimensioni medio-piccole, il prelievo nello stesso periodo è cresciuto solo del 20%, mentre la domanda gestita sul mercato libero è aumentata solo del 3% nel biennio.

Parallelamente, la quota di mercato servita in regime vincolato è passata da circa il 53% del 2003 al 50% del 2005; per il 2008, l'Acquirente Unico (AU) stima che la contrazione del mercato vincolato arrivi fino al 48%<sup>10</sup>, cui corrisponderebbe un mercato libero che assorbe il 46% della domanda<sup>11</sup>. Ciò suppone, corret-

tamente, una propensione dei clienti domestici verso il mercato nettamente più contenuta di quella dei clienti non domestici, cosa che trova conferma nell'osservazione del basso livello di adesione dei clienti domestici alle opzioni tariffarie ulteriori offerte da diverse imprese di distribuzione (Cfr. Par. 6.2.2).

Anche dopo il primo luglio 2007, dunque, il servizio vincolato verrà garantito a tutti i clienti che non vorranno rivolgersi al mercato, almeno in una prima fase durante la quale l'AU continuerà ad operare come soggetto responsabile delle previsioni di domanda e degli approvvigionamenti, come interlocutore e fornitore dei distributori locali per l'energia destinata ai clienti vincolati e come fornitore di ultima istanza. Fra gli attuali compiti dell'AU rientra la garanzia della sicurezza e dell'economicità degli approvvigionamenti, per la tutela del cliente dal punto di vista del trattamento economico e della qualità della fornitura<sup>12</sup>.

Alle soglie della liberalizzazione della domanda del settore domestico ci si chiede se l'operato dell'AU abbia garantito e possa garantire in futuro condizioni economiche vantaggiose per i clienti vincolati, ma la risposta non è così semplice, anche perché non esiste un prezzo di mercato direttamente confrontabile con un analogo prezzo vincolato. Ciò rappresenta un ulteriore elemento di incertezza, anche se la gestione di rilevanti volumi di domanda in linea di principio dovrebbe consentire all'AU una posizione contrattuale forte, oltre alla capacità di suddividere i costi fissi di gestione su un maggior volume di acquisti e di clienti, sfruttando eventuali economie di scala; sempre in linea di principio, queste condizioni operative gestite in forma di servizio pubblico (e cioè senza scopo di lucro) dovrebbero potersi tradurre in prezzi competitivi offerti ai clienti vincolati.

Non è ancora stabilito in modo definitivo come la liberalizzazione inciderà sulla struttura organizzativa dei due mercati vincolato e libero e sulla loro interazione in fase di passaggio dei clienti dall'uno all'altro<sup>13</sup>. Fra le varie possibilità, la più probabile sembra che la struttura organizzativa del mercato vincolato venga confermata almeno in via transitoria.

<sup>10</sup> Acquirente Unico, *Rapporto di previsione del mercato vincolato 2006-2008*. Disponibile al gennaio 2007 sul sito: <http://www.acquirenteunico.it/ita/Dati%20statistici/Procedure/RapportiPrevisione/Documenti/Rapporto2005.pdf>.

<sup>11</sup> Il resto sono autoconsumi.

<sup>12</sup> Per raggiungere questi obiettivi, all'AU vengono assegnate quote di energia a costo relativamente basso (importazioni e rinnovabili-CIP6) in proporzione alle stime sulla dimensione del mercato vincolato per l'anno entrante; il resto del fabbisogno stimato viene coperto mediante contratti differenziati e nella maggior parte dei casi (quasi il 90% degli acquisti) garantiti contro la volatilità dei prezzi; gli acquisti in borsa elettrica coprono circa l'85% del fabbisogno.

<sup>13</sup> Nel dicembre 2006, l'Autorità per l'energia ha diffuso il *Documento di sintesi della ricognizione in prospettiva della liberalizzazione del servizio di vendita al dettaglio di energia elettrica a tutti i clienti finali*. Tale documento espone i punti critici della fase transitoria e sintetizza i risultati della relativa consultazione che ha interessato i principali operatori del settore e i rappresentanti dei consumatori, lasciando ancora aperti vari aspetti organizzativi del futuro assetto della vendita al dettaglio.

### 6.1.6 Distribuzione e vendita: le imprese locali

La distribuzione di energia elettrica fa parte delle attività di servizio pubblico, incisivamente regolamentate dall'Autorità per l'energia sotto molti aspetti significativi. La regolamentazione del servizio offerto dai distributori/venditori va dalla regolamentazione tariffaria (Par. 6.2) a quella della qualità della fornitura (cui si applica una regolazione incentivante basata su un meccanismo di premi e penali; Cfr. Par. 6.3.1) e della qualità commerciale (con un sistema di standard specifici, soggetti ad indennizzo automatico, e di standard generali; Par. 6.3.2).

Le imprese di distribuzione operanti in Italia sono 171, ma l'operatore dominante è comunque l'Enel, con oltre 29 milioni di utenti, seguito da Acea Distribuzione (1,5 milioni di utenti). Al 2005 le imprese con un numero di utenti superiore a 500 mila erano solo quattro (alle prime due si aggiungono Aem Milano e Aem Torino), mentre quelle con più di 100 mila utenti erano solo una decina (Tav. 6.1).

Recentemente tuttavia si sta verificando un processo di aggregazione dei principali distributori locali. Le più rilevanti operazioni sono la fusione di Aem Torino con Amga Genova in Iride Energia,

**Tav. 6.1** Principali imprese di distribuzione operanti in Italia (2005)

Distributore	Numero utenti vincolati	Variazione dall'anno precedente	Energia totale immessa in rete (GWh)*
Enel Distribuzione	29.973.476	0,3%	248.600
<b>Acea Distribuzione Roma</b>	<b>1.549.500</b>	<b>0,4%</b>	<b>11.153</b>
Aem Milano	854.814	-0,1%	7.524
Aem Torino **	554.107	0,3%	3.500
Asm Brescia	220.053	1,1%	4.106
Acegas Trieste	140.507	0,3%	806
Agsm Verona	158.826	0,9%	1.300
Ae-Ew Bolzano	124.556	1,7%	*** 826
Enia Parma ****	116.893	1,6%	888
Meta Modena *****	113.517	2,3%	n.d.

(\*) Dati rinvenuti sui siti web delle società, aggiornati a gennaio 2007.

(\*\*) Prima dell'integrazione con Amga Genova e della costituzione di Iride Energia.

(\*\*\*) Dato aggiornato al 2001.

(\*\*\*\*) Enia è stata costituita nel 2005 dalla fusione delle aziende Agac Reggio Emilia, Amps Parma e Tesa Piacenza.

(\*\*\*\*\*) Meta da gennaio 2006 è confluita nel gruppo Hera.

Fonte: elaborazioni su dati tratti da siti societari e dell'Autorità per l'energia [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

l'acquisizione di Meta Modena da parte del gruppo Hera, la fusione di Agac Reggio Emilia, Amps Parma e Tesa Piacenza in Enia, mentre si parla anche di accordi congiunti fra Aem Milano e Asm Brescia per creare nel 2007 una *multiutility* dominante nel Nord, con la possibilità di coinvolgere la stessa Enia.

La prospettiva di apertura completa del mercato aumenta l'attenzione dei distributori per il segmento della vendita. Le imprese di distribuzione sono infatti spesso collegate con società che svolgono attività di commercializzazione dell'energia e che saranno gli interlocutori dei clienti anche domestici che si rivolgeranno al mercato libero: si prepa-

rano quindi a cogliere le opportunità di attirare nuovi clienti dal prossimo luglio.

### 6.1.7 Il comparto energia del gruppo Acea

Acea gestisce la distribuzione di energia elettrica nel Comune di Roma, ma presenta anche un'articolazione societaria sviluppata in tutto il settore energia, con diverse società che operano sia nelle attività di trasporto (gestione delle reti in regime di servizio pubblico regolamentato) sia sul mercato (produzione, commercializzazione e vendita ai clienti finali). Il profilo aziendale sul fronte energetico è riportato in Tav. 6.2.

**Tav. 6.2 Il comparto energia di Acea (2005)**

Aree	Società	Attività
Reti	Acea Distribuzione	Gestione, manutenzione e esercizio reti elettriche Roma; rete teleriscaldamento Roma sud-ovest Illuminazione pubblica romana
	Acea Luce	Illuminazione pubblica in 14 altri comuni
	Arse (Acea Reti e Servizi Energetici)	Iniziative finalizzate all'incremento dell'efficienza e del risparmio energetico
Mercato	Acea Electrabel Produzione	Generazione di energia elettrica (742 MW, 1.132 GWh), gestione fonti rinnovabili; teleriscaldamento Roma sud-ovest
	Acea Electrabel Elettricità	Vendita energia elettrica e gas al mercato libero nazionale (2.500 clienti, 2.462 GWh) e al mercato vincolato romano
	Acea Electrabel Trading	Acquisto intermediazione e vendita di energia elettrica (in futuro anche combustibili); gestione offerte borsa elettrica; consulenze

Fonte: Acea, Bilancio 2005 e sito [www.aceaspa.it](http://www.aceaspa.it).

Sul fronte della vendita, il gruppo Acea ha provveduto ad una riorganizzazione societaria interna, rispondendo alla prospettiva di liberalizzazione completa del mercato: nel corso del 2005 Acea Electrabel Energia (vendita ai clienti idonei) è stata incorporata in Acea Electrabel Elettricità (vendita ai clienti vincolati). Nel 2005 le vendite sul mercato libero sono aumentate di circa il 18% e i clienti idonei serviti sono saliti da 600 a 2.500, con un numero di punti di riconsegna passato da 1.978 a 9.562. Dal punto di vista dimensionale, Acea Distribuzione – con oltre 1,5 milioni di utenti, circa 3 milioni di

abitanti serviti e 11.153 GWh di energia immessa in rete nel 2005 – è il secondo operatore sul mercato nazionale dopo Enel Distribuzione (oltre 29 milioni di clienti). Oltre alla rete di distribuzione, gestisce dal 2005 anche una rete di teleriscaldamento, alimentata dalla sezione cogenerazione della centrale elettrica di Tor di Valle, che serve i quartieri di Mostacciano e del Torrino, per un totale di 25.000 abitanti (oltre 50 GWh termici/anno). Per quanto riguarda gli investimenti di Acea sulla rete si rimanda al Par. 6.3.1 sulla qualità della fornitura.

## 6.2 Livello delle tariffe e confronti

Con il primo luglio 2007 il sistema tariffario nazionale dovrebbe subire alcune importanti modifiche che attualmente sono in fase di definizione finale<sup>14</sup>. Le tariffe transitorie dell'Autorità per l'energia (D2 e D3) dovrebbero convergere verso la tariffa unica di riferi-

mento D1 (maggiormente improntata alla copertura degli effettivi costi del servizio), cosa che probabilmente comporterà un incremento della spesa per la maggior parte dei clienti domestici, in quanto verranno a cessare i sussidi incrociati che attualmente

<sup>14</sup> Entro aprile 2007 l'Autorità per l'energia emanerà un provvedimento per definire la struttura della tariffa da applicare all'utenza domestica dal luglio 2007.

penalizzano i clienti D3 per finanziare l'agevolazione di quelli D2 con bassi consumi (più numerosi; Cfr. Par. 6.2.2); contemporaneamente dovrebbe essere introdotta una tariffa sociale (Cfr. Par. 6.2.3).

La nuova regolazione tariffaria dovrà contemperare due obiettivi diversi e in parte contrapposti: da un lato è necessario rispettare il criterio di efficienza, secondo il quale i prezzi devono riflettere i costi del servizio; dall'altro si vuole sostenere l'uso efficiente delle risorse, disincentivando consumi eccessivi di energia elettrica. L'adozione della attuale tariffa D1 soddisfa in pieno l'obiettivo di tariffazione efficiente, con corrispettivi fisso, di potenza e di energia commisurati ai rispettivi costi e con prezzi marginali costanti, ma non introduce elementi di progressività rispetto al livello dei consumi e quindi non li disincentiva. Pertanto sembra probabile che da luglio 2007 venga applicata ai clienti domestici una variazione della D1: corrispettivi fissi analoghi alla D1 per punto di prelievo e per kW di potenza; quote variabili per i costi di rete, con andamento crescente al crescere dei consumi (tariffazione a scaglioni di consumo). Questa soluzione consentirebbe di disincentivare gli alti consumi, rimanendo tuttavia neutrale rispetto alle fasi commerciali liberalizzate (non inciderebbe sui prezzi dei servizi commerciali e sul costo dell'energia e quindi non sarebbe distorsiva della concorrenza). Fra le possibilità all'esame dell'Autorità per l'energia, ci sono due ipotesi di quantificazione dei corrispettivi: nel primo caso ( $D_{base1}$ ), i corrispettivi fissi sarebbero identici a quelli della D1; nel secondo ( $D_{base2}$ ), sarebbero inferiori, mentre verrebbe aumentato il peso in tariffa dei corrispettivi a scaglioni di consumo, accentuandone

la progressività. I due casi rappresentano due scelte politiche differenti rispetto al *trade-off* fra prezzi efficienti e incentivo all'uso efficiente delle risorse: più orientata verso prezzi efficienti la  $D_{base1}$ , maggiormente disincentivante i consumi la  $D_{base2}$ . In attesa di definire questi dettagli, l'Autorità per l'energia regola il sistema transitorio attuale provvedendo trimestralmente ad aggiornare le tariffe per il settore vincolato, domestico e non, in base alle esigenze di copertura degli oneri di sistema (dovuti all'incentivazione delle fonti rinnovabili, agli oneri nucleari, al finanziamento della ricerca, etc.), ai conguagli tariffari pregressi (determinati dallo scostamento fra previsioni trimestrali e costi effettivi di approvvigionamento noti a consuntivo) e alle previsioni sui costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico (Cfr. Par. 6.1.5).

Per comprendere le cause dell'evoluzione di tariffe e prezzi, è utile distinguere fattori esogeni (soprattutto l'andamento dei mercati internazionali dei combustibili) e fattori endogeni (legati al livello di concorrenza e all'azione regolatoria dell'Autorità per l'energia). L'andamento dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi, l'emergenza gas e i costi per l'acquisto dei diritti di emissione di CO2 sono i fattori esogeni che più hanno contribuito a determinare forti incrementi del prezzo medio della borsa elettrica<sup>15</sup> e della tariffa media nazionale nel corso del 2006 (Cfr. Tav. 6.3 e Tav. 6.4). Il prezzo del petrolio, in particolare, ha toccato un massimo storico nell'agosto del 2006 seguito da una brusca diminuzione in settembre e da un andamento decrescente nel periodo successivo. Questo andamento favorevole ha consentito un rallentamento della crescita tariffaria nell'ultimo trime-

### Tav. 6.3 Andamento del prezzo del petrolio (1999-2006)

Gennaio 1999	Agosto 2003	Agosto 2005	Agosto 2006	Settembre 2006
10 \$/barile	30 \$/barile	67 \$/barile	79 \$/barile	60 \$/barile

Fonte: elaborazioni su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

stre del 2006 e addirittura una lieve diminuzione della tariffa media fissata per il primo trimestre del 2007.

Fra i fattori interni che hanno influenzato gli andamenti tariffari del 2006, si segnalano le strategie di prezzo dei principali produttori all'ingrosso, la reintroduzione della componente tariffaria a copertura

degli *stranded cost* (sospesa dal luglio 2005 al luglio 2006, in corrispondenza dei massimi incrementi dei prezzi dei combustibili) e l'incremento degli oneri di incentivazione per le fonti rinnovabili e assimilate CIP6, aggiornati nel corso del terzo trimestre. A questo proposito, va sottolineato che i meccanismi

<sup>15</sup> Il prezzo della borsa italiana (IPEX) nel secondo e nel terzo trimestre del 2006 è stato più alto rispetto ai corrispondenti periodi del 2005 rispettivamente del 30% e del 33%. Va segnalato che nello stesso periodo gli incrementi delle altre borse europee sono stati anche più elevati, determinando una contrazione delle importazioni e un aumento delle esportazioni italiane.

di aggiornamento di questa voce presentano dinamiche più accentuate rispetto alla crescita media dei costi per la generazione da fonti convenzionali: l'Au-

torità ha avviato un procedimento per eliminare le relative distorsioni, ma gli effetti non si esplicheranno prima dell'aggiornamento 2007.

**Tav. 6.4 Andamento della tariffa media nazionale dell'energia elettrica al netto delle imposte (I trimestre 2006 - I trimestre 2007)**

Periodo	I trimestre 2006	II trimestre 2006	III trimestre 2006	IV trimestre 2006	I trimestre 2007
Tariffa media nazionale * (c€/kWh)	11,53	12,33	13,18	13,40	13,19
Variazione rispetto al trimestre precedente	+2,6%	+6,9%	+6,9%	+1,7%	-1,6%

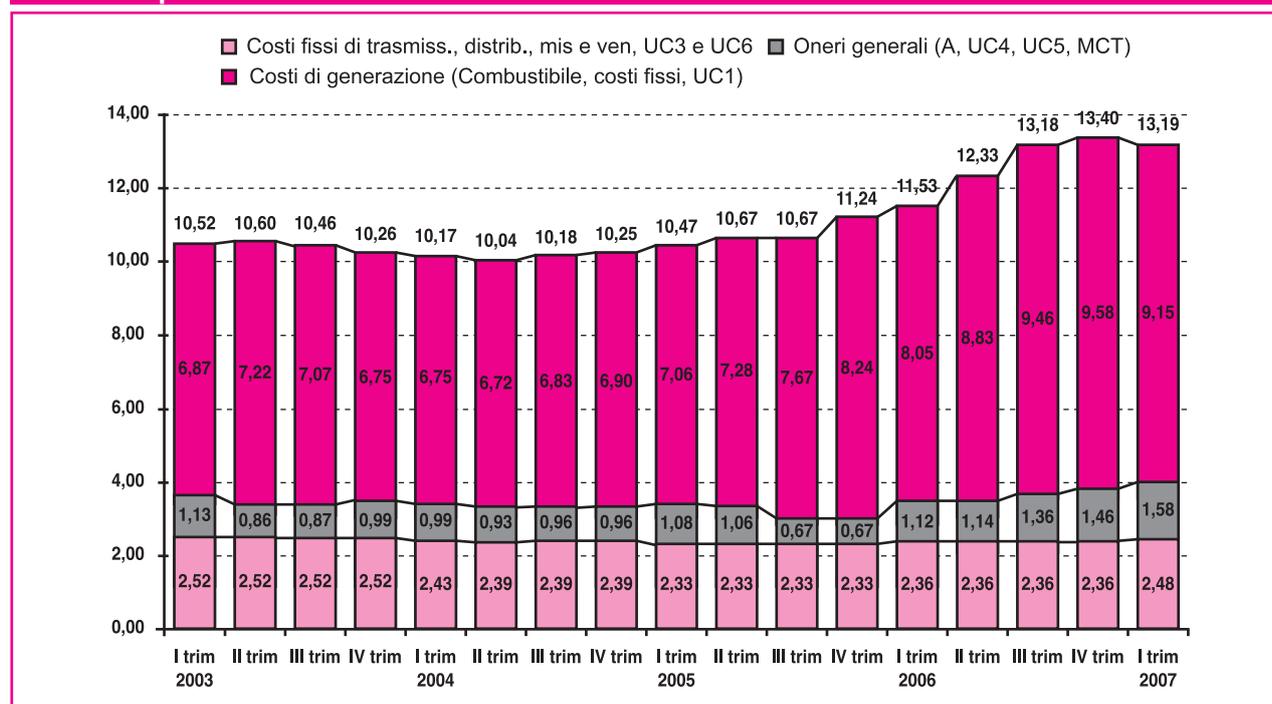
(\*) Tariffa media nazionale per il mercato vincolato extradomestico (commercio, artigianato, industria e illuminazione pubblica).  
Fonte: elaborazioni su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Per quanto riguarda l'andamento della composizione della tariffa media del mercato vincolato extradomestico nel corso del 2006 (Fig. 6.1), la copertura dei costi di produzione, dispacciamento e vendita è passata dal 68,7% al 70,8% (III trimestre) per poi scendere leggermente (70,5%); altra componente rilevante è quella a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (in diminuzione dal 20% al 17%); gli oneri di sistema sono aumentati dal 9,7% al 10,9% (reintroduzione *stranded cost*, aggiornamento CIP6 e conguagli).

Nel primo trimestre del 2007 si rileva un incremento dei costi di trasmissione e distribuzione (+0,5%, dovuto all'incentivazione della qualità della fornitura; Cfr. Par. 6.3.1) e di quelli di misura (+0,5% per finanziare gli investimenti nei nuovi contatori elettronici; Cfr. Par. 6.1), invariati da tre anni (complessivamente la componente trasporto/misura incide per il 18,3% sulla tariffa media nazionale). Sono inoltre aumentate le componenti per la copertura dei costi del nucleare, per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e per la ricerca.

**Fig. 6.1**

**Composizione della tariffa media nazionale al netto delle imposte (2003-2007)**  
c€/kWh a valori correnti



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, [http://www.autorita.energia.it/com\\_stampa/index.htm](http://www.autorita.energia.it/com_stampa/index.htm).

Per quanto riguarda la tariffa per il settore domestico al lordo delle imposte, si osserva un andamento 2006 analogo a quello della tariffa media netta,

anche se gli incrementi sono stati meno pronunciati. Per il primo trimestre 2007, la tariffa rimane immutata (Tav. 6.5).

**Tav. 6.5 Andamento della tariffa dell'energia elettrica al lordo delle imposte per il settore domestico (I trimestre 2006 - I trimestre 2007)**

Periodo	I trimestre 2006	II trimestre 2006	III trimestre 2006	IV trimestre 2006	I trimestre 2007
Tariffa media per le famiglie (c€/kWh)	13,73	14,51	15,35	15,60	15,60
Variazione rispetto al trimestre precedente	n.d.	+5,7%	+5,8%	+1,6%	-
Incremento costo annuo utenze medie* (Euro)	+9,20	+21,00	+23,00	+6,48	-

(\*) UtENZE con 3 kW di potenza impegnata e consumi da 2700 kWh/anno.

Fonte: elaborazioni su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Prendendo come riferimento il cliente domestico tipo (3 kW di potenza impegnata, 225 kWh mensili di consumo), i vari incrementi tariffari del 2006 hanno comportato un incremento annuo del costo della fornitura di circa 60 Euro rispetto al 2005.

Dal punto di vista strutturale, le tariffe domestiche applicate all'utenza – D2 e D3 – sono differenziate per livello di potenza impegnata e per carattere residenziale dell'utenza: D2, per i contratti residenziali da 3 kW; D3 per potenza impegnata superiore e utenze non residenziali. Le due tariffe sono caratterizzate da sussidi incrociati per cui i clienti cui si applica la D2, con bassi livelli di consumo, godono di un trattamento agevolato (Par. 6.2.3)<sup>16</sup>.

Rispetto ai valori fissati per il 2005, le opzioni tariffarie D2 e D3 dell'Autorità alla fine del 2006 sono rimaste invariate per quanto riguarda i corrispettivi fisso e di potenza, mentre sono aumentati i corrispettivi di energia: quello relativo alla D3 è aumentato del 16%; l'incremento di quelli della D2 varia secondo gli scaglioni di consumo, dal 12% (fascia di consumi annui da 2641 a 3450 kWh) al 24% (fascia fino a 900 kWh/anno), con una media del 17%. Nel primo trimestre del 2007, invece, si nota un'inversione di tendenza con andamento

differenziato: per la D3 diminuisce il corrispettivo di energia e si mantengono invariati gli altri corrispettivi; la D2 presenta un incremento dei corrispettivi fisso e di potenza e una diminuzione dei corrispettivi di energia (Tav. 6.6). La diminuzione dei corrispettivi di energia per entrambe le tariffe corrisponde alla diminuzione dei prezzi all'ingrosso; l'aumento dei corrispettivi fisso e di potenza per la sola D2 risponde all'esigenza di convergere gradualmente verso la tariffa unica, eliminando i sussidi incrociati fra categorie di utenti.

La tariffa D2, che si applica alla maggioranza delle utenze domestiche (80%; Cfr. Par. 6.2.2), presenta una struttura progressiva del corrispettivo di energia, con prezzi unitari del kWh che aumentano all'aumentare dei livelli di consumo annuo, in controtendenza rispetto agli altri paesi europei, più orientati alle logiche di mercato che offrono prezzi più bassi all'aumentare delle quantità domandate (Cfr. Par. 6.2.1). Sebbene negli anni la progressività sia stata leggermente attenuata, con una variabilità meno accentuata dei prezzi unitari rispetto ai livelli di consumo, come si è visto questa caratteristica sembra voglia essere mantenuta nella nuova tariffa unica che entrerà in vigore a partire dal primo luglio 2007.

<sup>16</sup> Per approfondimenti di carattere tecnico, Cfr. Autorità per l'energia, *Documento per la consultazione del 18 gennaio 2007 sulla revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione a partire dall'1 luglio 2007*, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it). Cfr. anche la *Relazione Annuale 2003* di questa Agenzia, Par. 6.2, p. 113.

**Tav. 6.6** Variazione dei corrispettivi delle tariffe D2 e D3 dell'Autorità per l'energia (IV trimestre 2005 e 2006, I trimestre 2007)

D2: residenti fino a 3kW di potenza	IV trimestre 2005	IV trimestre 2006	I trimestre 2007
Corrispettivo fisso (€/anno)	1,92	1,92	2,40
Corrispettivo di potenza (€/kW/anno)	6,24	6,24	7,32
Corrispettivo di energia (c€/kWh; crescente al crescere dei consumi fino a 3.540 kWh/anno, poi decrescente)	Min: 7,61 Max: 22,72 Oltre 4.440 kWh/anno: 14,02	Min: 9,44 Max: 25,39 Oltre 4.440 kWh/anno: 16,33	Min: 9,41 Max: 24,83 Oltre 4.440 kWh/anno: 16,00
D3: non residenti e oltre 3kW di potenza	IV trimestre 2005	IV trimestre 2006	I trimestre 2007
Corrispettivo fisso (€/anno)	26,40	26,40	26,40
Corrispettivo di potenza (€/kW/anno)	15,48	15,48	15,48
Corrispettivo di energia (c€/kWh)	14,02	16,33	16,00

Fonte: elaborazioni su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

### 6.2.1 Confronti internazionali delle tariffe e dei prezzi dell'energia elettrica

Confrontando i prezzi domestici 2006 nei principali paesi europei (Tav. 6.7), si osserva che i livelli più alti dei prezzi al netto delle imposte si registrano in Germania e in Olanda, mentre i più bassi sono quelli della Francia (con prezzi invariati rispetto al 2005) e della Spagna. L'Italia si trova in posizione intermedia, con prezzi netti ben al di sotto della media per le fasce di consumo più basse e al di sopra per quelle più alte: persiste infatti l'atipicità italiana per cui i prezzi medi unitari aumentano all'aumentare dei consumi, in controtendenza rispetto agli altri paesi osservati e anche alla media europea. Rispetto al 2005, i prezzi medi 2006 al netto delle imposte per l'Europa a 25 paesi sono variati – in funzione delle varie fasce di consumo – fra il 6% e il 7%. In Italia, nello stesso periodo, la dinamica è decisamente minore, mentre gli incrementi più forti sono stati registrati nel Regno Unito che, tuttavia, non supera la media europea per nessuna categoria di consumo. Osservando i prezzi al lordo delle imposte, si nota che rispetto ai prezzi netti la crescita media europea è attenuata di circa lo 0,5% su tutte le fasce di consumo per effetto della modulazione del prelievo fiscale. Per l'Italia invece questo andamento è sovvertito, con percentuali di crescita ben superiori a quelle dei prezzi netti, in particolare per quanto riguarda le alte fasce di consumo: lo scostamento

dalla media europea è praticamente invariato rispetto ai prezzi netti per le due fasce di consumo inferiori, mentre è decisamente più alto per le due superiori. Da notare che, al contrario, i prezzi al lordo delle imposte presentano per la Francia un andamento addirittura negativo rispetto al 2005 e che per il Regno Unito l'imposizione è tale da consentire prezzi lordi nettamente al di sotto della media europea. Nella media, l'incidenza dell'imposizione fiscale sui prezzi netti in Europa è crescente per classi di consumo più elevate: nella maggior parte dei casi ciò dipende dal fatto che all'aumentare dei consumi i prezzi netti unitari diminuiscono più rapidamente del livello di imposizione sul singolo kWh (anch'esso decrescente); gli unici casi in cui l'imposizione unitaria aumenta all'aumentare dei consumi (quindi penalizza gli alti consumi) sono quelli dell'Italia e dell'Olanda. L'Italia presenta percentuali di imposizione uniformemente superiori alla media, come anche la Germania. In Spagna e nel Regno Unito l'incidenza è indipendente dal livello dei consumi e anche in Francia la variabilità del prelievo fra diverse fasce di consumo è contenuta. La massima variabilità si osserva in Olanda, dove si passa da un'incidenza del 6% per bassi livelli di consumo all'85% per i consumi più alti. In conclusione, l'Italia è caratterizzata da una struttura tariffaria e da una struttura fiscale che penalizzano entrambe gli alti consumi, incentivando un uso efficiente delle risorse; l'Olanda, invece, ha una struttura dei prezzi allineata con gli altri paesi euro-

**Tav. 6.7** Utenze domestiche: prezzi dell'energia elettrica al netto e al lordo delle imposte per tipologia di consumo nei principali paesi europei

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2006 e variazione percentuale luglio 2006/luglio 2005

Consumo Annuo	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
Paesi	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %
<b>Prezzi al netto delle imposte</b>								
Francia	12,83	0,0%	11,13	0,0%	9,05	0,0%	8,76	0,0%
Germania	22,62	3,4%	17,97	3,4%	14,10	4,6%	12,89	4,2%
<b>Italia*</b>	<b>8,48</b>	<b>3,0%</b>	<b>8,80</b>	<b>2,8%</b>	<b>15,48</b>	<b>2,4%</b>	<b>14,50</b>	<b>2,5%</b>
Paesi bassi	22,90	6,5%	16,50	8,6%	12,40	12,0%	11,30	13,8%
Regno Unito	15,08	19,2%	13,75	20,1%	11,03	25,2%	10,44	17,4%
Spagna	12,13	5,3%	12,13	5,3%	9,49	5,4%	8,71	5,4%
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>15,72</b>	<b>6,0%</b>	<b>13,29</b>	<b>6,4%</b>	<b>11,13</b>	<b>7,1%</b>	<b>10,38</b>	<b>6,1%</b>
<i>Scostamento Italia***</i>	<i>-46,1%</i>	<i>-</i>	<i>-33,8%</i>	<i>-</i>	<i>39,1%</i>	<i>-</i>	<i>39,7%</i>	<i>-</i>
<b>Prezzi al lordo delle imposte</b>								
Francia	16,70	-0,2%	14,75	-0,1%	11,91	-0,3%	11,59	-0,3%
Germania	28,62	3,1%	23,22	3,0%	18,73	4,0%	17,33	3,6%
<b>Italia*</b>	<b>10,81</b>	<b>8,5%</b>	<b>11,17</b>	<b>8,2%</b>	<b>21,08</b>	<b>4,9%</b>	<b>20,00</b>	<b>5,2%</b>
Paesi bassi	24,40	6,5%	22,40	7,2%	21,30	8,7%	20,90	8,5%
Regno Unito	15,83	19,2%	14,44	20,2%	11,59	25,2%	10,95	17,5%
Spagna	14,79	5,3%	14,79	5,3%	11,57	5,5%	10,62	5,5%
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>19,52</b>	<b>5,5%</b>	<b>16,82</b>	<b>5,9%</b>	<b>14,52</b>	<b>6,5%</b>	<b>13,68</b>	<b>5,6%</b>
<i>Scostamento Italia***</i>	<i>-44,6%</i>	<i>-</i>	<i>-33,6%</i>	<i>-</i>	<i>45,2%</i>	<i>-</i>	<i>46,2%</i>	<i>-</i>
<b>Incidenza percentuale delle imposte sul prezzo netto</b>								
Francia	30,2%		32,5%		31,6%		32,3%	
Germania	26,5%		29,2%		32,8%		34,4%	
<b>Italia*</b>	<b>27,5%</b>		<b>26,9%</b>		<b>36,2%</b>		<b>37,9%</b>	
Paesi bassi	6,6%		35,8%		71,8%		85,0%	
Regno Unito	5,0%		5,0%		5,1%		4,9%	
Spagna	21,9%		21,9%		21,9%		21,9%	
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>24,2%</b>		<b>26,6%</b>		<b>30,5%</b>		<b>31,8%</b>	

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

(\*\*) Media ponderata sul volume di consumi domestici nazionali del 2004; EU a 25 paesi.

(\*\*\*) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat.

**Tav. 6.8** Utenze industriali: prezzi dell'energia elettrica al netto e al lordo delle imposte per tipologia di consumo nei principali paesi europei

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2006 e variazione percentuale luglio 2006/luglio 2005

Consumo Annuo	50 MWh (50 kW-1000 h)		2 GWh (500 kW-4000 h)		24 GWh (4 MW-6000 h)		70 GWh (10 MW-7000 h)		
	Paesi	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %
<b>Prezzi al netto delle imposte</b>									
Francia	8,41	0,0%	5,33	0,0%	4,55	0,0%	n.d.	n.d.	
Germania	16,47	6,4%	8,99	11,1%	7,84	10,0%	7,61	9,0%	
<b>Italia*</b>	<b>14,01</b>	<b>16,4%</b>	<b>10,96</b>	<b>20,7%</b>	<b>9,48</b>	<b>16,2%</b>	<b>8,59</b>	<b>16,7%</b>	
Paesi bassi	12,48	15,0%	8,91	10,3%	6,30	13,3%	5,78	8,4%	
Regno Unito	11,59	20,7%	8,72	36,0%	6,67	29,3%	6,51	36,8%	
Spagna	10,94	5,3%	7,63	11,2%	6,44	11,2%	5,95	11,4%	
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>11,94</b>	<b>9,1%</b>	<b>8,06</b>	<b>15,3%</b>	<b>6,83</b>	<b>14,0%</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	
<i>Scostamento Italia***</i>	<i>17,3%</i>	<i>-</i>	<i>36,0%</i>	<i>-</i>	<i>38,8%</i>	<i>-</i>	<i>n.d.</i>	<i>-</i>	
<b>Prezzi al lordo delle imposte</b>									
Francia	10,93	0,0%	6,91	0,0%	5,98	0,0%	n.d.	n.d.	
Germania	20,54	5,9%	11,86	9,7%	10,53	8,7%	10,25	7,6%	
<b>Italia*</b>	<b>19,15</b>	<b>20,4%</b>	<b>15,36</b>	<b>24,3%</b>	<b>12,45</b>	<b>23,5%</b>	<b>11,30</b>	<b>24,7%</b>	
Paesi bassi	19,67	16,0%	11,81	10,3%	8,00	12,8%	7,10	8,6%	
Regno Unito	14,36	19,6%	10,52	34,7%	8,04	28,0%	7,80	35,9%	
Spagna	13,34	5,4%	9,31	11,4%	7,86	11,3%	7,26	11,3%	
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>15,20</b>	<b>9,4%</b>	<b>10,39</b>	<b>14,9%</b>	<b>8,74</b>	<b>14,0%</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	
<i>Scostamento Italia***</i>	<i>26,0%</i>	<i>-</i>	<i>47,8%</i>	<i>-</i>	<i>42,4%</i>	<i>-</i>	<i>n.d.</i>	<i>-</i>	
<b>Incidenza percentuale delle imposte sul prezzo netto</b>									
Francia	30,0%		29,6%		31,4%		n.d.		
Germania	24,7%		31,9%		34,3%		34,7%		
<b>Italia*</b>	<b>36,7%</b>		<b>40,1%</b>		<b>31,3%</b>		<b>31,5%</b>		
Paesi bassi	57,6%		32,5%		27,0%		22,8%		
Regno Unito	23,9%		20,6%		20,5%		19,8%		
Spagna	21,9%		22,0%		22,0%		22,0%		
<b>Media europea ponderata**</b>	<b>27,3%</b>		<b>28,9%</b>		<b>28,0%</b>		<b>n.d.</b>		

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

(\*\*) Media ponderata sul volume di consumi industriali nazionali del 2004; EU a 25 paesi.

(\*\*\*) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat.

pei e coerente con le logiche di mercato (prezzi unitari decrescenti al crescere dei consumi, anche se più alti della media), ma una tassazione simile a quella italiana, con una variabilità più esasperata (e quindi con una significatività politica più marcata). In tutti gli altri casi, sia la struttura tariffaria che quella fiscale seguono le logiche di mercato.

Per quanto riguarda i prezzi industriali, sia le strutture di prezzo, sia quelle della tassazione tendono a diminuire all'aumentare dei consumi in tutti i paesi: l'Olanda è il paese che presenta la struttura impositiva più drasticamente decrescente all'aumentare dei livelli di consumo. I livelli di tassazione più bassi sono quelli della Spagna e della Francia, mentre quelli italiani sono fra i più alti e comunque sempre superiori alla media europea.

I prezzi netti più favorevoli sono ancora quelli francesi, seguiti da quelli della Spagna e del Regno Unito (allineati alla media europea); la Germania e l'Olanda presentano prezzi superiori alla media per la categoria di consumi più bassa, ma scendono rapidamente al di sotto della media per consumi maggiori; l'Italia è l'unico paese del campione con prezzi industriali netti stabilmente sopra la media per tutte le fasce di consumo. I prezzi lordi mantengono lo stesso andamento di quelli netti, con la differenza che l'elevato livello di imposizione peggiora lo scostamento dell'Italia dalla media europea, ulteriormente penalizzando il settore produttivo italiano, per quello che riguarda il costo dell'energia, rispetto alle imprese degli altri paesi.

Con un'ottica di più ampio respiro, si possono cogliere gli effetti della liberalizzazione sulle dinamiche di prezzo riferite alle diverse tipologie di consumatori. I prezzi medi dell'energia elettrica al netto delle imposte in Europa sono andati diminuendo dal 1997 al 2000, in misura più accentuata per le utenze industriali di medie dimensioni, seguite da quelle piccole di carattere commerciale/industriale; la riduzione è stata meno intensa per le utenze domestiche. Dal 2000 al 2002, solo la categoria intermedia ha continuato a godere di prezzi decrescenti, mentre quelli domestici e quelli per l'industria si sono stabilizzati. Dal 2003, in corrispondenza delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili, tutti i prezzi medi hanno cominciato ad aumentare nuovamente e nel 2004 la dinamica dei prezzi industriali è diventata più accentuata delle altre, superando i livelli di prezzo medi del 1997. I prezzi alle utenze domestiche si sono invece riportati ai livelli del 1997.

### 6.2.2 Opzioni tariffarie e confronti nazionali

Dal 2001 è facoltà delle imprese di distribuzione di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto alla D2 e alla

D3 dell'Autorità per l'energia. Queste opzioni tariffarie devono essere approvate dall'Autorità entro il 15 ottobre dell'anno precedente l'offerta e non possono essere ritirate o modificate in corso d'anno senza il benestare dell'Autorità stessa; devono inoltre rispettare il Codice di condotta commerciale (Par. 6.1.3) ed essere offerte senza discriminazioni a tutti i clienti appartenenti a una stessa categoria (ad esempio: tutti i clienti domestici con potenza impegnata pari a 3 kW). Le opzioni possono corrispondere a servizi elettrici diversi da quelli associati alle tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità (come nel caso delle tariffe biorarie e stagionali) o essere caratterizzate da una diversa combinazione dei corrispettivi fisso, di potenza e di energia.

È fatto obbligo agli esercenti di dare annualmente comunicazione a ciascun cliente dell'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della sua fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dalla tariffa/opzione tariffaria applicata al momento della comunicazione. Questa disposizione fa sì che nel medio periodo l'offerta di opzioni ulteriori sia sempre un vantaggio per i clienti: nella peggiore delle ipotesi, se dato il profilo di consumo nessuna delle opzioni ulteriori risulta vantaggiosa, il cliente ritorna ad essere servito alle condizioni D2 o D3 dell'Autorità.

Nel 2005, l'incidenza percentuale dell'applicazione di opzioni ulteriori è stata pari al 5%, contro l'80% della D2 e il 15% della D3. Fra il 2005 e il 2006 il numero di imprese che hanno offerto opzioni ulteriori è passato da 13 a 18.

Acea ha offerto opzioni ulteriori solo per il biennio 2002/03, mentre dal secondo semestre del 2004 ai clienti vincolati romani vengono applicate esclusivamente le tariffe dell'Autorità. L'impossibilità della scelta per i clienti residenti a Roma non comporta solo la privazione di eventuali vantaggi economici: nella fase transitoria verso l'apertura del mercato, la possibilità di orientarsi fra offerte tariffarie diverse – con il paracadute delle offerte dell'Autorità in caso di mancata convenienza – per il cliente rappresenta anche un esercizio per imparare a muoversi in un contesto liberalizzato senza assumere rischi eccessivi.

Non a caso, tutte le principali imprese di distribuzione hanno offerto opzioni ulteriori ai propri clienti. Dal 2002, hanno sempre offerto opzioni ulteriori Enel Distribuzione, Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia, Agsm Verona e Deval Aosta; altre imprese di dimensioni più limitate si sono aggiunte nel corso degli anni e nel periodo 2005/2006 hanno aderito anche altre imprese rilevanti quali Acegas Trieste, Meta Modena, il gruppo Hera e Asm Terni (Tav. 6.9).

**Tav. 6.9** Opzioni tariffarie offerte dalle principali imprese di distribuzione (2006)

Impresa (numero di opzioni)	Scaglioni di consumo	Biorarie	Stagionali	Altro
Enel (8)	SB7 sera *		UD7 casa vacanze	UD8 forfetaria non residenti
	SB8 week-end + *			
	SB9 duo *			UD9 forfetaria residenti
	UD5 spesa certa	UD6 due		
Aem Milano (2)	SP-UD1	SP-UD2	-	-
Aem Torino (5)	DOMULTC2 4,5kW pronta energia	DOMULTC5 bioraria	DOMULTC1 fresca estate	DOMULTC4 futura (monoraria)
	DOMULTC3 3kW facile			
Asm Brescia (7)	OUV3 DOM 4,5kW	OUV4_DOM residenti 3kW	-	OUV1_DOM 3kW no gas
		OUV5_DOM anche non residenti		
		OUV6_DOM week-end		OUV2_DOM 4,5kW no gas
		OUV7_DOM non residenti 3kW		
Hera Bologna / Meta Modena (2)	OC2 serena E2 residenti 3 kW*		-	-
	-	OC3 serena E3 non residenti potenza>3kW e consumi>3000 kWh/anno – CAD bioraria		
Acegas Trieste (1)	-	DOBI 6kW e più	-	-
Agsm Verona (1)	-	UDBI 6 kW e più	-	-
Asm Terni (1)	BIO DOM 3kW *		-	-

Nota: L'opzione Biodom 3kw di Asm Terni è sospesa a decorrere dall'1 gennaio 2007. Tutte le altre opzioni sono prorogate al 30 giugno 2007, con o senza modifiche (Cfr. Tav. 6.10)

(\*) Opzioni con corrispettivo di energia a scaglioni di consumo e componente CAD differenziata bioraria.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Come si può osservare, la maggior parte delle opzioni offerte è bioraria (15 su 27 complessive del campione) e ogni esercente ne offre almeno una; le aziende che offrono più opzioni biorarie adottano diverse divisioni fra ore piene e vuote (in modo che il cliente possa individuare quella più rispondente alle proprie abitudini di consumo) e assicurano l'applicazione automatica delle tariffe di riferimento dell'Autorità nel caso in cui il cliente non raggiunga la percentuale di consumo minimo in ore vuote per cui l'opzione bioraria risulta conveniente. Una nota importante è che, alla richiesta dell'opzione bioraria da parte del cliente, gli esercenti si impegnano a installare gratuitamente i contatori elettronici necessari per la rilevazione oraria dei consumi, compatibilmente con la disponibilità di apparecchi e con i tempi necessari all'operazione (Cfr. anche Par. 6.1.2). Anche le

opzioni a scaglioni di consumo, in alcuni casi combinate con una componente bioraria, sono offerte da quasi tutti i gestori. Le stagionali sono offerte solo da Enel e Aem Torino e le forfetarie solo da Enel. Asm Brescia offre due opzioni riservate ai clienti che sono serviti dall'impianto di teleriscaldamento e che rinunciano all'uso di gas per cucina e acqua calda. La Tav. 6.10 descrive sinteticamente la struttura delle diverse offerte.

### 6.2.3 La tariffa sociale

Per oltre quarant'anni, fin dalla gestione monopolistica pubblica antecedente la riforma del 1996, il meccanismo di agevolazione tariffaria per l'energia elettrica destinata alle utenze domestiche è stato legato ai bassi consumi e ai bassi livelli di potenza

Tav. 6.10 Caratteristiche delle opzioni tariffarie 2006 esaminate

Impresa	Opzione	Destinazione	Descrizione
Enel	UD5 spesa certa	3kW residenti con contatore elettronico e consumi > 1000 kWh/anno	Tariffa di riferimento: D2. L'opzione consente di valutare il costo annuo sul consumo storico del cliente in base alla D2 e dividerlo in 6 bollette di pari importo. Per ogni bolletta che alla verifica dei consumi effettivi non necessita conguagli (scostamenti inferiori a 5 €) c'è un bonus dell'1,9% sul valore dell'energia consumata
	UD8 forfait non residenti	3kW contatore elettronico telelettura bimestrale e consumi <1000 kWh/anno	Tariffa di riferimento: D3 per la UD8 e D2 per la UD9. Offerta di 500 kWh/anno al prezzo forfetario (di cui 100 kWh gratuiti). Per consumi eventualmente eccedenti i 500 kWh si applica la tariffa di riferimento; non si prevedono sconti sul <i>forfait</i> in caso di consumi inferiori. Gli utenti devono essere clienti Enel da almeno 1 anno
	UD9 forfait residenti		
	SB7 sera	3kW residenti	Sconto rispetto al CAD della D3 sia in ore piene che in ore vuote; se il cliente consuma meno del 26% di ore vuote viene applicata automaticamente la componente CAD della D2
	SB8 w-e		
	SD9 duo		
	UD6 due	Potenza inferiore a 15kW	Sconto rispetto al CAD della D3 in ore vuote, maggiorazione in ore piene; se il cliente consuma meno del 57% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D2 per contratti da 3 kW e quella della D3 per potenza impegnata superiore
	Ud7 casa vacanze	Potenza inferiore a 15kW non residenti	Sconto rispetto al CAD della D3 in ore vuote, maggiorazione in ore piene; se il cliente consuma meno del 26% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D3
Aem Milano	SP-UD1	4,5kW	Monoraria a scaglioni di consumo
	SP-UD2	3kW o più	Bioraria; su richiesta del cliente viene installato il contatore biorario, compatibilmente con la disponibilità presso l'esercente
Aem Torino	Domultc2	4,5kW	Monoraria a scaglioni di consumo; viene applicato il CAD della D3 anche ai contratti da 3 kW
	Domultc3	3kW	
	Domultc4	6kW	Monoraria
	Domultc5	4,5-6kW	Bioraria; su richiesta del cliente viene installato il contatore biorario, compatibilmente con la disponibilità presso l'esercente
	Domultc1	4,5kW	Stagionale; l'opzione ha validità annua. In caso di recesso anticipato le fatture vanno ricalcolate in base alla D3 e viene applicato un contributo spese

**Tav. 6.10** Caratteristiche delle opzioni tariffarie 2006 esaminate (segue)

Impresa	Opzione	Destinazione	Descrizione
Asm Brescia	Ouv1dom	3kW residenti, no gas	Per i clienti con impianto centralizzato o teleriscaldamento che rinunciano alla fornitura di gas. Monoraria a scaglioni di consumo; viene applicato il CAD della D2 anche ai contratti da 4,5 kW
	Ouv2dom	4,5kW no gas	
	Ouv3dom	4,5kW	Monoraria a scaglioni di consumo
	Ouv4dom	3kW residenti con contatore elettronico	Bioraria a scaglioni di consumo e CAD biorario; richiesta la telelettura bimestrale; se il cliente consuma meno del 57% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D2
	Ouv5dom	3kW	Bioraria; richiesta la telelettura bimestrale; se il cliente consuma meno del 57% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D3
	Ouv7dom	3kW e più, non residenti	
	Ouv6dom w-e	3kW e più, non residenti	Bioraria: richiesta la telelettura bimestrale; se il cliente consuma meno del 24% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D3
Hera/ Meta	OC2	3kW residenti	Bioraria a scaglioni di consumo e CAD biorario; aggiornamenti trimestrali con sconti rispetto al CAD in ore vuote e maggiorazioni in ore piene; il contatore elettronico viene installato gratuitamente alla richiesta dell'opzione; per la OC3, in caso di consumi inferiori a 3000 kWh/anno, le fatture vengono riconteggiate applicando la D3
	OC3	4,5kW e più, non residenti, con consumi superiori a 3000 kWh/anno	
Acegas	DOBI	6kW e più	Bioraria; il contatore elettronico viene installato gratuitamente alla richiesta dell'opzione; se il cliente consuma meno del 51,35% in ore vuote si applica automaticamente la componente CAD della D3
Agsm	UDBI	6kW e più	Bioraria; il contatore elettronico viene installato gratuitamente alla richiesta dell'opzione
Asm Terni	Biodom	3kW residenti	Bioraria a scaglioni di consumo e CAD biorario;

*Nota:* L'opzione Biodom 3kw di Asm Terni è sospesa a decorrere dall'1 gennaio 2007. Le opzioni di Aem Milano, Aem Torino, Hera/Meta, nonché le opzioni Ouv1dom e Ouv2dom di Asm Brescia sono prorogate al 30 giugno 2007 senza alcuna modifica. Tutte le altre opzioni sono prorogate al 30 giugno 2007 con modifiche.

*Fonte:* elaborazioni su dati disponibili sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

impegnata. Questo criterio finiva per penalizzare le famiglie numerose, senza raggiungere lo scopo di agevolare adeguatamente i reali stati di bisogno. Nel 2000 è stata avviata una prima riforma tariffaria orientata, come già detto, a far coincidere prezzi e costi del servizio mediante la graduale convergenza delle due tariffe transitorie (D2, con corrispettivi di energia differenziati per scaglioni di consumo, più simile all'ex tariffa sociale, e D3) verso la tariffa unica nazionale di riferimento (D1, non effettivamente applicata; Cfr. Par.

6.2). Proprio per esigenze di gradualità, la riforma del 2000 non ha tuttavia modificato il precedente criterio della tariffa sociale legata ai consumi.

Più recentemente, con il DPEF 2007-2010 (approvato dal Consiglio dei Ministri il 7 luglio 2006), il Governo si è impegnato a garantire la *tutela del potere d'acquisto delle famiglie, definendo gli obblighi di servizio pubblico nei settori liberalizzati e completando la revisione della tariffa sociale, secondo criteri di effettivo bisogno economico e svantaggio sociale.*

Il superamento del criterio sociale legato a bassi consumi, attualmente inglobato nella struttura della tariffa D2, si ripropone dunque alla scadenza del primo luglio 2007, in corrispondenza della liberalizzazione completa della vendita al dettaglio e del coinvolgimento delle utenze domestiche nei meccanismi del libero mercato. I meccanismi di mercato e il rispetto del principio di efficienza implicano infatti che prezzi e tariffe vadano a riflettere i costi effettivi della fornitura e ciò impedisce la sussistenza delle forme di sussidio incrociato implicite nella gestione amministrata delle due tariffe transitorie D2 e D3. La corrispondenza dei prezzi ai costi comporterà un incremento nella spesa elettrica annua della maggior parte delle famiglie (come si è visto, circa l'80% dei clienti domestici era servito in base alla D2) e la rimozione del vecchio criterio di tariffazione sociale. È necessario pertanto definire un nuovo meccanismo di tutela esplicitamente riferito alle situazioni disagiate.

Per evitare sussidi incrociati, l'Autorità per l'energia propone un sistema di agevolazione di tipo compensativo: anziché introdurre una tariffa sociale differenziata, l'agevolazione assume la forma di uno sconto sulla tariffa normale, evidenziato in bolletta. Ciò è compatibile con la presenza di una tariffa unica nazionale, non altera il segnale di prezzo in relazione ai consumi e consente l'applicazione dell'agevolazione sia ai clienti vincolati che a quelli che si rivolgono al mercato.

Per quanto riguarda gli aventi diritto allo sconto, si prospettano due tipologie di agevolazione differenziate: quella per le famiglie in situazione economica disagiata (con criteri di selezione basati su meccanismi tipo l'ISEE) e quella per clienti in gravi condizioni di salute, le cui terapie richiedono l'utilizzo di apparecchiature energivore. Nel caso in cui un cliente rientri in entrambe le categorie, le agevolazioni sono cumulabili. Fra i vari soggetti in esame, quelli più accreditati per svolgere il ruolo di verifica delle condizioni di accesso all'agevolazione e di gestione amministrativa delle domande sembrano essere i Comuni: tale scelta, analoga a quella già definita per il settore del gas, presenta tuttavia alcune difficoltà (Cfr. Cap. 8).

Le agevolazioni per disagio economico sarebbero riservate alle utenze con potenza impegnata massima pari a 3 kW, ma è ancora aperta la possibilità che per nuclei particolarmente numerosi si comprendano anche i contratti da 4,5 kW. Lo scon-

to in questo caso verrebbe quantificato e aggiornato annualmente, in modo da coprire le quote fisse (per punto di prelievo e corrispettivo di potenza) e una parte dei consumi, la cui entità sarebbe differenziata in base alla numerosità del nucleo familiare. Una stima dell'Autorità per l'energia evidenzia la variazione del numero di famiglie interessate dalla agevolazione al variare della soglia ISEE adottata, nell'ipotesi dei 3 kW massimi di potenza: se viene adottato un criterio restrittivo (ISEE: 2.500 Euro) le famiglie interessate sarebbero circa 1,6 milioni, pari al 6,8% delle famiglie italiane; una soglia più ampia (ISEE: 5.000 Euro) interesserebbe circa 2,8 milioni di famiglie, pari al 12,5% delle famiglie italiane. In ogni caso, entrambe le stime portano a percentuali molto inferiori rispetto all'80% cui attualmente viene applicata la tariffa "sociale" D2.

La tutela economica dei clienti in gravi condizioni di salute presenta maggiori criticità, legate soprattutto alla difficoltà di individuare i criteri di selezione degli aventi diritto in mancanza di una normativa specifica che stabilisca le tipologie di malati che utilizzano macchine terapeutiche energivore. Fra i criteri in esame, l'Autorità per l'energia sembra orientata ad adottare quello di selezionare, indipendentemente dalla condizione economica, i clienti che utilizzano apparecchiature salvavita per le funzioni respiratorie, cardiache o alimentari, più indispensabili e facilmente identificabili. Inoltre, circoscrivendo gli aventi diritto alle situazioni di maggior bisogno, l'agevolazione può essere più significativa senza aggravare eccessivamente l'onere sul resto dei clienti. L'agevolazione non prevede limiti alla potenza impegnata e lo sconto dovrebbe coprire almeno parzialmente i relativi corrispettivi di potenza; dal punto di vista dei consumi, lo sconto sarebbe diretto a limitare fortemente o addirittura ad annullare l'eventuale progressività del corrispettivo di energia.

Per quanto riguarda il finanziamento dell'intera operazione, una delle possibilità è quella di inserire una apposita voce nella tariffa normale. A titolo di esempio, nel caso in cui venisse adottata una soglia ISEE ampia, l'onere complessivo da finanziare per tutti i tipi di agevolazione ammonterebbe a circa 340 milioni di Euro/anno. Nell'ipotesi di introdurre un'aliquota sui consumi<sup>17</sup>, questa sarebbe pari a 0,59 centesimi di Euro per kWh se applicata ai soli clienti domestici e pari a 0,12 centesimi di Euro per kWh se applicata a tutti i clienti, liberi e vincolati.

<sup>17</sup> È solo un esempio: il recupero potrebbe infatti essere realizzato anche mediante applicazione dell'aliquota sulla quota fissa e/o su quella di potenza ovvero con strutture binomie.

Va infine segnalato che la Legge Finanziaria per il 2007 destina il maggior gettito IVA su prodotti petroliferi – dovuto all'incremento dei prezzi internazionali al di sopra del valore previsto nel DPEF 2007/2011

– alla costituzione di un fondo da utilizzare, fra le altre cose, per la *copertura di interventi di riduzione dei costi delle forniture energetiche per finalità sociali*.

## 6.3 La qualità erogata

La qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica si misura attraverso gli indicatori di continuità della fornitura e di qualità commerciale, regolati secondo le disposizioni del *Testo integrato in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007*<sup>18</sup>.

### 6.3.1 Gli standard di continuità

Gli indicatori di continuità definiscono lo stato fisico della rete di distribuzione. Quando al punto di prelievo la tensione è inferiore all'1% di quella dichiarata si verificano interruzioni transitorie, brevi o lunghe dell'erogazione (rispettivamente non superiori a un secondo, inferiori o superiori a tre minuti), tanto più pregiudizievoli per gli utenti quando sono senza preavviso, in quanto possono creare problemi alle apparecchiature e ai sistemi elettronici. A partire dal 1998, le aziende di distribuzione sono tenute a registrare le interruzioni, consentendo la costruzione e la comparazione di indicatori di continuità utili sia a scopo informativo, sia per implementare forme di regolamentazione basate su un sistema di incentivi e penali, finalizzato al progressivo raggiungimento e miglioramento degli obiettivi di qualità della fornitura.

I principali indicatori della continuità sono la durata complessiva delle interruzioni lunghe per cliente (minuti/cliente/anno) e il numero medio di interruzioni per cliente (Tav. 6.11 e Tav. 6.13). Per questi indicatori, l'Autorità per l'energia definisce dei livelli obiettivo in base ai quali viene applicato il sistema

di regolazione comparativa con un meccanismo di incentivi e penali. Per il primo indicatore vengono definiti standard di durata media per cliente riferiti ai diversi livelli di concentrazione dell'utenza e il meccanismo viene applicato a tutti i clienti, ma non da luogo a indennizzi automatici; per il secondo gli obiettivi da rispettare nel periodo regolatorio 2004/2007 riguardano solo i grandi clienti e sono puntuali, dando luogo ad indennizzi automatici in caso di mancato rispetto<sup>19</sup>.

La Tav. 6.11 e la Tav. 6.13 riportano un confronto fra gli indicatori relativi alle principali imprese locali di distribuzione, alla media Enel e a quella italiana (limitatamente ai territori ad altra concentrazione, che meglio riflettono la situazione romana) nel solo caso delle interruzioni dovute alla responsabilità dell'esercente, significative ai fini di verificare l'efficienza dell'impresa nel garantire la qualità della fornitura. Il livello di qualità della fornitura offerto da Acea risulta fra i peggiori del paese, aggravato da un *trend* di miglioramento non particolarmente dinamico.

Come si può verificare in Tav. 6.11, la durata media delle interruzioni per cliente di Acea è la massima del campione sia nel 2004 (64 minuti per cliente/anno) che nel 2005 (60 minuti), con uno scarto notevole sia rispetto alla seconda azienda (Agsm Verona nel 2004, con 48 minuti per cliente, e Enel Distribuzione nel 2005, con 35 minuti), sia all'obiettivo imposto dall'Autorità per l'energia per il periodo 2004/2007 (25 minuti), sia alla media italiana (rispettivamente 33 e 37 minuti nel 2004 e nel 2005).

<sup>18</sup> Deliberazione 20 gennaio 2004, n. 5, allegato A, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per approfondimenti sulla regolazione della qualità per il periodo 2004-2007, Cfr. la *Relazione Annuale Annuale 2004* presentata da questa Agenzia, Cap. 7, Par. 7.3.

<sup>19</sup> Per questi clienti, se alimentati in alta tensione, le interruzioni considerate non devono essere più di una all'anno, mentre per i clienti in media tensione non possono superare il numero di 3, 4 o 5 secondo l'ambito territoriale rispettivamente ad alta, media o bassa concentrazione. Le imprese distributrici che non rispettano tali limiti sono tenute a corrispondere indennizzi automatici ai clienti e una penale proporzionale al numero di interruzioni eccedenti i limiti standard e al numero di clienti che le hanno subite.

**Tav. 6.11 Durata delle interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente, nei territori ad alta concentrazione**  
Dati 1998-2005

Esercente	Minuti di interruzione per cliente/anno		Variazione percentuale		
	2005	2004	2005/2004	2004/2003	2005/1998
<b>Acea Roma</b>	<b>59,77</b>	<b>63,50</b>	<b>-5,9%</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-18,3%</b>
Enel distribuzione	34,81	27,99	24,4%	-30,0%	-63,9%
Aem Milano	34,50	25,97	32,8%	-29,5%	-11,8%
Acegas Trieste	29,35	35,63	-17,6%	-8,5%	-21,6%
Aem Torino	26,92	20,61	30,6%	-26,2%	4,7%
<b>Obiettivo Aeeg</b>	<b>25,00</b>	<b>25,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Agsm Verona*	24,66	48,49	-49,1%	29,3%	58,3%
Enia Parma*	23,43	21,80	7,5%	-16,2%	78,7%
Aim Vicenza*	22,23	15,70	41,6%	-41,3%	-58,0%
Asm Brescia	11,32	12,05	-6,1%	-32,6%	-27,4%
Meta Modena**	n.d.	11,45	n.d.	-49,6%	-21,1%
Hera Bologna***	n.d.	11,37	n.d.	-24,0%	-9,5%
Ae-Ew Bolzano	2,40	8,37	-71,3%	-50,8%	n.d.
<b>Media Italia</b>	<b>36,76</b>	<b>32,55</b>	<b>12,9%</b>	<b>-22,4%</b>	<b>-57,9%</b>

(\*) Non essendo disponibile il dato 1998, la variazione in sesta colonna prende come dato base quello relativo al 1999.

(\*\*) Non essendo disponibile il dato 2005, la variazione in sesta colonna riguarda il periodo 1998-2004.

(\*\*\*) Non essendo disponibili i dati 2005 e 1998, la variazione in sesta colonna riguarda il periodo 1999-2004.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Estendendo l'osservazione ai principali distretti italiani di rilevazione – inclusi i distretti regionali di Enel Distribuzione – è interessante notare che il dato romano del 2005 è superato in negativo solo da quello del distretto Enel Campania, con 61 minuti per cliente: tuttavia lo sforzo compiuto da Enel Campania vede un miglioramento pari al 66% dal 1998 (anno in cui i minuti di interruzione per cliente arrivavano a 181), mentre Acea, partendo nel 1998 da 73 minuti di interruzione, ha registrato un miglioramento complessivo solo del 18%. Inoltre, nel 1998 tutte le gestioni Enel del Centro-Sud (con l'eccezione di quelle dell'Umbria) presentavano livelli di continuità peggiori di quelli Acea, mentre al 2005 sono diventati superiori grazie a tassi di miglioramento variabili fra il 47% e il 79%. Indici di miglioramento dal 1998 più bassi di quelli di Acea si registrano solo per Torino (peggiore del 5%, ma comunque in linea con gli obiettivi regolamentari), Milano (12%) e Hera (10%): si tratta in tutti i casi di aziende con *performance* di qualità della fornitura 1998 particolarmente buone e già allora migliori di quelle attuali di Acea.

Come si è detto, il regime di regolazione della *durata delle interruzioni per cliente* prevede un meccanismo di incentivi e penali esteso a tutti i clienti. Nelle zone ad alta concentrazione, l'indicatore  $D_1$  (durata complessiva annua delle interruzioni lunghe senza preavviso attribuibili alla responsabilità dell'esercente per cliente), per il periodo di regolazione 2004-2007, non deve superare i 25 minuti per cliente. L'Autorità determina e pubblica i *livelli tendenziali* per gli anni 2004-2007 che, inseriti in apposite formule che tengono conto dei livelli di partenza registrati dalle varie aziende, servono a individuare il tasso di miglioramento annuo richiesto ai singoli esercenti. Il mancato rispetto dei livelli tendenziali e del tasso di miglioramento annuo obbliga le imprese a versare una penalità in un apposito conto "*oneri per recuperi di continuità*" proporzionale allo scostamento negativo registrato rispetto agli standard; al contrario, le imprese i cui recuperi di continuità sono stati eccedenti rispetto agli standard hanno diritto a incentivi calcolati in base allo scostamento positivo. La Tav. 6.12 riporta il quadro di incentivi e penalità assegnati alle principali imprese di distribuzione nel 2005.

**Tav. 6.12** Regolazione della qualità della fornitura: incentivi e penalità per impresa di distribuzione (2005)

Impresa di distribuzione	Incentivi (€)	Penalità (€)	Saldo (€)
<b>Acea Roma</b>	<b>0,00</b>	<b>-573.840,02</b>	<b>-573.840,02</b>
Agsm Verona	0,00	-217.365,54	-217.365,54
Acegas Trieste	0,00	-88.360,26	-88.360,26
Enia Parma	32.454,59	0,00	32.454,59
Asm Terni	115.903,08	0,00	115.903,08
Aem Torino	314.987,94	0,00	314.987,94
Aim Vicenza	352.382,54	0,00	352.382,54
Ae-Ew Bolzano	553.721,44	0,00	553.721,44
Asm Brescia	897.431,63	0,00	897.431,63
Aem Milano	972.625,84	0,00	972.625,84
Enel distribuzione	123.043.736,65	-5.026.820,47	118.016.916,18
<b>Totale Italia</b>	<b>130.274.711,38</b>	<b>-5.906.386,29</b>	<b>124.368.325,09</b>

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Deliberazione n. 257/06.

**Tav. 6.13** Numero di interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente, nei territori ad alta concentrazione  
Dati 1998-2005

Esercente	Numero di interruzioni per cliente/anno		Variazione percentuale		
	2005	2004	2005/2004	2004/2003	2005/1998
Enia Parma *	2,06	1,29	59,7%	98,5%	635,7%
Enel distribuzione	1,32	1,06	24,5%	-24,8%	-34,7%
<b>Acea Roma</b>	<b>1,25</b>	<b>1,34</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>-37,5%</b>
Aim Vicenza*	1,16	0,53	118,9%	-39,1%	-35,6%
Aem Milano	0,84	0,64	31,3%	-46,7%	-29,4%
Aem Torino	0,83	0,74	12,2%	-26,0%	-15,3%
Hera Bologna***	n.d.	0,77	n.d.	-35,8%	-2,5%
Agsm Verona*	0,70	1,09	-35,8%	16,0%	-11,4%
Acegas Trieste	0,64	1,42	-54,9%	0,0%	-48,8%
Meta Modena**	n.d.	0,47	n.d.	-63,0%	17,5%
Asm Brescia	0,40	0,31	29,0%	-63,5%	21,2%
Ae-Ew Bolzano	0,12	0,29	-58,6%	-23,7%	n.d.
<b>Media Italia</b>	<b>1,16</b>	<b>0,99</b>	<b>17,2%</b>	<b>-23,3%</b>	<b>-35,6%</b>

(\*) Non essendo disponibile il dato 1998, la variazione in sesta colonna prende come dato base quello relativo al 1999-

(\*\*) Non essendo disponibile il dato 2005, la variazione in sesta colonna riguarda il periodo 1998-2004.

(\*\*\*) Non essendo disponibili i dati 2005 e 1998, la variazione in sesta colonna riguarda il periodo 1999-2004.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Acea è l'azienda che presenta il peggior saldo, con circa 574 mila Euro di penalità, seguita da Agsm Verona (217 mila) e Acegas Trieste (88 mila). Tutte le altre aziende locali hanno ottenuto incentivi che variano dai 32 mila Euro di Enìa Parma ai 973 mila di Aem Milano. Enel distribuzione presenta sia penali che incentivi, con un saldo positivo di oltre 118 milioni di Euro.

Per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente (Tav. 6.13), si osserva che – anche se con risultati comunque peggiori rispetto alla media nazionale – Acea ha registrato un miglioramento leggermente più consistente, passando dal secondo peggior risultato del campione nel 2004 (1,34 interruzioni/cliente, dopo Acegas Trieste) al quartultimo posto nel 2005 (1,25), con una variazione del 7% rispetto all'anno precedente e del 38% rispetto al 1998.

Allo scopo di mitigare gli effetti negativi delle interruzioni di durata molto lunga e/o di vasta estensione e di incentivare la riduzione dei tempi di intervento per il ripristino della fornitura da parte dei

distributori, l'Autorità per l'energia sta infine lavorando ad un provvedimento orientato a introdurre meccanismi di prevenzione e compensazione per le interruzioni prolungate o estese, fra cui un regime di standard specifici con indennizzi automatici. L'ultimo documento per la consultazione, di gennaio 2007, contiene lo schema di provvedimento finale, sintetizzato di seguito.

Per quanto riguarda le misure di prevenzione, le imprese di distribuzione sono tenute a presentare entro ottobre 2007 delle linee guida per la predisposizione di piani di emergenza relativi all'intervento in caso di interruzioni prolungate o estese.

Il meccanismo del sistema degli standard è praticamente già definito: gli standard relativi alle interruzioni senza preavviso sarebbero differenziati per fasce di clienti alimentati in media e bassa tensione e anche per ambiti territoriali ad alta, media e bassa concentrazione, mentre quelli relativi alle interruzioni con preavviso sarebbero identici su tutto il territorio nazionale (Tav. 6.14).

**Tav. 6.14 Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura in caso di interruzione**

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale	Standard per clienti BT (ore)	Standard per clienti MT (ore)
Interruzioni senza preavviso	Alta	8	4
	Media	12	6
	Bassa	16	8
Interruzioni con preavviso	Tutto il territorio	8	8

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Documento per la consultazione: Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e strumenti di ristoro ai clienti in caso di eventi eccezionali, 15 gennaio 2007.

Onde evitare l'insorgere di indebiti reclami e contenziosi, non vengono fatte distinzioni fra diverse tipologie di interruzione, di cui i clienti non hanno cognizione: i clienti hanno comunque diritto ai rimborsi riportati nella Tav. 6.15, anche se solo in caso di interruzioni prolungate ordinarie si tratta di un vero e

proprio indennizzo da parte dell'impresa, mentre per le interruzioni prolungate dovute a cause eccezionali si tratterebbe di un ristoro basato su un sistema di natura mutualistica (con importi prelevati da un Fondo per eventi eccezionali appositamente costituito<sup>20</sup>).

<sup>20</sup> Il Fondo sarebbe finanziato da tutti i clienti, mediante una voce in tariffa di distribuzione, e dai gestori delle reti in misura proporzionale alle interruzioni prolungate ad esse imputabili. Il contributo da parte dei clienti assume così una natura solidaristica e il gettito stimato è circa 29-35 milioni di Euro/anno, facendo leva sulle seguenti quote/cliente/anno: clienti domestici 0,40-0,50 Euro; clienti non domestici alimentati in BT 2,00-2,50 Euro; clienti alimentati in MT 20-30 Euro. Nel caso dei gestori delle reti, i contributi svolgono anche una funzione incentivante: le imprese di distribuzione devono versare 100-150 Euro per ogni proprio cliente BT che ha subito un'interruzione ordinaria di durata maggiore alle 8 ore; l'impresa di trasmissione deve 10-15 Euro/MWh di energia non servita (ENS) per ogni singola disalimentazione con ENS superiore a 5-10 MWh-ENS. Il gettito stimato da parte dei distributori è di 10-15 milioni di Euro/anno, mentre quello da parte del gestore della rete di trasmissione è meno prevedibile, ma comunque nell'ordine dei milioni di Euro/anno.



**Tav. 6.15 Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dall'alimentazione**

Regola di applicazione	Clients BT domestici	Clients BT e MT non domestici entro 100 kW di potenza	Clients BT e MT non domestici oltre 100 kW di potenza
Superamento standard	30 Euro	150 Euro	1,5 Euro/kW
Per ogni periodo ulteriore	15 Euro ogni 4 ore	75 Euro ogni 4 ore	0,75 Euro/kW ogni 2 ore
Tetto massimo	300 Euro	900 Euro	6.000 Euro

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Documento per la consultazione: Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e strumenti di ristoro ai clienti in caso di eventi eccezionali, 15 gennaio 2007.

In caso di mancato rispetto dello standard, le imprese di distribuzione dovranno accreditare l'importo dovuto quale indennizzo o rimborso entro 90 giorni sotto forma di detrazione sulla bolletta a tutti i clienti i cui pagamenti relativi alla distribuzione risultino regolari (180 giorni se i clienti interessati su base nazionale sono più di 2-3 milioni); se il cliente non riceve il rimborso, entro 9 mesi può inoltrare richiesta all'azienda, che a sua volta entro tre mesi deve erogare le somme dovute o fornire risposta motivata. Per quanto riguarda la tempistica di attuazione, gli standard dovrebbero essere operativi dal 2008 per le imprese di distribuzione con più di 100 mila clienti BT, dal 2010 per le imprese con un numero di clienti BT compreso fra 5 mila e 100 mila e dal 2012 per le imprese con meno di 5 mila clienti BT.

#### 6.3.1.1 Investimenti di Acea sulla rete di distribuzione

Lo stato delle reti e degli impianti di distribuzione incide in maniera determinante sulla qualità della fornitura. L'unificazione dei due rami di rete ex-Enel e Acea sotto la proprietà di Acea Distribuzione ha sicuramente reso più complessa la gestione di una rete che complessivamente presentava condizioni non eccellenti. Per fare fronte alle scarse *performance* in relazione agli indicatori di continuità, Acea Distribuzione già nel 2003 aveva dichiarato di aver predisposto un piano di investimenti che costituisce il riferimento per

il rinnovamento, il potenziamento e lo sviluppo delle reti nel prossimo decennio, prevedendo fra gli obiettivi strategici la definizione di soluzioni tecniche unificate, l'unificazione della tensione di rete a 20 kV (superando progressivamente le reti a 8,4 kV) e il coordinamento delle nuove reti MT con quelle AT. Gli interventi necessari sono di dimensione tale che i massicci investimenti già attuati non hanno ancora dato risultati significativi in termini di qualità della fornitura (Cfr. Par. 6.3.1). Fra i progetti direttamente connessi alla qualità della fornitura, si segnalano anche il programma di telecontrollo per tutta la rete MT, il piano di manutenzione straordinaria delle linee caratterizzate da peggiori *performance* in termini di interruzioni, la digitalizzazione degli archivi di rete.

Nel 2005 gli investimenti di Acea sulle reti hanno superato gli 85 milioni di Euro, per un valore superiore a quello del piano stesso. Dal punto di vista dinamico, si può osservare che gli investimenti sono significativamente aumentati fra il 2003 e il 2004 (25%) e si sono mantenuti elevati nel 2005 (+3%). Gli investimenti del 2005 sono stati destinati per circa il 12% al servizio di illuminazione pubblica, mentre il resto ha riguardato l'ammodernamento e l'ampliamento delle reti elettriche, nonché l'avvio del progetto di installazione dei contatori digitali a Roma. Da sottolineare il sostanziale rispetto del piano di investimenti 2003-2006 di Acea sulla rete di distribuzione romana (Tav. 6.16).

**Tav. 6.16 Investimenti di Acea sulle reti di distribuzione (2002-2006)**

Dati in milioni di Euro	2002	2003	2004	2005	2006
Investimenti effettivi	70,3	76,0	94,7	98,0 (85,8 *)	n.d.
Piano investimenti 2003/06	-	77,9	81,5	83,7	87,3

(\*) Investimenti totali (87,1 milioni di Euro) al netto degli investimenti in terreni e fabbricati. Fonte: elaborazioni su dati Acea Distribuzione, Bilancio d'esercizio 2005.

Fonte: Acea, *Bilancio di sostenibilità 2005*.

### 6.3.2 Gli standard di qualità commerciale

La qualità commerciale riguarda i tempi di esecuzione di atti dovuti dall'azienda o esplicitamente richiesti dal cliente, in riferimento alla distribuzione, alla misura e alla vendita di energia elettrica. Gli indicatori della qualità commerciale, registrati obbligatoriamente dalle aziende di distribuzione, devono rispettare gli obiettivi di qualità fissati periodicamente dall'Autorità per l'energia: si distinguono in specifici (riferiti a obblighi precisi dell'azienda; in caso di mancato rispetto danno luogo ad indennizzi automatici; Tav. 6.17) e generali (riferiti alla qualità erogata media, calcolata sul complesso delle prestazioni; Tav. 6.18).

La regolamentazione attraverso gli standard di qualità (avviata con Deliberazione n. 201/99 dell'Autorità per l'energia) ha sostituito quella – meno efficace – basata esclusivamente sulle Carte dei servizi. Dal 2000, in particolare, il nuovo regime degli indennizzi automatici per le violazioni degli standard specifici è diventato vincolante: nel 1999 gli indennizzi corrisposti erano solo 22 su 8.418 aventi diritto; nel 2001 sono passati a 12.437 su 25.650 (quasi il 50%) e nel 2002 sono stati pari all'84% degli aventi diritto (52.229 su 61.881). Finalmente nel 2003 c'è stata un'inversione di tendenza e il numero di violazioni degli standard specifici e degli indennizzi corrisposti è tornato a diminuire (42.116 indennizzi nel 2003, 24.100 nel 2004, 37.727 del 2005; Tav. 6.17).

Per quanto riguarda i risultati di Acea, va segnalato un miglioramento delle prestazioni rispetto al 2003: il tempo effettivo medio delle prestazioni è diminuito per tutte le voci e la percentuale di fuori standard è la massima del campione selezionato

solo in due casi: resta problematico il ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura, sia nelle ore diurne che in quelle notturne, con tempi effettivi medi superiori alla media nazionale. Il numero di indennizzi totali rispetto alle richieste è passato dal 3,7% del 2003 all'1,3% del 2005; anche l'importo complessivo di indennizzi corrisposti (circa 46 mila Euro) si è ridotto a poco più di un terzo rispetto al 2003 e l'importo medio per cliente si è più che dimezzato. È importante sottolineare, inoltre, che quasi la metà dell'importo per indennizzi (oltre 20 mila Euro) è da attribuire alla gestione di Acea Electrabel Elettricità per la sola voce di sua competenza (rettifiche di fatturazione), in relazione ad un volume anomalo di bollette errate emesse dalla società nei primi mesi del 2005 a causa di un difetto del *software* di alcuni terminali: escludendo questa voce, l'importo di indennizzi per cliente relativi alla gestione di Acea Distribuzione scenderebbe a 2,09 centesimi di Euro e la percentuale di indennizzi rispetto alle richieste all'1,1%<sup>21</sup>. In sintesi, dunque, si rileva un miglioramento delle prestazioni gestite da Acea Distribuzione, mentre il punto critico è da attribuire ad Acea Electrabel Elettricità (Par. 6.1.7).

Estendendo l'analisi alle altre imprese e alla media nazionale, si osserva che l'Agsm Verona presenta livelli di fuori standard fra i due più alti del campione in cinque casi su nove, mentre Aem Milano manifesta la stessa criticità di Acea per quanto riguarda i tempi di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura. All'estremo opposto si trovano Asm Brescia e Hera Bologna, con un numero di indennizzi bassissimo, sia in assoluto che rispetto alle richieste, e tempi effettivi medi fra i più bassi per quasi tutte le voci.

<sup>21</sup> Per un quadro degli indicatori di qualità commerciale di Acea nel 2003 e per approfondimenti sul problema degli errori di fatturazione nel 2005, Cfr. *Relazione Annuale 2005* di questa Agenzia, Par. 6.5.2, pp. 137-140.

**Tav. 6.17 Standard specifici di qualità commerciale soggetti ad indennizzo automatico e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali**  
Dati 2005 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Impresa	Acea Roma*	Aem Milano	Aem Torino	Agsn Verona	Asm Brescia	Enià Parma	Hera Bologna	ITALIA
Clienti domestici BT	1.223.872	694.268	445.771	123.516	173.281	88.005	38.696	27.252.262
<b>Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT (Standard: 20 giorni lavorativi)</b>								
N° annuo di richieste	2.776	494	102	497	1.465	580	376	186.070
Tempo effettivo medio	6,58	8,25	7,95	13,07	4,10	8,50	6,01	11,74
% fuori Standard	1,6%	0,6%	1,1%	13,5%	0,1%	-	3,2%	1,5%
Numero Indennizzi	26	6	-	13	1	-	2	2.625
Ammontare Indennizzi [€]	1.080,00	900,00	0,00	1.580,00	150,00	0,00	60,00	96.410,00
<b>Esecuzione di lavori semplici (Standard: 15 giorni lavorativi)</b>								
N° annuo di richieste	1.705	1.960	1.525	372	777	308	196	182.291
Tempo effettivo medio	5,84	8,31	3,08	12,62	3,16	8,10	8,50	8,97
% fuori Standard	0,9%	0,0%	0,1%	8,2%	-	4,6%	-	2,1%
Numero Indennizzi	19	0	2	1	-	19	-	3.825
Ammontare Indennizzi [€]	990,00	0,00	210,00	150,00	0,00	1.050,00	0,00	187.740,00
<b>Attivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>								
N° annuo di richieste	22.486	24.668	10.977	6.033	9.391	4.642	916	1.320.646
Tempo effettivo medio	2,94	0,94	2,45	2,02	2,78	1,80	2,90	1,41
% fuori Standard	0,2%	0,0%	0,2%	2,0%	0,0%	0,1%	-	0,5%
Numero Indennizzi	43	4	27	31	1	5	-	6.827
Ammontare Indennizzi [€]	1.320,00	120,00	2.880,00	1.240,00	30,00	270,00	0,00	263.045,82
<b>Disattivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>								
N° annuo di richieste	12.395	12.281	170	4.157	5.465	2.172	656	553.567
Tempo effettivo medio	3,10	3,49	5,85	2,73	3,09	2,30	3,10	1,58
% fuori Standard	0,2%	0,2%	4,4%	4,2%	-	-	-	0,3%
Numero Indennizzi	29	26	10	37	-	-	-	1.425
Ammontare Indennizzi [€]	870,00	1.110,00	750,00	1.290,00	0,00	0,00	0,00	64.470,00
<b>Riattivazione per morosità (Standard: 1 giorno feriale)</b>								
N° annuo di richieste	13.952	832	8.401	875	1.086	1.015	50	481.150
Tempo effettivo medio	0,59	0,28	0,81	0,13	0,09	-	1,00	0,8
% fuori Standard	0,6%	0,1%	0,5%	0,8%	0,0%	-	-	4,3%
Numero Indennizzi	0,6%	1	39	4	2	-	-	20.099
Ammontare Indennizzi [€]	2.400,00	30,00	1.200,00	120,00	300,00	0,00	0,00	1.136.790,00
<b>Rettifiche di fatturazione (Standard: 90 giorni solari)*</b>								
N° annuo di richieste	1.328	21	56	122	0	0	0	11.536
Tempo effettivo medio	63,09	58,62	63,8	0,08	-	-	-	3,17

**Tav. 6.17 Standard specifici di qualità commerciale soggetti ad indennizzo automatico (segue) e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali**

Dati 2005 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Impresa	Acea Roma*	Aem Milano	Aem Torino	Agsm Verona	Asm Brescia	Enia Parma	Hera Bologna	ITALIA
% fuori Standard	13,2%	4,8%	1,8%	-	-	-	-	11,9%
Numero Indennizzi	141	-	6	-	-	-	-	1.437
Ammontare Indennizzi [€]	20.700,00	0,00	180,00	0,00	-	-	-	65.280,00
<b>Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (Standard: 3 ore**)</b>								
N° annuo di richieste	3.715	18.524	191	597	676	827	6	43.870
% fuori Standard	0,5%	0,0%	2,2%	-	-	-	-	0,8%
Numero Indennizzi	19	-	2	-	-	-	-	311
Ammontare Indennizzi [€]	600,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.220,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi adalle ore 8.00 alle ore 18.00 (Standard: 3 ore)</b>								
N° annuo di richieste	7.385	1.317	952	504	529	663	0	55.794
Tempo effettivo medio	2,64	2,16	1,47	1,14	1,23	1,10	-	1,73
% fuori Standard	8,0%	10,1%	2,9%	0,6%	-	0,3%	-	2,4%
Numero Indennizzi	435	86	15	-	-	-	-	856
Ammontare Indennizzi [€]	14.040,00	2.970,00	510,00	0,00	0,00	0,00	-	53.010,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 18.00 alle ore 8.00 e nei giorni non lavorativi (Standard: 4 ore)</b>								
N° annuo di richieste	4.967	1.336	790	474	450	458	0	39.691
Tempo effettivo medio	2,27	2,07	1,28	1,10	0,95	1,10	-	1,69
% fuori Standard	4,2%	3,1%	0,3%	0,2%	-	-	-	1,3%
Numero Indennizzi	140	26	1	-	-	-	-	322
Ammontare Indennizzi [€]	4.290,00	870,00	30,00	0,00	0,00	0,00	-	20.070,00
<b>Indennizzi automatici</b>								
Richieste totali	70.709	61.433	23.164	13.631	19.839	10.665	2.200	2.874.615
Indennizzi totali	932	149	102	86	4	24	2	37.727
Importo complessivo [€]	46.290,00	6.000,00	5.820,00	4.380,00	480,00	1.320,00	60,00	1.904.035,82
Importo medio [€]	49,67	40,27	57,06	50,93	120,00	55,00	30,00	50,47
Importo/richiesta [c€]	65,47	9,77	25,13	32,13	2,42	12,38	2,73	66,24
Importo/cliente [c€]	3,78	0,86	1,31	3,55	0,28	1,50	0,16	6,99
Indennizzi/richieste [%]	1,3%	0,2%	0,4%	0,6%	0,0%	0,2%	0,1%	1,3%

(\*) A Roma, per le rettifiche di fatturazione risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.

(\*\*) Per la puntualità Aem Milano e Aem Torino hanno adottato uno standard specifico pari a due ore, migliorativo rispetto a quello dell'Autorità per l'energia. La percentuale di fuori standard e il numero di indennizzi in questo caso si riferisce a prestazioni che non hanno rispettato i tempi migliorativi adottati dall'azienda.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

**Tav. 6.18 Standard generali e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali**  
Dati 2005 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Impresa	Acea Roma*	Aem Milano	Aem Torino	Agsm Verona	Asm Brescia	Enia Parma	Hera Bologna	ITALIA
<b>Esecuzione di lavori complessi (Standard: 60 giorni lavorativi almeno nell'85% dei casi)</b>								
N° annuo di richieste	302	53	626	22	280	164	7	46.401
Tempo effettivo medio	11,18	13,39	12,61	20,11	9,3	39,5	9,7	45,2
% rispetto effettivo	98,1	100,0	99,8	100,0	100,0	94,5	100,0	86,2
<b>Verifica gruppo di misura (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>								
N° annuo di richieste	1.018	121	21	18	36	6	12	5.650
Tempo effettivo medio	4,6	6,72	2,57	18,55	1,2	2	5	10,1
% rispetto effettivo	100,0	100,0	100,0	27,8	100,0	100,0	100,0	88,7
<b>Verifica tensione (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>								
N° annuo di richieste	9	7	21	8	3	0	9	1.985
Tempo effettivo medio	7,3	2,43	2,24	33,71	1	-	8	16,02
% rispetto effettivo	100,0	100,0	90,5	0	100,0	-	100,0	76,1
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - distribuzione (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>								
N° annuo di richieste	701	1.989	1.082	0	53	146	0	73.307
Tempo effettivo medio	11,66	10,18	4,93	-	14,47	5,4	-	20,26
% rispetto effettivo	98,2	97,5	99,4	-	100,0	99,3	-	82,4
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - attività di misura (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>								
N° annuo di richieste	10	0	42	0	0	0	143	309
Tempo effettivo medio	16,5	-	7,95	-	-	-	16,54	13,83
% rispetto effettivo	90	-	100,0	-	-	-	100,0	99,1
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - attività di vendita (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi) *</b>								
N° annuo di richieste	1.434	0	871	11	0	0	0	2.933
Tempo effettivo medio	25,71	-	7,42	7,36	-	-	-	17,08
% rispetto effettivo	33,2	-	98,3	100,0	-	-	-	67,9

(\*) A Roma, per la risposta a reclami e richieste scritte relative all'attività di vendita risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

La tendenza al miglioramento delle *performance* commerciali di Acea Distribuzione viene confermata dall'osservazione degli standard generali (Tav. 6.18). Per questa categoria di indicatori, i tempi effettivi medi di Acea sono ampiamente entro gli standard, con percentuali di rispetto largamente superiori alla richiesta minima; inoltre, rispetto al 2003, i tempi medi di esecuzione delle richieste

sono tutti diminuiti, con l'unica eccezione del tempo di verifica della tensione, che però rispetta lo standard ed è largamente al di sotto della media nazionale<sup>22</sup>. Da notare che, in riferimento a Roma, l'unica voce per cui tempo medio e percentuale non vengono rispettati è la risposta a reclami o richieste scritte riguardanti l'attività di vendita, di cui è ancora responsabile Acea Electrabel Elettricità: tale società

<sup>22</sup> Da segnalare solo una brutta *performance* relativa ai tempi di risposta a reclami e richieste scritte riferite all'attività di misura per i clienti alimentati in media tensione, i cui dati non sono riportati in tabella. In questo caso, il tempo medio (23,58 giorni) eccede lo standard (20 giorni) e la percentuale di rispetto (58,33%) è nettamente inferiore agli obblighi (95%).

– che si occupa della vendita ai clienti vincolati e, dal 2005, anche ai clienti liberi – dovrebbe forse prestare più attenzione alle richieste dei propri clienti, specialmente nell'ultimo periodo prima del completamento della liberalizzazione.

Per il resto, si osserva che le imprese del campione hanno tutte risultati largamente migliori della media nazionale, con l'unica eccezione di Agsm Verona, carente nel rispettare i tempi di verifica della tensione e del gruppo di misura.

Una nota negativa va riservata ai tempi medi di attesa agli sportelli, che non rientrano fra gli standard di qualità commerciale, ma che possono essere assolutamente rilevanti ai fini della soddisfazione del cliente e della valutazione della qualità delle prestazioni fornite: per il 2005 l'attesa *media* dei clienti Acea presso gli sportelli fisici (escluse le attese ai *call center*) è stata superiore a 80 minuti: vale a dire che in molti casi l'attesa è durata più di un'ora e venti. Se si considera che queste code riguardano principalmente servizi legati alla distribuzione (e quindi offerti in regime di monopolio regolato dall'esercente locale, senza possibilità di scelta da parte del cliente) sarebbe forse opportuno trovare il modo di regolamentarne la durata e di introdurre anche per questi tempi forme di indennizzo automatico: utilizzando emittenti di numeri progressivi elimina-code con registrazione dell'ora, il cliente in attesa per un periodo superiore allo standard avrebbe modo di dimostrare il proprio diritto all'indennizzo da accreditare nella bolletta successiva.

### 6.3.3 Indagine dell'Autorità per l'energia sulla qualità dei servizi di *call center* delle aziende di distribuzione

Al fine di migliorare la qualità dei contatti dei clienti con le aziende energetiche e di tutelare soprattutto i

clienti meno abituati a interagire con sistemi di risposta automatici e semiautomatici, l'Autorità per l'energia nel 2004 ha avviato un monitoraggio sulla qualità dei *call center* delle grandi imprese (con più di 100 mila clienti) e, sulla base dei risultati ottenuti, alla fine del 2005 ha diffuso un documento per la consultazione che prende in considerazione la possibilità di introdurre standard generali di qualità commerciale e forme di regolazione incentivante anche per questo tipo di servizi, adottando gli indicatori elaborati e sperimentati da questa Agenzia nelle pionieristiche indagini svolte in materia<sup>23</sup>. La qualità dei servizi telefonici viene monitorata sotto tre aspetti principali: l'accessibilità del contatto telefonico, la tempestività di risposta degli operatori e la capacità di fornire informazioni corrette e di risolvere adeguatamente il problema del cliente. Fra le ipotesi del documento, oltre a definire indicatori più analitici in grado di rendere conto non solo dei livelli medi di qualità, ma anche delle situazioni dei clienti serviti in modo meno soddisfacente, viene avanzata la possibilità di regolamentare anche le caratteristiche tecniche e organizzative dei *call center*<sup>24</sup> e la soddisfazione dei clienti (qualità percepita).

A questo scopo, nel maggio 2006 al monitoraggio sui *call center* commerciali l'Autorità ha affiancato un'indagine sulla soddisfazione dei clienti per le risposte telefoniche ricevute. Le liste dei clienti vengono registrate dagli esercenti e fornite all'Autorità, che si occupa dei controlli a campione. Indagini di questo tipo forniscono indicazioni utili per l'eventuale introduzione di standard sui tempi di attesa e sul livello di servizio, ma consentono anche sistemi comparativi delle *performance* dei diversi esercenti, con la possibilità di adottare anche in questo settore forme di regolazione basate su meccanismi di incentivi e penalità<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Analisi dei servizi di *contact center* nel Comune di Roma, agosto 2004 (prima edizione) e aprile 2005 (seconda edizione), disponibili sul sito internet [www.agenzia.roma.it](http://www.agenzia.roma.it). Nell'introduzione al documento per la consultazione in materia di servizi telefonici, l'Autorità per l'energia cita come particolarmente utili i due rapporti sui *call center* di questa Agenzia.

<sup>24</sup> Fra gli aspetti tecnico-organizzativi da regolamentare rientrerebbero la gamma di servizi obbligatori, la copertura del servizio (ore di copertura, numero di operatori minimo), l'infrastruttura tecnologica (numero di linee, sistemi di tracciatura delle telefonate e di *call-prompting*) e l'organizzazione (sistema di gestione e procedure).

<sup>25</sup> Un sistema di questo tipo è attualmente operativo in Gran Bretagna.