

7. Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Il settore dell'energia elettrica, prevalentemente regolato a livello nazionale, in forza del recepimento della prima direttiva europea sul mercato interno dell'energia (96/92/CE), è oggetto di una liberalizzazione progressiva sia sul lato della domanda, sia sul lato dell'offerta. Questo capitolo esamina l'attuale configurazione del sistema elettrico nelle sue fasi industriali e commerciali, soffermandosi in particolare sul segmento della distribuzione, che costituisce ancora un monopolio naturale di tipo locale dove rimangono rilevanti i profili di servizio pubblico. In tale segmento operano società di distribuzione elettrica tenute al rispetto degli obblighi di servizio pubblico per i clienti del mercato vincolato, che attualmente coincide con la totalità delle utenze domestiche (le famiglie).

L'esistenza di un'autorità di regolazione operante sin dal 1997 in questo settore ha comportato la diffusione di una cultura della misurazione delle *performance* economiche e qualitative e la conseguente disponibilità di dati oggettivi per la valutazione dello stato del servizio.

Il capitolo, dopo un cenno all'attuale assetto organizzativo del settore, presenta i risultati di un confronto sulle opzioni tariffarie offerte agli utenti vincolati e sulla qualità del servizio che contraddistingue l'offerta dell'impresa di distribuzione elettrica romana e delle più grandi imprese di distribuzione nazionali. La comparazione mostra la non disponibilità di opzioni tariffarie per gli utenti domestici romani e che il servizio erogato da Acea, dal punto di vista sia della continuità della fornitura, sia della qualità commerciale, è più scadente rispetto alle medie nazionali e a quello offerto dalle grandi imprese di distribuzione locali. Al fine di migliorare le insoddisfacenti *performance* degli indicatori di continuità, Acea ha avviato un impegnativo piano di investimenti sulla rete di distribuzione romana. Con riguardo all'aspetto dell'accessibilità economica del servizio, il confronto internazionale pone in evidenza una elevata onerosità del servizio che costituisce, tuttavia, una caratteristica nazionale e non locale.

7.1 Organizzazione del servizio

7.1.1 Evoluzione del quadro normativo

Nel corso dell'ultimo anno sono state introdotte diverse nuove misure regolamentari riguardanti il sistema

elettrico nazionale, alcune finalizzate alla sicurezza e alla continuità della fornitura, altre necessarie per l'avviamento della borsa elettrica (avvenuto il 1 aprile 2004), altre ancora in materia di fonti rinnovabili.

In seguito alle interruzioni programmate della fornitura elettrica operate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) nel giugno 2003 e della forte ed in parte inattesa dinamica della domanda di energia elettrica registrata nell'estate 2003, il governo è intervenuto con due decreti successivi per allentare i vincoli operativi di tutela ambientale delle centrali termoelettriche di grandi dimensioni (oltre 300 MW di potenza), pur nel rispetto dei valori massimi delle emissioni previsti in sede comunitaria¹. Quindi, dopo il *black-out* del 28 settembre 2003, il decreto n. 239/03 è stato convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, prorogando fino al 30 giugno 2005 le deroghe ai limiti di emissione delle centrali termoelettriche di grandi dimensioni e conferendo ampie deleghe al governo per garantire adeguati incrementi della capacità produttiva e la semplificazione delle procedure di razionalizzazione e realizzazione delle infrastrutture di trasporto.

Per quanto riguarda gli interventi di definizione del funzionamento del mercato elettrico, sono da segnalare il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, che ha introdotto un sistema di remunerazione della capacità produttiva, e diversi decreti del Ministro delle attività produttive², che hanno stabilito le modalità per l'assegnazione della capacità di importazione e per la gestione delle aste di energia elettrica incentivata in regime CIP6, attribuito all'Acquirente Unico (AU) la titolarità delle proprie funzioni a partire dal 1 gennaio 2004³ e definito il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, affidando il mercato stesso al Gestore (GME) a partire dall'8 gennaio 2004.

Con la legge 23 agosto 2004, n. 239, il riordino del settore energetico è stato recentemente approvato, anche se in ritardo rispetto agli impegni assunti in sede comunitaria⁴. Secondo la formulazione definitiva, il contenuto della legge in questione rappresenta i principi fondamentali in materia energetica riservati allo Stato, talché sugli argomenti trattati viene esclusa la possibilità di legislazione concorrente da parte delle Regioni. Lo Stato mantiene la competenza sull'articolazione territoriale delle infrastrutture elettriche e sulla programmazione del settore, nonché sulla definizione dei criteri per il commercio internazionale di energia. Le Regioni devono garantire infrastrutture produttive e di trasporto adeguate a salvaguardare la sicurezza e la qualità del servizio, la distribuzione e la disponibilità di energia su tutto il territorio nazionale; a fronte dei relativi costi ambientali, gli enti locali godono di compensi temporanei finanziati dalle nuove centrali⁵ e possono contrattare risarcimenti con i soggetti proponenti la realizzazione di nuove infrastrutture, ma non sono consentiti oneri locali i cui effetti economici diretti o indiretti gravino anche su enti locali diversi.

Per la realizzazione di infrastrutture energetiche di trasporto sono previsti incentivi (nel caso dei gasdotti) e procedure di autorizzazione semplificate ed abbreviate (elettrodotti). Si segnala una maggiore enfasi attribuita agli obblighi minimi di servizio pubblico e alla tutela del consumatore, nonché al pubblico interesse di molte delle attività connesse ai settori energetici, in contrapposizione con la precedente formulazione che le definiva libere su tutto il territorio nazionale⁶.

1 Decreto legge 3 luglio 2003, n. 158 e decreto legge 29 agosto 2003, n. 239.

2 Del 3 luglio 2003, del 17 e 19 dicembre 2003 e del 29 gennaio 2004.

3 L'AU prevede la domanda del mercato vincolato e garantisce gli approvvigionamenti necessari facendo ricorso alla borsa elettrica, a contratti bilaterali (fino al limite del 25% del totale), alle procedure per l'assegnazione della capacità di trasporto per importazioni, ai contratti pluriennali di importazione stipulati dall'Enel prima del 1997 e alle aste CIP6.

4 La direttiva 2003/54/CE doveva essere recepita entro il 1 luglio 2004, data in cui è entrata in vigore.

5 Pari a 0,20 Euro per MWh prodotto dalle centrali di potenza superiore a 300 MW; l'impegno dura per sette anni dall'entrata in funzione dell'impianto.

6 Nel campo dell'energia elettrica restano libere la trasformazione delle materie prime, la generazione ed il commercio internazionale e nazionale sul libero mercato, mentre sono attribuite tramite concessione le attività di trasporto, dispacciamento e distribuzione.

7.1.2 Struttura del mercato

A partire dal 1 luglio 2004, la liberalizzazione della domanda di energia elettrica è stata estesa a tutte le utenze non domestiche (5 milioni di "clienti idonei"), interessando potenzialmente una quota di domanda pari a circa il 78% della domanda nazionale. Il passo definitivo – l'estensione del libero mercato a tutti i consumatori, compresi i clienti domestici – è atteso per il 1 luglio 2007.

Nel 2003, la domanda complessiva di energia elettrica ha registrato una forte crescita, dovuta soprattutto a fattori climatici (+2,9% rispetto al 2002). Dal 2002 al 2003, la quota di domanda rivolta al mercato vincolato è scesa dal 58% al 53% del totale, mentre quella sul mercato libero è passata dal 34% al 40% (cfr. Tav. 7.1). Dal punto di vista dell'origine della fornitura, la domanda dei clienti vincolati è stata prevalentemente soddisfatta mediante produzione nazionale, mentre quella dei clienti idonei ha sfruttato in proporzione maggiore le importazioni e la produzione incentivata dai fonti rinnovabili ed assimilate (CIP6).

A fronte di una lieve diminuzione delle importazioni (-1%), la produzione nazionale nel 2003 ha registrato

un aumento del 3%, dovuto essenzialmente ai provvedimenti legislativi seguiti ai razionamenti del periodo estivo e al *black-out* di settembre 2003 (cfr. par. 7.1.1). In corrispondenza del calo nella generazione idroelettrica (-6,4%, causato da un andamento idrologico particolarmente negativo) si è avuta una forte crescita della produzione termoelettrica (+4,3%, soprattutto da combustibili solidi e gas naturale) e da altre fonti rinnovabili (+17,6%).

Nel complesso, la generazione termoelettrica ha coperto oltre l'80% della produzione nazionale 2003, con un contributo del gas naturale in aumento (+15%) e quasi pari al 40% del totale prodotto in Italia. Le rinnovabili, invece, sono arrivate a coprire appena il 16% della produzione nazionale.

Quanto ai principali produttori, si può osservare che – al 2003 – la concentrazione del mercato è ancora molto alta, con l'Enel in netta posizione dominante (Tav. 7.2). In assoluto primo produttore e fornitore del mercato, Enel ha coperto quasi il 50% della generazione netta e oltre il 45% della fornitura destinata al consumo finale. Fra le società di notevoli dimensioni – anche se non ancora confrontabili con quelle dell'ex monopolista – si trovano Edison/Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power (partecipata al 30% da Acea-

Tav. 7.1 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2003 (GWh e percentuali)

Offerta 2003	Produzione netta	Perdite di trasmissione	Mercato libero	Mercato vincolato
Produzione nazionale destinata ai consumi*	214.290 (100%)	-	65.618 (31%)	128.114 (60%)
Importazioni	51.486 (100%)	-	34.786 (68%)	16.700 (32%)
Ritiri obbligati	53.882 (100%)	-	40.296 (75%)	13.586 (25%)
Totale	319.658 (100%)	20.558 (6%)	140.700 (44%)	158.400 (50%)

Domanda	2002		2003	
	GWh	%	GWh	%
Mercato vincolato	170.543	59	158.400	53
Mercato libero	98.224	34	119.700	40
Autoconsumo	22.193	8	21.000	7
Totale	290.960	100	299.100	100

* Produzione nazionale al netto dell'energia destinata ai servizi della produzione, ai pompaggi e all'esportazione. La differenza del 9% fra produzione netta e destinazione ai mercati libero e vincolato è assorbita dall'autoconsumo.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale, 30 aprile 2004.

Tav. 7.2 Contributo percentuale delle maggiori società alla generazione netta e alla fornitura di energia elettrica destinata al consumo nel 2003

Generazione netta 2003	%	Fornitura di energia elettrica 2003 destinata al consumo*	%
Enel Produzione	46,4	Enel Produzione	43,9
Edison	9,0	GRTN	20,1
Edipower	7,6	Edipower	7,9
Endesa Italia	6,4	Endesa Italia	6,6
Enel Green Power	2,9	Edison	3,0
Tirreno Power	2,3	Tirreno Power	2,3
EniPower	2,0	Enel Green Power	1,7
Gruppo ERG (ISAB energy + ERG)	1,8	EniPower	1,4
Sarlux	1,6	AEM Milano	1,4
AEM Milano	1,3	Idreoelettrica Idroenergia CVA	1,0
Acea-Electrabel	1,3	Cartiere Burgo	0,5
Idreoelettrica Idroenergia CVA	1,0	AEM Torino	0,5
Centro Energia (Foster Wheeler/MPE)	0,7	ASM Brescia	0,5
ASM Brescia	0,6	Acea-Electrabel	0,4
AEM Torino	0,5	Gruppo ERG (ISAB energy + ERG)	0,4
Cartiere Burgo	0,5	AGSM Verona	0,3
Apienergia	0,5	Altri produttori	8,1
Elettra GLT-GLL (Lucchini)	0,5		
IVPC	0,3		
AGSM Verona	0,3		
Altri produttori	12,3		

* Al netto dell'energia attribuita ai pompaggi, di quella CIP6 e degli altri tipi di ritiri obbligati da parte del GRTN, che figura come produttore in funzione dei ritiri stessi.

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale, 30 aprile 2004.

Electrabel), seguite a distanza da un buon numero di produttori indipendenti relativamente piccoli e da aziende di distribuzione locali.

Questo modello di concentrazione delle quote di mercato a due livelli, tipico delle transizioni da strutture strettamente monopolistiche, non fornisce ancora segnali significativi di superamento. Va infatti rilevato che proprio le imprese di maggiori dimensioni stanno affrontando un'intensa fase di ristrutturazione dei propri impianti (conversione a ciclo combinato e potenziamento) e di conseguenza buona parte della propria potenza installata non era ancora disponibile per il 2003: ciò vuol dire che, una volta a regime, il grado di concentrazione del mercato e il divario che separa i grandi produttori dalle piccole azien-

de sarà ancora più profondo.

Le principali imprese locali di distribuzione hanno quindi adottato strategie di partecipazioni incrociate e accordi con i grandi operatori del mercato, che compensano la tendenziale diminuzione delle limitate quote di generazione propria. Acea e Aem Milano sono le imprese locali più attive dal punto di vista degli accordi con i grandi produttori e anche quelle di maggior peso in relazione alla generazione netta propria, seguite a distanza da Asm Brescia e Aem Torino⁷. Tuttavia, rispetto alla fornitura per consumo finale – al netto dei pompaggi e dei ritiri obbligati del GRTN – la quota di Acea è più contenuta.

Fra le aziende locali, Asm Brescia è l'unica a detenere una quota rilevante nella produzione di energia rin-

7 Acea-Electrabel ha una partecipazione in Tirreno Power (30%), Aem Milano e Aem Torino in Edipower (rispettivamente 19% e 8%), Asm Brescia in Endesa Italia (15%).

novabile, mentre Acea produce il 6,3% della generazione nazionale da fonti assimilate (Tav. 7.3), ma non è presente nel comparto della produzione da fonti rinnovabili.

L'evoluzione del parco elettrico vede la recente entrata in funzione di otto nuovi impianti termoelettrici e quattro da fonti rinnovabili, la trasformazione a ciclo combinato di altri impianti e la prossima realizzazione di nuove centrali termoelettriche per complessivi 12.637 MW di potenza, autorizzate negli ultimi mesi. Nei piani di sviluppo della produzione di Acea per i prossimi anni, si segnalano la realizzazione di quattro impianti con tecnologia a ciclo combinato alimentati a gas naturale, per circa 1.500 MW di potenza complessiva, e lo sviluppo di parchi eolici per 200 MW, entrambi in attesa di autorizzazione. Nel frattempo, per l'inizio del 2005 è previsto l'avviamento commerciale di un nuovo impianto a Voghera.

Dal punto di vista della distribuzione, si osserva che Acea è la seconda azienda in Italia, subito dopo Enel

Distribuzione, che però serve ancora circa l'85% dei clienti domestici vincolati (Tav. 7.4).

Come conseguenza dell'apertura del mercato avvenuta nell'aprile 2003, il volume della domanda da parte del mercato vincolato di Acea ha subito una lieve flessione rispetto al 2002 (-1%, in corrispondenza del passaggio al mercato libero da parte di circa 1.000 clienti); contemporaneamente la domanda del mercato libero è aumentata del 51%: le vendite di Acea su questo mercato sono passate da 0,4 TWh del 2002 a 1,5 TWh del 2003 e il numero di clienti idonei serviti è cresciuto da 120 a 345. Il segmento di mercato romano aperto alla concorrenza dal 1 luglio 2004 comprende circa 300.000 nuovi clienti idonei potenziali.

Per quanto riguarda le forniture, il 98% dell'energia distribuita da Acea è stata destinata al mercato vincolato, mentre le fonti principali per le vendite al mercato libero sono state il GRTN, Tirreno Power e le importazioni.

Tav. 7.3 Fonti rinnovabili ed assimilate: percentuali della generazione CIP6 sul totale 2003 (50.351 GWh) per società di produzione

Produzione da fonti rinnovabili 2003 (9.629 GWh)	%	Produzione da fonti assimilate 2003 (40.722 GWh)	%
Enel Green Power S.p.A.	28,8	Edison	41,2
Enel produzione S.p.A.	11,3	Sarlux	10,8
IVPC	8,9	Gruppo ERG (ISAB + ERG)	10,2
ASM Brescia S.p.A.	8,9	Acea-Electrabel (Rosen)	6,3
Biomasse Italia (API holding)	3,9	Foster Wheeler-MPE	5,1
Edison Energie Speciali	2,7	Enipower	4,3
C.V.A.	2,2	Apienergia	3,4
Amsa	1,7	Elettra GLT-GLL (Lucchini)	3,0
SICET S.r.l.	1,4	Irene S.r.l.	0,9
Lomellina Energia S.r.l.	1,2	Italiana Coke	0,4
Endesa Italia S.r.l.	1,1	Altri CIP6	14,6
Asja Ambiente Italia	1,1		
Altri CIP6	34,1		

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale, 30 aprile 2004.

7.1.3 La Borsa dell'elettricità

La Borsa elettrica italiana (IPEX) è stata avviata in forma sperimentale, dopo diversi rinvii⁸, il 1 aprile 2004⁹. Organizzata su tre mercati (del giorno prima, MGP, di aggiustamento, MA, e per il servizio di dispacciamento, MSD), prevede un prezzo unico nazionale di acquisto e remunerazioni dell'offerta differenziate per zone¹⁰, ma comprende anche la remunerazione della capacità disponibile (*capacity payment*). Il grado di liquidità del mercato, calcolato come incidenza degli scambi di Borsa sul totale, nel primo quadrimestre è stato pari al 29%, con oscillazioni abbastanza contenute, posizionandosi al secondo posto in Europa dopo la borsa spagnola, il cui forte afflusso nasconde obblighi di partecipazione (Tav. 7.5).

Dal punto di vista dei prezzi medi giornalieri, gli andamenti della Borsa italiana dal 2 aprile fino al 20 maggio hanno seguito cicli settimanali piuttosto

costanti, con minimi nei week-end e andamento stabile nei giorni feriali (intorno ai 60 Euro/MWh), per valori medi settimanali compresi fra 45 e 60 Euro/MWh nel corso del periodo. In seguito, si è verificata un'alta variabilità dei prezzi medi giornalieri e una punta di prezzo medio giornaliero in corrispondenza della seconda settimana di giugno (99,36 Euro//MWh per l'11 giugno), connessa probabilmente anche all'incremento dei consumi per la prima ondata di forte caldo. Dopo questo periodo di instabilità, nel mese di giugno i prezzi hanno ripreso la regolarità infrasettimanale attestandosi, però, a prezzi medi più alti (circa 80 Euro/MWh nei giorni feriali, oltre 70 la media settimanale). Con la sperimentazione della domanda attiva, dal 1 luglio, la variabilità dei prezzi medi giornalieri si è notevolmente accentuata, anche se le medie settimanali sono andate calando dopo la punta di giugno. L'indice di correlazione fra l'andamento del prezzo medio giornaliero e le quantità scambiate

Tav. 7.4 Indici dimensionali delle principali società di distribuzione di energia elettrica al mercato vincolato (anno 2003)

Società	Clienti Vincolati	Energia distribuita (GWh)	Rete in MT e BT (km)
Enel Distribuzione	23.100.000	157.100	1.082.369
Acea	1.530.000	8.782	26.560
AEM Milano	850.000	5.413	9.430
AEM Torino	553.000	3.434	4.845
META Modena	190.597	932	4.100
ACEGAS Trieste	140.400	606	1.380
ASM Brescia	115.292	697	2.100

Fonte: elaborazioni su dati tratti dai siti internet degli operatori, luglio 2004.

⁸ La prima scadenza prevista dal D.lgs. n. 79/99 era fissata al 1 gennaio 2002.

⁹ Dopo una prima fase in cui l'offerta e la domanda del mercato erano ancora amministrate dal GRTN secondo i criteri del dispacciamento passante, in aprile è stata inaugurata una forma transitoria di dispacciamento di merito economico, basata su libere offerte contrapposte ancora alle previsioni di domanda da parte del GRTN. La contrattazione diretta dei prezzi dell'energia all'ingrosso ha dunque sostituito la determinazione amministrativa del costo di generazione, fino a quella data operata dall'Autorità per l'energia. Nel luglio 2004 anche la domanda è diventata autonoma. In questa prima fase sperimentale sono circa 50 i grandi grossisti, fra cui Acea-Electrabel, che hanno affiancato l'Acquirente Unico nella domanda attiva. Da gennaio, tuttavia, il mercato dovrebbe entrare a pieno regime e, con l'estensione della qualifica di cliente idoneo a tutte le utenze non domestiche, la domanda potenziale per il mercato libero e per la borsa passa da circa 150.000 consumatori a circa 7 milioni, anche se secondo alcune stime il grande afflusso della domanda alla borsa non arriverà che nel 2007, in corrispondenza della piena operatività dei nuovi impianti e di quelli in via di riconversione e ripotenziamento.

¹⁰ I prezzi di vendita sono minori in Sardegna e nel Nord, maggiori nel resto del paese, in ragione della diversa disponibilità di impianti di generazione. La divisione zonale dei prezzi è giustificata da vincoli di rete e dalla necessità di riequilibrare il bilancio di produzione e consumo delle varie aree.

Tav. 7.5 Incidenza degli scambi di Borsa sul totale degli scambi di energia in alcuni paesi europei

Borsa	Paesi	Media giornaliera delle quantità scambiate in borsa nel 2003 (kWh)	Liquidità*
OMEL	Spagna	542.535.750	85%
Nord Pool	Scandinavia	292.265.661	28%
APX	Olanda	32.781.151	11%
EEX	Germania	134.617.979	9%
UKPX	Regno Unito	19.225.300	2%
Powernext	Francia	20.499.310	2%
EXXA	Austria	3.629.170	2%
IPEX	Italia	1 aprile 2004 286.631.266	32%
		Media giornaliera aprile-luglio 2004 239.071.000	29%

* Incidenza degli scambi di borsa rispetto al totale.

Fonte: elaborazioni su dati GME, www.mercatoelettrico.org, luglio 2004.

non è molto alto (0,67), indicando la presenza di altri fattori che, oltre la domanda, contribuiscono a determinare la variabilità dei prezzi. Confrontando questi andamenti con quelli delle

principali borse europee, si osserva che i prezzi sul mercato italiano sono decisamente più alti (Tav. 7.6) e che anche la variabilità infrasettimanale è molto più accentuata¹¹.

Tav. 7.6 Prezzi medi del MWh nelle principali Borse europee (secondo trimestre 2004)

Borsa	Paese	Prezzo medio mensile (€/MWh)			Prezzo medio trimestre (€/MWh)
		Aprile	Maggio	Giugno	
OMEL	Spagna	23,12	23,97	27,25	24,78
Powernext	Francia	25,90	24,60	26,30	25,60
UKPX	Regno Unito	26,91	28,67	n.d.	27,79
APX	Olanda	26,88	30,48	31,26	29,54
IPEX	Italia	49,93	46,17	65,77	53,96

n.d.: non disponibile

Fonte: elaborazioni su dati dei gestori dei mercati.

¹¹ Cfr. www.europex.org/images/Market_Results.pdf.

7.2 Livello delle tariffe e confronti

La riforma tariffaria, avviata nel 2000 e orientata a ricondurre il prezzo dell'energia al costo riconosciuto alle imprese di distribuzione per la fornitura agli utenti, con margini di flessibilità adeguati ad un mercato in via di liberalizzazione, dal 2004 è entrata nella seconda fase, in vista dell'estensione della liberalizzazione del mercato elettrico alle utenze domestiche (luglio 2007). Nel periodo regolatorio 2004-2007, infatti, l'Autorità per l'energia introdurrà una tariffa sociale, riservata solo ai clienti domestici economicamente disagiati, e avvierà la graduale convergenza delle tariffe transitorie, D2 e D3¹², verso la tariffa di riferimento D1¹³.

Per quanto riguarda la tariffa sociale, vale la pena di sottolineare che il nuovo metodo di individuazione delle utenze disagiate sarà più appropriato del precedente, che era basato sul solo volume dei consumi e che, indipendentemente dal reddito e dalla reale condizione di bisogno, faceva rientrare nella fascia sociale le utenze caratterizza-

te da basso numero di componenti il nucleo familiare ed escludeva le famiglie numerose. Nel nuovo sistema, basato su strumenti quali l'ISEE (indicatore della situazione economica equivalente), i clienti non bisognosi saranno esclusi dalle agevolazioni, mentre quelli selezionati per la tariffa sociale avranno diritto a riduzioni tariffarie su quantità di energia commisurate anche al numero di componenti il nucleo familiare.

Le opzioni tariffarie D2 e D3 (riferite cioè agli utenti domestici) hanno una struttura tariffaria analoga a quella della tariffa D1 (Tav. 7.7), articolata fra corrispettivo fisso (centesimi di Euro per punto di prelievo all'anno, a copertura dei costi commerciali e di misura), corrispettivo di potenza (centesimi di Euro per kW impegnato all'anno, a copertura della maggior parte dei costi di trasporto e degli oneri UC6 per incrementi di qualità della fornitura) e corrispettivo di energia (centesimi di Euro per kWh, a copertura dei costi di generazione¹⁴, di una parte

Tav. 7.7 Tariffa D1: componenti a copertura della varie voci di costo (primo trimestre 2004)

Voci di costo Corrispettivi di energia	cent/kWh	Voci di costo Corrispettivo di potenza	cent/kW/anno	Voci di costo Corrispettivo fisso	cent/pp/anno***
Generazione	5,68**	Trasporto	1405,13	Commerciali e di misura	3003,88
Trasporto	1,28	Recuperi qualità*	64,32		
Recuperi qualità*	0,04				
Oneri A	0,96				
Oneri UC3	0,04				
Oneri UC4	0,04				
Oneri UC5	0,06				

* I recuperi di qualità (componente UC6) sono già compresi nei costi di trasporto.
 ** Valore riferito al mese di febbraio 2004.
 *** Centesimi di Euro per punto di prelievo all'anno.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it, luglio 2004.

12 Introdotte dall'Autorità per l'energia rispettivamente per le utenze residenziali fino a 3 kW e per quelle oltre 3 kW o non residenti, con corrispettivi di energia differenziati per diverse fasce di consumo annuo. Le opzioni D2 e D3 devono essere obbligatoriamente offerte ai clienti da tutte le imprese di distribuzione; dal 2001, le imprese di distribuzione possono anche offrire opzioni tariffarie ulteriori che, una volta approvate dall'Autorità, diventano vincolanti e devono essere applicate indiscriminatamente su richiesta dei clienti.

13 La D1 sarà la tariffa di riferimento per tutte le utenze non disagiate, indipendentemente dal tipo di contratto (residente o non residente), dalla potenza impegnata o dalla fascia di consumo annua: naturalmente, all'aumentare dei consumi e della potenza impegnata aumenterà il prezzo complessivo a carico dei consumatori. Per evitare condizioni tariffarie inique nei confronti delle utenze in stato di disagio economico, la D1 non sarà applicata ai clienti finali prima della definizione e della applicazione della nuova tariffa sociale. Per una illustrazione del significato di queste tariffe, si veda la Relazione Annuale dell'Agenzia 2003, cap. 6.

14 Il corrispettivo di energia comprende la componente PV, a copertura dei costi variabili di produzione, che viene aggiornata trimestralmente con provvedimento dell'Autorità per l'energia in funzione delle variazioni di un paniere di combustibili internazionali e la componente variabile a copertura dei costi di trasporto e vendita dell'energia elettrica.

dei costi di trasporto e degli altri oneri di sistema¹⁵). I valori delle componenti tariffarie delle opzioni D2 e D3 sono ridefiniti periodicamente dall'Autorità per l'energia con l'obiettivo di avvicinarli gradualmente a quelli della D1.

Nella D2, riferita alle utenze residenti con potenza impegnata fino a 3 kW, i corrispettivi per kWh sono variabili per scaglioni di consumo, mentre nella D3 (non residenti o con potenza superiore a 3 kW) il costo del kWh è già unificato, come nella D1.

Oltre alle tariffe obbligatorie dell'Autorità per l'energia, le imprese di distribuzione possono offrire ai propri clienti opzioni tariffarie ulteriori, con l'obbligo di comunicare annualmente ad ogni cliente l'opzione più vantaggiosa secondo le abitudini di consumo dell'anno precedente. La Tav. 7.8 riporta le caratteristiche qualitative e di prezzo delle opzioni tariffarie obbligatorie e di quelle ulteriori offerte dalle principali imprese di distribuzione locali e dall'Enel distribuzione.

L'Acea per il 2003 aveva presentato una sola opzione ulteriore (D4, per i contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW), che però è stata sospesa a partire da febbraio 2004. A ottobre 2004 non è ancora stata pubblicata alcuna nuova opzione tariffaria ulteriore per le utenze domestiche, pertanto Acea non è presente fra le principali imprese di distribuzione di cui alla Tav. 7.8 e alla Tav. 7.9. La tariffa di riferimento per gli utenti serviti da Acea è dunque la D2 o la D3, secondo i livelli di potenza impegnata.

Enel e AEM Milano offrono due opzioni ulteriori analoghe (una a scaglioni di consumo, una bioraria) coprendo tutti i contratti con potenza da 3 kW fino a 15 kW¹⁶. AEM Torino propone cinque diverse tipologie di opzione ulteriore, per cui i contratti da 4,5 kW di potenza possono scegliere anche fra opzione stagionale, bioraria o a scaglioni di consumo, quelli da 6 kW fra opzione a corrispettivo di energia costante o

biorario e quelli da 3 kW hanno a disposizione un'opzione ulteriore a scaglioni di consumo. ASM Brescia offre due opzioni privilegiate alle utenze con impianti di riscaldamento centralizzati o teleriscaldamento che rinunciano alla fornitura di gas per uso di cucina e riscaldamento dell'acqua (rispettivamente per contratti da 3 kW e 4,5 kW) e altre due opzioni: una a scaglioni di consumo riservata ai contratti da 4,5 kW e una bioraria/stagionale per contratti con potenza superiore o uguale a 4,5 kW.

7.2.1 Confronti nazionali

Per valutare l'impatto delle diverse opzioni tariffarie considerate sul prezzo pagato dai clienti, è stata operata una simulazione in relazione a diverse tipologie di utenza, distinte per livelli di potenza richiesta (3 kW, 4,5 kW e 6 kW), fasce di consumo (145, 225, 290 e 371 kWh/mese) e modalità di prelievo (alta concentrazione dei consumi nelle ore vuote, per le opzioni biorarie, o nella bassa stagione, per le stagionali). Come anticipato, Acea non rientra direttamente fra le aziende di distribuzione interessate dalla simulazione, in quanto non ha adottato opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2004; di conseguenza per Acea valgono le opzioni D2 e D3 dell'Autorità per l'energia. La Tav. 7.9 riporta i risultati della simulazione, dove i prezzi – aggiornati al terzo trimestre del 2004 – compaiono al netto di imposte e oneri di sistema.

La potenza contrattualmente impegnata che presenta maggiori opzioni (monorarie, biorarie e stagionali) è quella da 4,5 kW (Tav. 7.9-A). Per questo livello di potenza, tutte le aziende osservate presentano almeno un'opzione ulteriore monoraria e una bioraria; opzioni ulteriori stagionali, invece, sono offerte solo dalle aziende di Brescia e di Torino. Per tutti i livelli di consumo, l'opzione monoraria D3 dell'Autorità è tra le due più onerose, con uno scarto rispetto ai prezzi delle altre opzioni che diminuisce all'aumentare dei

¹⁵ Oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (A), copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione dei costi di trasporto (UC3), copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per compensare la differenza fra perdite effettive e perdite standard nelle reti (UC5). Anche queste componenti sono aggiornate dall'Autorità con cadenza trimestrale.

¹⁶ Rispetto all'anno precedente, inoltre, Enel ha sostituito l'opzione bioraria/stagionale UD5 (per contratti con potenza impegnata maggiore o uguale a 6,6 kW) con quella bioraria UD6 (per contratti da 3 kW a 15 kW).

¹⁷ Come ipotesi di lavoro, si sono adottate quote di consumo pari al 70% per ore vuote o bassa stagione e pari al 30% per ore piene o alta stagione. I confronti fra opzioni monorarie e biorarie sono dunque fatti tenendo presente questa modalità di prelievo e, quindi, la loro significatività è limitata a questo specifico caso.

Tav. 7.8 Opzioni tariffarie per le utenze domestiche in bassa tensione (terzo trimestre 2004)

Opzioni tariffarie	Caratteristiche	Corrispettivi		
		fisso*	di potenza**	di energia***
Autorità energia D2	Contratti residenti fino a 3 kW potenza impegnata	16	52	Crescente al crescere dei consumi fino a 295 kWh/mese, poi decrescente. Min: 6,77; Max: 21,17. Oltre 370 kWh/mese: 12,72
Autorità energia D3	Contratti non residenti e oltre 3 kW potenza impegnata	220	132	Pari a 12,72 per qualsiasi livello di consumi mensili
Enel Distribuzione UD4	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW	618	0	Crescente al crescere dei consumi mensili fino a 175 kWh/mese, poi decrescente. Min: 0,36; Max: 15,85
Enel Distribuzione UD6	Contratti con potenza disponibile compresa fra 3 kW e 15 kW - Bioraria	220	132	12,69: ore piene 9,80: ore vuote
AEM Milano SP-UD1	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW	220	104,17	Crescente al crescere dei consumi mensili fino a 250 kWh/mese, poi decrescente. Min: 2,00; Max: 8,28
AEM MilanoSP-UD2	Contratti con potenza impegnata ≥ 3 kW corrispondente a una potenza disponibile ≥ 3,3 kW - Bioraria	220	132	6,08: ore piene 1,97: ore vuote
AEM Torino DOMULTC1	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW - Stagionale	220	126,64	0,00: maggio-agosto 5,74: settembre-aprile
AEM Torino DOMULTC2	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW	197,5	130,42	Decrescente al crescere dei consumi mensili fino a 175 kWh/mese; Max: 2,50; Min: 0,10. 7,32: fino a 220 kWh/mese; 20,00: fino a 225 kWh/mese; 14,37: fino a 250 kWh/mese; 2,85: fino a 370 kWh/mese; 3,86: oltre 370 kWh/mese
AEM Torino DOMULTC3	Contratti con potenza impegnata pari a 3 kW	220	144,58	Decrescente al crescere dei consumi mensili fino a 370 kWh/mese. Max: 10,00; Min: 0,60. Oltre 370 kWh/mese: 4,00
AEM Torino DOMULTC4	Contratti con potenza impegnata pari a 6 kW	500	244,58	Pari a 2,08 per qualsiasi livello di consumi mensili di
AEM Torino DOMULTC5	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW e 6 kW - Bioraria	220	126,64	5,78: ore piene 2,60: ore vuote
ASM-EA Brescia OUV1	Contratti residenti con potenza impegnata pari a 3 kW e riscaldamento centralizzato o teleriscaldamento che rinuncia alla fornitura di gas	16	52	Crescente al crescere dei consumi mensili. Min: 0,07 per consumi fino a 75 kWh/mese; Max: 5,75 per consumi superiori a 295 kWh/mese
ASM-EA Brescia OUV2	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW e riscaldamento centralizzato o teleriscaldamento che rinuncia alla fornitura di gas	16	34,57	Crescente al crescere dei consumi fino a 370 kWh/mese. Min: 0,64; Max: 9,30. Oltre 370 kWh/mese: 5,00
ASM-EA Brescia OUV3	Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW	95,50	124,33	Crescente al crescere dei consumi fino a 220 kWh/mese; Min: 0,27; Max: 11,77. Decrescente al crescere dei consumi oltre 220 kWh/mese; Max: 5,15; Min: 2,93
ASM-EA Brescia OUV4****	Contratti con potenza impegnata ≥ 4,5 kW - Bioraria/Stagionale	15,54	279,67	10,65: ore piene 1,53: ore vuote

Note: tutte le opzioni tariffarie sono al netto delle imposte, della componente CAD per i costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica e delle componenti tariffarie per oneri di sistema: A, UC1, UC3, UC5. Ai corrispettivi delle opzioni di AEM Torino deve essere aggiunta anche la componente UC6.

BIORARIE: Ore piene: 7.00-20.00 lun./ven. Ore vuote: 20.00-7.00 lun./ven.; 0.00-24.00 sab./dom.

* valori in centesimi di Euro al mese; ** valori in centesimi di Euro per kW al mese; *** valori in centesimi di Euro per kWh; **** La componente per i costi di acquisto del carburante è diversa da quella CAD; Ore piene: 7.00-21.30 lun./ven. periodo settembre/maggio. Ore vuote: 21.30-7.00 lun./ven. periodo settembre/maggio; 0.00-24.00 sab./dom. e festivi e tutti i giorni del periodo giugno/agosto.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it, luglio 2004.

Tav. 7.9 Risultati della simulazione dei prezzi mensili dell'energia derivanti dalle opzioni tariffarie considerate, per potenza e per classi di consumo

Tav. 7.9-A Contratti con potenza impegnata pari a 4,5 kW							
Soggetto	opzione mono-h	kWh / mese	€/mese	Soggetto	opzione bioraria	kWh / mese	€/mese
Aem-To	Domultc2	371	51,51	Aem-To	Domultc5	371	49,00
Aeeg	D3	371	51,36	Enel-D	Ud6	371	48,63
Aem-Mi	Sp-ud1	371	50,70	Asm-Bs	Ouv4	371	47,86
Enel-D	Ud4	371	48,64	Aem-Mi	Sp-ud2	371	47,55
Asm-Bs	Ouv3	371	48,37	Asm-Bs	Ouv4	290	40,19
Asm-Bs	Ouv2 gas	371	45,27	Aem-To	Domultc5	290	40,08
Aem-To	Domultc2	290	43,15	Enel-D	Ud6	290	39,79
Aeeg	D3	290	41,93	Aem-Mi	Sp-ud2	290	38,95
Enel-D	Ud4	290	41,01	Asm-Bs	Ouv4	225	34,04
Asm-Bs	Ouv3	290	39,98	Aem-To	Domultc5	225	32,92
Aem-Mi	Sp-ud1	290	39,85	Enel-D	Ud6	225	32,69
Aeeg	D3	225	34,35	Aem-Mi	Sp-ud2	225	32,04
Enel-D	Ud4	225	34,01	Asm-Bs	Ouv4	145	26,47
Aem-To	Domultc2	225	33,56	Aem-To	Domultc5	145	24,11
Asm-Bs	Ouv3	225	32,15	Enel-D	Ud6	145	23,96
Asm-Bs	Ouv2 gas	290	31,77	Aem-Mi	Sp-ud2	145	23,54
Aem-Mi	Sp-ud1	225	30,56				
Aeeg	D3	145	25,03				
Aem-To	Domultc2	145	23,18				
Aem-Mi	Sp-ud1	145	21,00				
Asm-Bs	Ouv2 gas	225	20,90				
Enel-D	Ud4	145	20,56				
Asm-Bs	Ouv3	145	17,70				
Asm-Bs	Ouv2 gas	145	13,41				

Soggetto	opzione bioraria	kWh / mese	€/mese
Asm-Bs	Ouv4	371	47,86
Aem-To	Domultc1	371	42,21
Asm-Bs	Ouv4	290	40,19
Aem-To	Domultc1	290	34,77
Asm-Bs	Ouv4	225	34,04
Aem-To	Domultc1	225	28,80
Asm-Bs	Ouv4	145	26,47
Aem-To	Domultc1	145	21,45

Soggetto	opzione stagionale	kWh / mese	€/mese
Asm-Bs	Ouv4	371	47,86
Aem-To	Domultc1	371	42,21
Asm-Bs	Ouv4	290	40,19
Aem-To	Domultc1	290	34,77
Asm-Bs	Ouv4	225	34,04
Aem-To	Domultc1	225	28,80
Asm-Bs	Ouv4	145	26,47
Aem-To	Domultc1	145	21,45

Tav. 7.9-B Contratti con potenza impegnata pari a 3 kW							
Soggetto	opzione mono-h	kWh / mese	€/mese	Soggetto	opzione bioraria	kWh / mese	€/mese
Aeeg	D2	371	48,74	Enel-D	Ud6	371	46,65
Aem-To	Domultc3	371	47,12	Aem-Mi	Sp-ud2	371	45,57
Aem-To	Domultc3	290	39,50	Enel-D	Ud6	290	37,81
Asm-Bs	Ouv1 gas	371	37,01	Aem-Mi	Sp-ud2	290	36,97
Aeeg	D2	290	33,94	Enel-D	Ud6	225	30,71
Aem-To	Domultc3	225	33,21	Aem-Mi	Sp-ud2	225	30,06
Aem-To	Domultc3	145	25,64	Enel-D	Ud6	145	21,98
Asm-Bs	Ouv1 gas	290	25,50	Aem-Mi	Sp-ud2	145	21,56
Aeeg	D2	225	20,88				
Asm-Bs	Ouv1 gas	225	18,50				
Aeeg	D2	145	11,34				
Asm-Bs	Ouv1 gas	145	11,19				

Tav. 7.9-C Contratti con potenza impegnata pari a 6 kW							
Soggetto	opzione bioraria	kWh / mese	€/mese	Soggetto	opzione mono-h	kWh / mese	€/mese
Aem-To	Domultc4	371	55,39	Asm-Bs	Ouv4	371	52,05
Aeeg	D3	371	53,34	Aem-To	Domultc5	371	50,98
Aem-To	Domultc4	290	47,67	Enel-D	Ud6	371	50,61
Aeeg	D3	290	43,91	Aem-Mi	Sp-ud2	371	49,53
Aem-To	Domultc4	225	41,47	Asm-Bs	Ouv4	290	44,39
Aeeg	D3	225	36,33	Aem-To	Domultc5	290	42,06
Aem-To	Domultc4	145	33,83	Enel-D	Ud6	290	41,77
Aeeg	D3	145	27,01	Aem-Mi	Sp-ud2	290	40,93
				Asm-Bs	Ouv4	225	38,23
				Aem-To	Domultc5	225	34,90
				Enel-D	Ud6	225	34,67
				Aem-Mi	Sp-ud2	225	34,02
				Asm-Bs	Ouv4	145	30,66
				Aem-To	Domultc5	145	26,09
				Enel-D	Ud6	145	25,94
				Aem-Mi	Sp-ud2	145	25,52

Legenda:

Aeeg: Autorità energia elettrica e gas;

Aem-Mi: Aem Milano;

Aem-To: Aem Torino; Asm-Bs: Asm-ea Brescia; Enel-D: Enel Distribuzione.

mono-h: monoraria.

Note: tutti i prezzi sono al netto degli oneri di sistema e delle imposte; le opzioni Ouv1 gas e Ouv2 gas di Asm Brescia sono riservate ai clienti che rinunciano alla fornitura di gas per il riscaldamento dell'acqua e per uso di cucina.

Fonte: simulazione su opzioni tariffarie delle aziende, disponibili sul sito: www.autorita.energia.it, ottobre 2004.

consumi mensili; le opzioni delle aziende sono infatti particolarmente vantaggiose rispetto alla D3 in corrispondenza di bassi consumi¹⁸. Un discorso a parte merita l'opzione Ouv2-gas di Asm Brescia che, pur garantendo i prezzi più bassi per tutti i livelli di consumo, non è accessibile a tutti i clienti, essendo riservata alle utenze che rinunciano alla fornitura di gas per il riscaldamento dell'acqua e per gli usi di cucina: questa condizione fa sì che i consumi elettrici di queste utenze, a parità di altre condizioni, siano più alti della media, per cui il confronto dei prezzi con altre opzioni e livelli analoghi di consumo risulta falsato¹⁹. Fra le biorarie, l'opzione di Milano è la più vantaggiosa per tutte le fasce di consumo, mentre i prezzi più alti sono quelli di Brescia e Torino, anche se lo scarto è modesto (nell'ordine di 1-3 €/mese). Per le stagionali, si osserva che l'opzione dell'Aem Torino offre costantemente condizioni più vantaggiose di quelle dell'Asm Brescia, per tutte le fasce di consumo, con uno scarto minimo di oltre 3 €/mese (per consumi di 225 kWh/mese), mentre nelle altre fasce di consumo si arriva a circa 5 €/mese.

Per i contratti da 3 kW di potenza (Tav. 7.9-B), le aziende di Torino e Brescia offrono un'opzione ulteriore monoraria, mentre quella di Milano e Enel offrono una bioraria. Fra le monorarie, l'opzione Ouv1-gas di Asm Brescia, riservata a chi rinuncia al gas, è anche in questo caso la più vantaggiosa per fascia di consumo, anche se il confronto è falsato in quanto valgono le stesse considerazioni avanzate sopra per la Ouv2-gas. Si può invece osservare che l'opzione D2 dell'Autorità è appena più onerosa di quella di Torino solo per i più alti consumi, mentre per le tre fasce di consumo inferiori è progressivamente e fortemente vantaggiosa. Fra le biorarie, l'opzione SP-UD2 di Aem Milano è più vantaggiosa di quella UD6 dell'Enel per tutte le fasce di consumo, anche se lo scarto è praticamente irrilevante.

Per i contratti con 6 kW di potenza impegnata (Tav. 7.9-C) l'azienda torinese offre un'opzione ulteriore

monoraria – con prezzi sempre superiori a quelli della D3, soprattutto per i livelli bassi di consumo² – e una bioraria; opzioni biorarie sono offerte anche da Enel, Asm Brescia e Aem Milano. Fra le biorarie, l'Asm Brescia offre per tutte le fasce di consumo le condizioni più onerose, seguita nell'ordine dall'Aem Torino, dall'Enel e da Aem Milano.

In sintesi, fra le opzioni monorarie, le tariffe dell'Autorità sono vantaggiose per contratti da 3 kW e 6 kW di potenza impegnata, mentre sono mediamente più onerose per quelli con potenza pari a 4,5 kW: per quest'ultima tipologia di utenza non si riscontra un'opzione univocamente più vantaggiosa delle altre in quanto per diverse fasce di consumo varia anche la convenienza delle distinte possibilità. Fra le biorarie, sia per 4,5 kW che per 6 kW di potenza impegnata, l'opzione offerta da Aem Milano è la più vantaggiosa, seguita nell'ordine da quelle di Enel, Aem Torino e Asm Brescia, anche se lo scarto è più significativo per i 6 kW che per i 4,5 kW; per contratti da 3 kW, invece, l'opzione Aem Milano è solo lievemente più vantaggiosa di quella Enel. Fra le stagionali, l'opzione torinese è sempre più vantaggiosa della bresciana. Si può infine concludere l'analisi sottolineando che un'ipotetica famiglia romana - fornita dall'Acea con un contratto da 4,5 kW e che consumi 3.480 kWh/anno (290 kWh/mese) di energia per uso illuminazione/climatizzazione - applicando l'opzione D3 dell'Autorità per l'energia si troverebbe a pagare complessivamente 681,71 Euro all'anno, comprensivi di imposte, accise e oneri di sistema.

7.2.2 Confronti internazionali

Per concludere il quadro delle tariffe elettriche offerte alle utenze domestiche, si possono confrontare i prezzi medi del kWh registrati in vari paesi europei per fasce di consumo (Tav. 7.10).

I prezzi del kWh praticati in Italia differiscono fortemente rispetto alla media europea in funzione

¹⁸ Per la fascia da 145 kWh mensili, il risparmio con l'opzione di Torino è di oltre 4 €, con quella di Milano è circa 6 €, con quella Enel è quasi 7 € e con quella Ouv3 di Brescia quasi 10 €.

¹⁹ I clienti che rinunciano al gas hanno minori margini di contenimento dei consumi, in quanto devono utilizzare energia elettrica per gli usi di cucina e per l'acqua calda; dunque a parità di abitudini, i consumi effettivi di queste utenze risultano maggiori; inoltre, i vantaggi economici dell'opzione per le fasce di consumo inferiore sono poco significativi.

Tav. 7.10 Utenze domestiche: prezzi medi dell'energia elettrica al netto e al lordo delle imposte per tipologia di consumo nei principali paesi europei (prezzi in centesimi di Euro per kWh a cambi correnti all'1 luglio 2003 e variazione percentuale 2003/2002)

Consumo annuo	600 kWh		1200 kWh		3500 kWh		7500 kWh	
	cEuro/kWh	Var. %						
Paesi								
Prezzi al netto delle imposte								
Francia (A)	12,6	-2,6	10,9	-2,9	8,9	-3,6	8,6	-3,7
Germania (A)	20,4	2,2	16,0	1,5	12,5	0,3	11,3	0,8
Italia (B)	7,8	5,0	8,1	4,8	14,7	3,8	14,3	3,9
Paesi Bassi	24,0	34,8	16,1	27,6	10,9	10,6	9,3	5,2
Regno Unito	15,9	-10,9	12,8	-10,0	9,0	-7,9	8,1	-8,6
Spagna	11,2	1,5	11,2	1,5	8,7	1,5	8,0	1,5
Media europea ponderata (C)	16,3	2,9	12,8	1,9	10,3	1,3	9,4	0,8
Scost. Italia (D)	-52,1	-	-36,8	-	43,3	-	51,0	-
Prezzi al lordo delle imposte								
Francia (A)	16,2	-0,5	14,0	-2,5	11,2	-3,6	10,9	-3,7
Germania (A)	26,0	3,2	20,9	2,9	16,9	2,1	15,5	2,7
Italia (B)	9,6	0,5	10,0	0,6	19,8	1,2	19,3	1,3
Paesi Bassi	20,4	4,7	18,8	6,3	17,8	2,9	17,4	2,6
Regno Unito	16,7	-10,9	13,4	-9,8	9,4	-8,0	8,5	-8,8
Svezia	30,2	23,7	20,3	23,4	13,7	22,8	12,7	22,0
Media europea ponderata (C)	20,0	2,7	16,2	1,9	13,5	1,6	12,5	1,2
Scost. Italia (D)	-52,1	-	-36,4	-	46,9	-	53,8	-

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione;

(B) Esclusi gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC, contabilizzate fra le imposte);

(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000 riferiti ai 15 paesi membri della UE e alla Norvegia;

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2004.

delle fasce di consumo, favorendo i clienti con consumi bassi e penalizzando gli alti. L'andamento crescente del prezzo medio del kWh al netto delle imposte in funzione dei consumi è una caratteristica tipicamente italiana, che non trova riscontro in nessuno degli altri paesi europei osservati; tuttavia, si può osservare che – nell'evoluzione rispetto all'anno precedente – tale progressività è contrastata da una dinamica di segno

inverso, con una crescita percentuale dei prezzi maggiore per basse fasce di consumo e minore per le alte. Quanto alla dimensione dei dati tendenziali, si osserva che l'incremento percentuale dei prezzi netti italiani nell'ultimo anno è stato piuttosto accentuato rispetto alla media europea, ma occorre sottolineare che i prezzi al lordo delle imposte segnano variazioni molto più contenute ed in linea con gli altri paesi.

7.3 La qualità erogata del servizio

La qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica viene evidenziata da due categorie di indicatori: quelli di continuità e quelli di qualità com-

merciale. La regolazione delle due categorie di indicatori è stata raccolta in un testo integrato che organizza le disposizioni dell'Autorità per l'energia

elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007²⁰.

7.3.1 Continuità della fornitura

La continuità è un'importante caratteristica che definisce lo stato fisico della rete, su cui possono verificarsi interruzioni transitorie, brevi o lunghe dell'erogazione (rispettivamente non superiori a un secondo, inferiori o superiori a tre minuti). Le interruzioni, che si verificano quando la tensione al punto di prelievo è inferiore all'1% di quella dichiarata, possono essere con preavviso o senza preavviso²¹, essendo queste ultime le più pregiudizievoli per gli utenti in generale e specialmente per le utenze industriali e per tutte quelle che attivano sistemi elettronici. I principali indicatori di continuità sono la durata complessiva di interruzione per cliente (in minuti per cliente/anno, riferita alle interruzioni lunghe) e il numero medio di interruzioni per cliente (riferito alle interruzioni lunghe, brevi e transitorie).

7.3.1.1 Indicatori di continuità per il periodo 1998-2002

Dal 1998, anno di inizio della regolazione della qualità della fornitura da parte dell'Autorità per l'energia, le aziende di distribuzione dell'energia elettrica hanno registrato le interruzioni occorse sulla rete di propria competenza, consentendo così la costruzione ed il confronto dei relativi indicatori.

Sulla base dei più recenti dati approvati e pubblicati dall'Autorità per l'energia²², è stato operato un confronto fra i livelli di continuità delle principali imprese di distribuzione locale dell'energia elettrica, fra cui l'Acea, e quelli medi del gruppo delle imprese elettriche locali italiane, riferendosi princi-

palmente alle rilevazioni delle aziende di grandi dimensioni e alle aree ad alta concentrazione²³, che meglio riflettono la situazione operativa dell'Acea nel Comune di Roma (Tav. 7.11 e Tav. 7.12).

In generale, si può osservare che gli indicatori di Acea sono in tutti i casi i peggiori registrati nel 2002, con scostamenti anche rilevanti rispetto a quelli delle altre imprese locali di grandi dimensioni. L'insoddisfacente *performance* di Acea non viene attenuata dal confronto con la media Enel, né con quella della totalità delle imprese italiane di distribuzione (locali e non, piccole, medie e grandi). Questa evidenza è aggravata dal fatto che, contrariamente a quanto osservato con riferimento all'esercizio 2001²⁴, la variazione percentuale degli indicatori rispetto all'anno precedente evidenzia un netto peggioramento, ciò che segna una battuta d'arresto nel tendenziale andamento positivo che si era registrato nel 2001 rispetto all'anno di riferimento 1998 quanto a minuti e numero di interruzioni per cliente all'anno.

7.3.1.2 Regolazione della continuità per il periodo 2004-2007

Come precedentemente accennato, le norme regolamentari sulla continuità della fornitura per il periodo dal 2004 al 2007 sono raccolte nella prima parte del citato testo integrato sulla qualità del servizio.

Confermando l'impostazione del periodo di regolazione precedente, il provvedimento è finalizzato ad assicurare la registrazione dettagliata ed omogenea delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione, per consentire la costruzione degli indici di continuità, il loro confronto e forme di regolazione comparativa con meccanismi di incentivi e penali.

Il sistema automatico di registrazione delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi o transitorie

20 Deliberazione 20 gennaio 2004, n. 5, allegato A, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

21 Che si ravvisano rispettivamente qualora gli utenti siano stati informati dell'interruzione con un anticipo superiore o inferiore a un giorno.

22 Dati sulla continuità riferiti agli anni 1998-2002, sito web: www.autorita.energia.it/lcgi-bin/sintesi_continuita.

23 Dove l'indice di concentrazione della popolazione residente è superiore a 50.000.

24 In relazione al quale si osservavano percentuali di miglioramento notevoli e superiori alla media delle imprese locali e non: cfr. *l'analisi della continuità della fornitura di energia elettrica in Relazione annuale sullo stato dei servizi pubblici locali e sull'attività svolta - 2003, Agenzia per il Controllo e la Qualità dei Servizi Pubblici Locali del Comune di Roma, 2003, pp. 117-119.*

Tav. 7.11 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 1998-2002)

Esercente	Minuti di interruzione per cliente/anno	Variazione percentuale	
	2002	2002/2001	2002/1998
Acea Roma	72,47	17,4%	-1,0%
Aem Milano	33,58	-3,8%	-14,1%
Aem Torino	26,87	-24,1%	4,5%
Agsm Verona	25,42	-1,4%	n.d.
Asm Brescia	22,90	-20,4%	46,8%
Hera Bologna	21,68	-12,4%	n.d.
Meta Modena	10,34	-35,6%	-28,8%
Imprese locali grandi*	45,17	-5,4%	-3,9%
Gruppo imprese locali	44,78	-3,1%	-4,7%
Gruppo Enel	42,61	-11,1%	-51,5%
ITALIA	43,39	-8,5%	-46,1%

* Con numero di clienti superiore a 100.000.

n.d.: il dato 1998 non è disponibile.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it/cgi-bin/sintesi_continuita, 2004.

Tav. 7.12 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 1998-2002)

Esercente	Minuti di interruzione per cliente/anno	Variazione percentuale	
	2002	2002/2001	2002/1998
Acea Roma	1,54	18,5%	-23,0%
Hera Bologna	1,21	7,1%	n.d.
Aem Torino	0,97	-23,6%	-1,0%
Asm Brescia	0,82	-21,2%	148,5%
Aem Milano	0,80	-38,0%	-32,8%
Meta Modena	0,63	-24,1%	57,5%
Agsm Verona	0,61	-15,3%	n.d.
Imprese locali grandi*	1,08	-11,5%	-21,2%
Gruppo imprese locali	1,10	-9,1%	-19,7%
Gruppo Enel	1,12	-8,9%	-31,7%
ITALIA	1,18	-8,5%	-27,6%

* Con numero di clienti superiore a 100.000.

n.d.: il dato 1998 non è disponibile.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it/cgi-bin/sintesi_continuita, 2004.

(telecontrollo o altra strumentazione equivalente) deve essere installato su tutte le linee di distribuzione in alta e media tensione, in corrispondenza degli impianti di trasformazione, smistamento e interconnessione. La precisione dettagliata delle informazioni registrate e l'accessibilità ai registri e ai tabulati è fondamentale, in quanto permette il confronto di indicatori disaggregati omogenei riferiti alle varie imprese (cfr. par. 7.3.1.1), consente la regolazione degli standard di continuità e rende possibile ed efficace il sistema di incentivi e sanzioni finalizzato ad aumentare la qualità della fornitura. Il testo integrato, infatti, individua i livelli standard degli indicatori di riferimento, differenziati secondo la concentrazione dell'utenza sul territorio, cui le imprese devono tendere. I meccanismi di incentivazione, tuttavia, sono diversi per i due indicatori.

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 D1 (durata complessiva annua delle interruzioni lunghe senza preavviso attribuibile alla responsabilità dell'esercente per cliente), per il periodo di regolazione 2004-2007, non deve superare i 25 minuti. L'Autorità entro il 31 luglio 2004 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 determinare 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.

Viceversa, il meccanismo di incentivi e penali previsto per il numero di interruzioni lunghe senza

preavviso per cliente, almeno inizialmente, è riservato ai grandi clienti. 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.

7.3.2 Qualità commerciale

La deliberazione n. 201/99 dell'Autorità per l'energia ha sostituito la precedente disciplina delle Carte dei servizi (cfr. Cap. 1) con la regolazione della qualità commerciale, basata sul confronto dei dati effettivi registrati dalle aziende con livelli di qualità specifici (che danno luogo ad indennizzi automatici a favore dei clienti in caso di mancato rispetto) oppure generici (riferiti alla qualità erogata media, calcolata sul complesso delle varie prestazioni) stabiliti periodicamente dall'Autorità per l'energia²⁵. La qualità commerciale riguarda i tempi di esecuzione di atti dovuti dall'azienda o esplicitamente richiesti dai clienti, in riferimento alla distribuzione, alla misurazione e alla vendita di energia elettrica. A dimostrazione della validità del nuovo sistema di regolazione, si osserva che il numero di indennizzi effettivamente versati ai clienti aventi diritto dal complesso delle imprese di distribuzione con più di 5.000 clienti grazie al nuovo corso è fortemente aumentato, passando dai 22 casi (su 8.418 aventi diritto) del 1999 ai 12.437 (su 25.650) del 2001.

7.3.2.1 Indicatori di qualità commerciale per il 2002

Se nel 2001 sono stati corrisposti indennizzi automatici a circa la metà dei clienti aventi diritto, il bilancio nel 2002 è ulteriormente migliorato, con

²⁵ Nel nuovo sistema, tuttavia, rimane nella facoltà delle imprese adottare standard di qualità migliorativi rispetto alla base minima garantita dall'Autorità: in questo caso, gli eventuali indennizzi automatici scattano in caso di mancato rispetto degli standard aziendali, anche se quelli dell'Autorità sono rispettati.

indennizzi effettivamente corrisposti in 52.229 casi su 61.881 situazioni di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all' esercente (circa l'84%). Nonostante il miglioramento, tuttavia, spesso le imprese non sono riuscite a rispettare il termine di tre mesi per il rimborso, incorrendo in aumenti dell'importo dovuto fino al doppio o al quintuplo. Nel 2002, le prestazioni che hanno subito il maggior numero di adempimenti fuori standard sono state la preventivazione per lavori semplici e l'attivazione della fornitura.

La Tav. 7.13 riporta un confronto fra i livelli di qualità commerciale specifici e soggetti ad indennizzo automatico per alcune delle principali imprese locali di distribuzione, selezionate per dare conto di diverse realtà dimensionali (dall'Acea, con più di un milione e mezzo di clienti, a Hera di Bologna, che nel 2002 non raggiungeva i 50.000 clienti).

Il primo rilievo generale da fare è che la pratica di adottare standard migliori di quelli stabiliti dall'Autorità non è molto diffusa: fra le imprese selezionate, solo l'Aem Torino ne ha fatto una chiara politica commerciale (anche incorrendo in qualche "fuori standard" in più)²⁶, mentre Meta Modena ha adottato uno standard migliore solo per quanto riguarda la puntualità in caso di appuntamenti personalizzati.

L'Acea, che ha adottato gli standard imposti, riporta per tutte le prestazioni un numero di fuori standard molto elevato rispetto agli altri esercenti, incorrendo in forti penalità in termini di indennizzi automatici complessivamente corrisposti. Il livello degli indennizzi pagati da Acea è sproporzionato rispetto al campione anche qualora rapportato al numero delle richieste di prestazione o a quello dei clienti: l'unica impresa che si avvicina ai livelli di Acea (senza tuttavia raggiungerli) è l'Aem Torino, l'unica che nel 2002, come si è detto, ha adottato una politica di qualità commerciale molto rigorosa. Per quanto riguarda i tempi medi effettivi delle pre-

stazioni fornite da Acea, si osserva che quelli di attivazione, disattivazione e riattivazione si pongono in posizione intermedia rispetto al campione²⁷, mentre il primato negativo rimane per la preventivazione e per l'esecuzione di lavori semplici.

Quanto agli standard generali (Tav. 7.14), nel 2002 le grandi imprese locali hanno complessivamente mostrato difficoltà a rispettare i tempi e le percentuali stabilite per le verifiche della tensione (solo l'84% sono state eseguite nei 10 giorni stabiliti, contro uno standard del 90%) e per la risposta a reclami scritti (86% in 20 giorni, contro il 90% dovuto). Anche nel caso degli standard generali, l'Aem Torino è l'unica impresa che ha adottato standard migliorativi rispetto a quelli dell'Autorità, riuscendo in molti casi ad offrire tempi medi di adempimento decisamente competitivi.

L'Acea, in particolare, ha mancato solo nel rispetto degli standard generali previsti per l'esecuzione di lavori complessi (compiuti mediamente in 53 giorni) e per la risposta a reclami scritti (12 giorni). Negli altri casi, Acea ha rispettato gli standard e offre tempi effettivi medi in linea con quelli delle altre imprese del campione.

7.3.2.2 Regolazione della qualità commerciale per il periodo 2004-2007

La regolazione della qualità commerciale per il periodo 2004-2007 è specificata nella parte II del testo integrato citato, con la finalità di tutelare i clienti attraverso livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, di vendita e di misura dell'energia elettrica e indennizzi automatici per il cliente in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità per cause imputabili all' esercente.

L'unità di misura fondamentale per la qualità commerciale è il tempo. Si tratta di stabilire i tempi massimi entro i quali il cliente può contare sul perfezionamento delle prestazioni richieste oppure

²⁶ Preventivazione ed esecuzione di lavori semplici (rispettivamente 6 e 5 giorni lavorativi, contro i 15 dell'Autorità); fascia di puntualità (2 ore contro le 3 imposte).

²⁷ A tale proposito, si sottolinea che le imprese meno grandi e più virtuose dal punto di vista degli indennizzi, presentano tuttavia tempi medi non eccellenti evidenziando un'estrema attenzione al sistema di penali introdotto dalla regolamentazione.

Tav. 7.13 Standard specifici di qualità commerciale soggetti ad indennizzo automatico e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali (dati 2002 riferiti ai clienti alimentati in bassa tensione)

Descrizione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Agsm Verona	Asm Brescia	Meta Modena	Hera Bologna	Autorità EEG
Numero clienti BT	1.512.338	837.995	550.427	155.310	115.011	112.357	48.591	
Preventivazione: SSQ*	15 gg. lav.	15 gg. lav.	6 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.
n. richieste	7.746	3.695	1.163	632	622	1.535	2.096	
n. fuori standard	1.138	0	120	26	0	2	5	
Tempo medio effettivo**	10,89	7,44	5,23	9,96	3,29	8,81	1,51	
Esecuzione: SSQ*	15 gg. lav.	15 gg. lav.	5 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.	15 gg. lav.
n. richieste	4.172	8.614	0	581	567	1.011	657	
n. fuori standard	240	1	0	1	0	3	0	
Tempo medio effettivo**	11,11	5,50	0,00	4,72	3,83	7,67	8,92	
Attivazione: SSQ*	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.
n. richieste	35.408	24.525	22.074	3.525	5.529	5.614	1.532	
n. fuori standard	729	16	240	3	0	2	0	
Tempo medio effettivo**	2,81	1,84	1,44	1,68	3,15	1,57	1,98	
Disattivazione: SSQ*	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.	5 gg. lav.
n. richieste	20.284	19.210	10.493	2.253	3.838	2.851	518	
n. fuori standard	255	9	44	5	0	2	0	
Tempo medio effettivo**	2,79	1,80	1,32	2,25	3,27	2,10	2,79	
Riattivazione: SSQ*	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.	1 g. lav.
n. richieste	13.357	3.011	1.792	324	774	426	110	
n. fuori standard	218	4	22	1	2	0	0	
Tempo medio effettivo**	0,69	0,17	0,92	0,81	0,05	0,01	1,00	
Puntualità***: SSQ*	3 ore	3 ore	2 ore	3 ore	3 ore	2 ore	3 ore	3 ore
n. richieste	3.820	16.035	402	848	694	1.484	83	
n. fuori standard	613	5	5	2	0	1	0	
Indennizzi automatici tot.: n.	2.359	34	409	13	0	10	5	
n. prestazioni richieste	84.889	75.181	36.138	8.273	12.052	12.932	5.011	
n. fuori standard	3.198	35	448	38	2	10	5	
Importo complessivo ()	122.195,29	2.427,36	38.536,00	1.755,93	0,00	619,78	180,76	
Importo medio per prestazione (cent)	143,95	3,23	106,64	21,22	0,00	4,79	3,61	
Importo medio per cliente (cent)	8,08	0,29	7,00	1,13	0,00	0,55	0,37	

* SSQ: Standard Specifico di Qualità. Lo SSQ adottato dalle aziende può essere migliorativo rispetto a quello stabilito dall'Autorità EEG; in questi casi, lo SSQ della singola azienda è evidenziato in grassetto.

** Espresso in giorni lavorativi (giorni non festivi dal lunedì al venerdì).

*** Per appuntamenti personalizzati.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it, 2004.

Tav. 7.14 Standard generali di qualità commerciale e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali (dati 2002 riferiti ai clienti alimentati in bassa tensione)

Descrizione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Agsrm Verona	Asm Brescia	Meta Modena	Hera Bologna	Autorità EEG
Numero clienti BT	1.512.338	837.995	550.427	155.310	115.011	112.357	48.591	
Preventivazione di lavori complessi: SGQ*	85% in 40 gg. lav.	85% in 40 gg. lav.	85% in 10 gg. lav.	85% in 40 gg. lav.				
n. richieste	2.467	1.089	803	83	337	158	44	
% effettiva di rispetto	92,29%	99,82%	84,94%	100,00%	100,00%	100,00%	81,40%	
Tempo medio effettivo**	20,32	21,96	8,70	19,76	4,92	17,33	31,25	
Esecuzione di lavori complessi: SGQ*	85% in 60 gg. lav.	85% in 60 gg. lav.	85% in 40 gg. lav.	85% in 60 gg. lav.				
n. richieste	1.394	627	998	87	271	129	5	
% effettiva di rispetto	75,86%	99,84%	79,25%	98,82%	99,63%	97,67%	100,00%	
Tempo medio effettivo**	53,21	10,08	33,46	21,74	10,44	18,37	0,00	
Rettifiche di fatturazione: SGQ*	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.	90% in 15 gg. lav.
n. richieste	582	247	54	83	130	12	0	
% effettiva di rispetto	98,63%	100,00%	87,04%	96,39%	100,00%	100,00%	100,00%	
Tempo medio effettivo**	1,74	7,26	9,58	4,85	3,99	2,17	0,00	
Verifica del gruppo di misura: SGQ*	90% in 10 gg. lav.	90% in 10 gg. lav.	90% in 3 gg. lav.	90% in 10 gg. lav.				
n. richieste	1.019	218	29	4	14	20	45	
% effettiva di rispetto	95,43%	100,00%	96,55%	25,00%	92,86%	100,00%	100,00%	
Tempo medio effettivo**	5,47	4,50	1,45	39,75	2,29	4,45	5,24	
Verifica della tensione: SGQ*	90% in 10 gg. lav.	90% in 10 gg. lav.	90% in 1 g. lav.	90% in 10 gg. lav.				
n. richieste	12	49	44	11	5	25	22	
% effettiva di rispetto	91,67%	100,00%	56,82%	54,55%	100,00%	100,00%	100,00%	
Tempo medio effettivo**	5,16	4,00	2,34	10,72	2,40	3,71	8,00	
Risposta a reclami scritti: SGQ*	90% in 20 gg. lav.	90% in 20 gg. lav.	90% in 10 gg. lav.	90% in 20 gg. lav.				
n. richieste	2.744	1.672	2.357	25	61	68	72	
% effettiva di rispetto	82,63%	96,35%	92,58%	80,00%	100,00%	100,00%	94,44%	
Tempo medio effettivo**	12,75	11,56	8,20	17,00	7,18	9,29	11,44	

* SSQ: Standard Specifico di Qualità. Lo SSQ adottato dalle aziende può essere migliorativo rispetto a quello stabilito dall'Autorità EEG; in questi casi, lo SSQ della singola azienda è evidenziato in grassetto.

** Espresso in giorni lavorativi (giorni non festivi dal lunedì al venerdì).

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it, 2004.

sull'indennizzo automatico stabilito²⁸. Pertanto, il criterio di base seguito nella regolazione della qualità commerciale è quello di definire esattamente il computo dei tempi e di stabilire chiaramente le responsabilità per eventuali ritardi.

Gli indicatori definiti nel documento integrato sono elencati nella Tav. 7.15. Per ognuno di questi indicatori, l'Autorità per l'energia ha stabilito i livelli standard specifici e generali di riferimento per i clienti domestici e non domestici alimentati

28 Salvo il caso in cui la responsabilità dei ritardi sia dovuta a cause di forza maggiore, a terzi o al cliente stesso.

Tav. 7.15 Indicatori di qualità commerciale per il periodo di regolazione 2004-2007 e livelli specifici di qualità riferiti ai clienti alimentati in bassa tensione

INDICATORI DI QUALITÀ COMMERCIALE PER I SERVIZI DI:		
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	MISURAZIONE	VENDITA
Tempo di preventivazione (20 gg.*) Tempo di esecuzione lavori semplici (15 gg.) Tempo di attivazione fornitura (5 gg.) Tempo di disattivazione fornitura su richiesta cliente (5 gg.) Tempo riattivazione fornitura sospesa per morosità (1 g.) Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (3 ore) Tempo di esecuzione lavori complessi (n.d.) Tempo verifica tensione su richiesta cliente (n.d.)	Tempo di ripristino fornitura per guasto (3 o 4 ore**) Tempo verifica gruppo misura su richiesta cliente (n.d.) Numero annuo letture/autoletture (n.d.)	Tempo rettifica fatturazione (90 gg. solari) Qualità servizi telefonici (n.d.)
Tempo di risposta a richiesta informazioni o reclami scritti (n.d.)		

nd: non definito. Gli indicatori per cui il livello specifico non è definito sono soggetti a controllo dei livelli generali, ma non danno luogo a indennizzi automatici a favore dei clienti;

* Il livello specifico di qualità del tempo di preventivazione è stato aumentato di 5 giorni rispetto al periodo di regolamentazione precedente;

** 3 ore per richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 8.00 alle ore 18.00; 4 ore per le altre richieste.

Tav. 7.16 Indicatori di qualità commerciale soggetti a livelli generali di qualità e soglie minime per i clienti alimentati in bassa tensione (periodo di regolazione 2004-2007)

Indicatori soggetti a livelli generali di qualità	Livello generale di qualità	Clients BT
Richieste di esecuzione lavori complessi	60 gg. lavorativi	85%
Esito verifiche del gruppo di misura su richiesta del cliente	10 gg. lavorativi	90%
Esito di verifiche della tensione di fornitura su richiesta del cliente	10 gg. lavorativi	90%
Risposte motivate a richieste di informazioni scritte o a reclami scritti	20 gg. lavorativi	90%
Numero minimo di letture annue effettive per singolo cliente	1	95%

in bassa tensione e per i clienti alimentati in media tensione. Il documento, inoltre, fissa gli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli di qualità specifici per cause imputabili all' esercente, che, per i clienti domestici in bassa tensione, sono in tutti i casi pari a 30 Euro²⁹.

Gli indicatori soggetti ai livelli generali di qualità

non determinano il diritto agli indennizzi automatici: in questo caso, la ratio del provvedimento è far sì che l' esercente rispetti gli standard per percentuali elevate della casistica (Tav. 7.16).

Fra i vari indicatori, si segnalano i nuovi indicatori sui tempi di risposta telefonica da parte del *contact center* dell' esercente. In particolare, la qualità dei

²⁹ Gli indennizzi automatici devono essere corrisposti mediante detrazione dall'importo dovuto dal cliente nella prima bolletta utile e eventualmente nelle successive fino ad esaurimento del credito e comunque entro 90 giorni dal mancato rispetto dei livelli di qualità standard. Se per la corresponsione dell'indennizzo viene superato il termine di 90 giorni, l'importo dovuto dall'impresa raddoppia e, se viene superata la soglia ulteriore di 180 giorni, l'importo dovrà essere corrisposto quintuplicato.

servizi telefonici viene misurata registrando i tempi necessari a mettere in contatto i clienti che lo richiedono con l'operatore (tempo medio di attesa telefonica), ma anche registrando i tempi di attesa delle chiamate interrotte per rinuncia del cliente prima che l'operatore richiesto intervenga (tempo medio di rinuncia). I due indicatori, che vengono calcolati come medie mensili e comunicati semestralmente all'Autorità per l'energia, danno una risposta concreta alla manifesta insoddisfazione della clientela su questo specifico punto, insoddi-

sfazione chiaramente espressa anche dai cittadini romani in occasione della Terza indagine sulla qualità dei servizi pubblici locali del Comune di Roma. Tuttavia, pur individuando il problema, la regolazione per il quadriennio 2004-2007 non introduce ancora livelli standard di qualità telefonica. Su richiesta dei clienti del mercato libero, infine, possono essere stretti contratti bilaterali che prevedono condizioni individuali di qualità commerciale e di indennizzo più stringenti rispetto ai livelli standard.

7.4 L'accessibilità commerciale del servizio: il *contact center* Acea per la distribuzione elettrica

Lo studio delle modalità con le quali l'azienda rende disponibili ai cittadini le informazioni sul servizio erogato rappresenta un importante strumento per poter valutare una delle componenti che qualificano l'accessibilità al servizio stesso. In questo contesto, come già accennato nel paragrafo 1.3.2, l'Agenzia ha effettuato un'analisi, svolta nei mesi di settembre-novembre 2003, sullo stato dell'arte dei *contact center* (sportelli virtuali) delle aziende del gruppo Comune di Roma. Per quanto riguarda l'energia elettrica, si è esaminato il servizio di informazioni commerciali gestito dal *contact center* dell'Acea attraverso il proprio numero verde (800.130.330). Le Tav. 7.17 e 7.18 riportano le sintesi dei giudizi quali-quantitativi (valori) così come sono emersi nelle due fasi in cui è stato suddiviso il lavoro: "fase A", analisi dei livelli di servizio quali-quantitativi effettuata attraverso il "mystery call"; "fase B", analisi dei

processi operativi di supporto al *contact center*, realizzata tramite incontri presso la sede aziendale. Per la descrizione dei singoli aspetti, per la metodologia e per la simbologia utilizzata si rimanda ancora una volta al paragrafo 1.3.2.

Per quanto concerne l'analisi dei livelli di servizio quali-quantitativi, la sintesi dei risultati evidenzia un livello di qualità non sufficientemente adeguato nella gestione dei flussi telefonici: elementi di indubbia criticità sono rappresentati sia dal valore degli esiti positivi di contatto (60% a fronte di uno standard tendenziale pari al 100%) che dai tempi di attesa (ad esempio solo nel 19% dei casi i tempi di attesa per la formulazione della prima domanda all'operatore non hanno superato un minuto a fronte di uno standard tendenziale pari al 100%), i cui bassi livelli determinano una significativa barriera all'accesso del servizio. Una volta che si sia superata la soglia si evidenzia una buona qualità delle risposte fornite.

Tav. 7.17 Risultati dell'analisi dei livelli di servizio quantitativi e qualitativi del *contact center* per la distribuzione di energia elettrica

FASE A - ANALISI DEI LIVELLI DI SERVIZIO QUANTITATIVI E QUALITATIVI							
A.1. Accessibilità al Contact Center			A.2. Qualità del contatto con gli utenti		A.3. Qualità delle risposte		
1.Reperibilità	2.Costo e trasparenza	3.Accesso alle informazioni	4.Tempi di attesa	1.Apertura chiamata	2.Chiusura chiamata	1.Qualità dell'interazione	2.Qualità delle informazioni fornite
100	75	68	40	66	40	91	92
54/100 (□-)			56/100 (□-)		91/100 (+)		

Tav. 7.18 Risultati dell'analisi dei processi operativi di supporto al contact center per la distribuzione di energia elettrica

FASE B - ANALISI DEI PROCESSI OPERATIVI DI SUPPORTO AL CONTACT CENTER										
B.1. Tecnologia		B.2. Organizzazione				B.3. Copertura del servizio			B.4. Verifica della qualità	
1. Infrastruttura tecnologica	2. Canale di contatto	1. Responsabilità	2. Supervisione	3. Formazione operatori	4. Procedure	1. Presidio giornaliero	2. Presidio settimanale	3. Flessibilità nella gestione dei picchi/eventi straordinari	1. Controllo qualità del contatto telefonico	2. Verifica livelli di servizio
50	100	100	100	50	50	50	50	0	0	50
63/100 (□)		75/100 (□)				35/100 (-)			33/100 (-)	

La qualità del contatto con gli utenti sia in fase di apertura che di chiusura della chiamata appare soddisfare solo in parte lo standard di servizio, in particolare per ciò che concerne la chiusura, dove si segnalano l'assenza di identificazione degli operatori e l'identificazione dell'ente solo nel 4% dei casi (standard tendenziali per entrambi pari al 100%). Con riferimento all'analisi dei processi operativi di supporto al *contact center*, tali caratteristiche si possono definire parzialmente soddisfacenti riguardo all'organizzazione e alla tecnologia utilizzata. Evidenti margini per un miglioramento

sembrano esserci per l'aspetto relativo alla verifica della qualità dei livelli di servizio quantitativi e qualitativi e della copertura del servizio che risente di un dimensionamento non adeguato ai flussi telefonici.

L'intero processo operativo è attualmente oggetto di riorganizzazione. Acea ha dedicato un gruppo di lavoro, coordinato da un esperto, all'analisi delle esigenze interne e alla progettazione di un *contact center* in grado di ottimizzare le risorse coinvolte e gestire i contatti con gli utenti con elevati livelli di *performance*.

7.5 Gli investimenti di Acea sulla rete di distribuzione elettrica romana

Il piano in questione è il primo a prendere in considerazione l'intera rete di distribuzione elettrica della città di Roma, dopo l'acquisizione da parte di Acea della porzione di rete precedentemente posseduta e gestita dall'Enel (1 luglio 2001).

Nel piano delle previsioni di investimento sono evidenziati quali obiettivi prioritari:

- la connessione di tutti i nuovi clienti che ne facciano richiesta;
- l'adeguamento delle reti al carico crescente (per nuovi clienti e per aumento dei consumi);
- il rinnovo degli impianti in linea con i piani regolatori elettrici;
- l'estensione del telecontrollo alla rete MT;
- l'introduzione di un nuovo sistema informativo delle reti basato sulla cartografia numerica.

Nel comparto AT, il piano prevede la realizzazione di tre nuovi collegamenti a 150 kV, di cui il più rilevante è il completamento della linea Forte Antenne – Quirinale, in cavi sotterranei, che consente l'avvio dell'esercizio delle cabine primarie Forte Antenne, Quirinale ed Esquilino (già funzionanti a 60 kV) per il servizio al Centro storico. Il piano prevede, quindi, la costruzione delle due nuove linee a 150 kV Roma Est – Aniene e Lido – Roma Sud, importante quest'ultima per il servizio sul litorale, attualmente collegato solo mediante una linea a 60 kV con limitata capacità di trasporto. I lavori previsti sono orientati anche a sopprimere o sostituire linee a 60 kV obsolete e non più in grado di fornire un servizio di buona qualità. È prevista anche la realizzazione di tre nuove cabi-

Tav. 7.17 Piano di investimenti 2003-2006 Acea sulla rete di distribuzione romana

	2003	2004	2005	2006
Milioni di euro	77,9	81,5	83,7	87,3

ne primarie a Primavalle, Parco dei Medici e Fiera di Roma (questa per alimentare il nuovo complesso fieristico in località Ponte Galeria), oltre alla ristrutturazione di tre cabine funzionanti attualmente a 60 kV (Casaletto, Castro Pretorio e Lido Vecchio).

Gli ampliamenti della rete MT/BT sono determinati direttamente dalla richiesta di nuovi allacci da parte dei clienti e nel piano sono stimati in base ai dati storici riferiti ai trenta mesi precedenti. Viceversa, i rinnovamenti (sostituzione di componenti obsoleti) sono individuati in coerenza con il piano regolatore elettrico (per le reti MT) e in base alla vetustà dei componenti stessi e della loro adeguatezza rispetto all'andamento crescente dei consumi elettrici.

Per quanto riguarda le cabine secondarie, gli investimenti sono orientati ad estendere il telecontrollo della rete MT, con l'obiettivo specifico di conseguire una consistente riduzione delle interruzioni lunghe senza preavviso, per rientrare negli standard di qualità dell'Autorità per l'energia, così da conseguire il riconoscimento dei costi da sostenere per il miglioramento delle reti. Sono previsti inoltre l'ordinario rinnovamento delle cabine e la ricostruzione di quelle più vecchie.

Tutti questi interventi, e in particolare il telecontrollo delle cabine secondarie, sono finalizzati a migliorare le performance di Acea in termini di qualità della fornitura e continuità del servizio.