

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

cedure concorsuali per aree territoriali dopo una fase transitoria in cui la continuità della fornitura è stata garantita dalle imprese distributrici o da società di vendita a queste collegate. Diversamente dalla maggior tutela, le condizioni economiche della salvaguardia sono fissate dall'esercente in modo da riflettere i costi sostenuti per l'erogazione del servizio; le relative offerte commerciali proposte ai clienti finali devono essere trasparenti e non discriminatorie.

Nel secondo semestre 2007 il servizio di salvaguardia ha interessato più di 140.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 9,5 TWh. Di questi, circa due terzi si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media

tensione (Tav. 2.26). Più della metà delle vendite totali in salvaguardia cadono nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 100 e 20.000 MWh annui (Tav. 2.27).

In termini di consumo medio annuo le regioni Lombardia e Campania hanno registrato nel periodo luglio-dicembre 2007 scostamenti superiori del 40% rispetto alla media nazionale, pari a circa 57 MWh/a, mentre per Liguria, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia i livelli di consumo sono stati mediamente inferiori del 25% al valore medio nazionale.

Nel periodo transitorio gli esercenti il servizio di salvaguardia sono stati un centinaio di cui circa una settantina hanno servito effettivamente clienti ammessi a questo regime. Enel Distribuzione, in particolare, ha coperto circa il 90% delle vendite totali.

TAV. 2.26

Servizio di salvaguardia  
per tipologia di cliente  
Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
<b>BT</b>	<b>1.882</b>	<b>126.507</b>
Illuminazione pubblica	520	28.072
Altri usi	1.290	95.562
Regimi tariffari speciali	72	2.873
<b>MT</b>	<b>5.103</b>	<b>15.710</b>
Illuminazione pubblica	35	141
Altri usi	4.996	15.476
Regimi tariffari speciali	71	93
<b>AT e AAT</b>	<b>2.513</b>	<b>56</b>
Altri usi	99	54
Regimi tariffari speciali	2.414	2
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>9.497</b>	<b>142.274</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.27

Servizio di salvaguardia  
per classe di consumo  
Luglio-Dicembre 2007

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO <sup>(A)</sup>
< 20 MWh/anno	616	100.501
20-50 MWh/anno	749	24.536
50-100 MWh/anno	502	7.302
100-500 MWh/anno	1.644	7.281
500-2.000 MWh/anno	2.063	2.281
2.000-20.000 MWh/anno	1.435	369
20.000-50.000 MWh/anno	56	2
50.000-70.000 MWh/anno	33	1
70.000-150.000 MWh/anno	19	0
> 150.000 MWh/anno	2.380	1
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>9.497</b>	<b>142.274</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

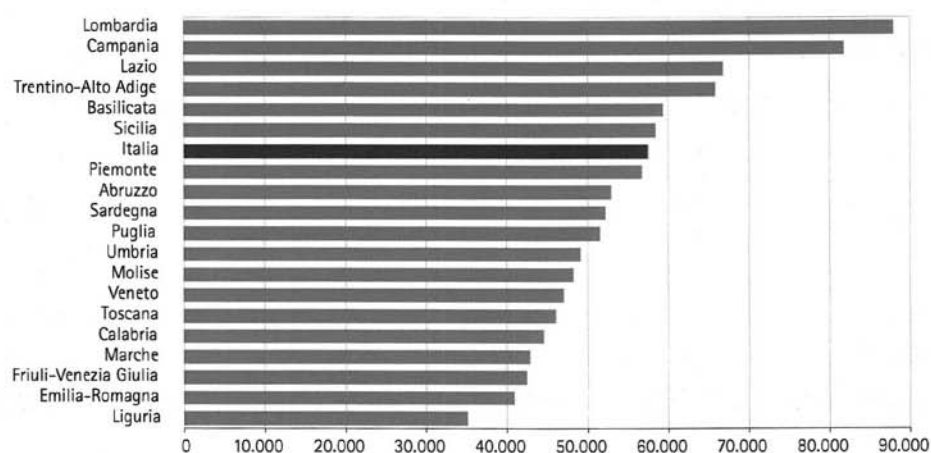


FIG. 2.36

Consumo medio annuo della clientela in regime di salvaguardia (esclusi illuminazione pubblica e regimi tariffari speciali) per regione

kWh/a; luglio-dicembre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

REGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Distribuzione	8.418	88,6%
AceaElectrabel Elettricità	326	3,4%
Aem Distribuzione Energia Elettrica	282	3,0%
Iride Mercato	103	1,1%
Trenta	76	0,8%
Hera Comm socio unico Hera	49	0,5%
Azienda Energetica - Etschwerke AG	31	0,3%
Acegas-APS Service	27	0,3%
Altri esercenti	185	1,9%
<b>Totale esercenti servizio salvaguardia</b>	<b>9.497</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.28

Principali esercenti il servizio di salvaguardia

Luglio-Dicembre 2007

# Prezzi e tariffe

## Tariffe per l'uso delle infrastrutture

In esito al processo di revisione della regolazione tariffaria del settore elettrico per il periodo 2008-2011, conclusosi con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348, la tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2008 ha subito complessivamente una riduzione rispetto all'anno 2007 pari all'11,1%, passando da 2,420 c€/kWh a 2,152 c€/kWh. La variazione più consistente, relativa al servizio di distribuzione, è in parte rilevante collegata al venir meno del ruolo (e dunque del riconoscimento di costo) del distributore quale interfaccia con i clienti finali in bassa tensione, in conseguenza del completamento del processo di liberalizzazione del settore elettrico che ha assegnato tale ruolo alle società di vendita.

Nella tavola 2.29 sono evidenziate le variazioni 2008-2007 della tariffa media considerando separatamente le suddette attività.

Occorre inoltre evidenziare che i costi relativi all'attività di commercializzazione della vendita (che fino a luglio 2007 venivano remunerati tramite la componente tariffaria COV), non sono più oggetto di regolazione nell'ambito della definizione delle tariffe a copertura dei costi legati alle infrastrutture di rete, ma rientrano dal secondo semestre dell'anno 2007 nella regolazione del servizio di vendita dell'energia elettrica disciplinata dall'Allegato A alla delibera n. 156/07, come successivamente modificato e integrato.

Le tavole 2.30 e 2.31 illustrano le variazioni intercorse tra l'anno 2007 e l'anno 2008 delle tariffe medie relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, dettagliate per tipologia contrattuale.

Rispetto al precedente periodo di regolazione l'Autorità, con la delibera n. 348/07, ha introdotto un'apposita tipologia di con-

TAV. 2.29

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura  
c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Anno 2007	0,350	1,780	0,290	2,420
Differenza 2008-2007	-0,005	-0,246	-0,017	-0,268
Variazione % 2008-2007	-1,4%	-13,8%	-5,9%	-11,1%

TAV. 2.30

Servizio di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente  
c€/kWh

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	3,850	3,417	-0,433
BT illuminazione pubblica	1,820	1,706	-0,114
BT altri usi	3,190	2,726	-0,464
MT illuminazione pubblica	1,120	1,072	-0,048
MT altri usi	1,310	1,133	-0,177
AT	0,450	0,446	-0,004
AAT > 220 kV	0,450	0,405	-0,045

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	0,840	0,926	0,086
BT illuminazione pubblica	0,110	0,065	-0,045
BT altri usi	0,340	0,287	-0,053
MT illuminazione pubblica	0,060	0,061	0,001
MT altri usi	0,060	0,029	-0,031
AT	0,050	0,005	-0,045
AAT > 220 kV	0,050	0,001	-0,049

TAV. 2.31

Servizio di misura:  
tariffe per tipologia  
di cliente  
€/kWh

tratto per le utenze connesse in altissima tensione (utenze caratterizzate da una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV), per le quali è stato previsto un corrispettivo a copertura dei costi di distribuzione ridotto rispetto a quello applicato alle altre utenze in alta tensione.

Con riferimento ai corrispettivi di misura, anche in esito alle osservazioni formulate dagli operatori del settore durante il pro-

cesso di consultazione che ha preceduto la delibera n. 348/07, l'Autorità ha provveduto inoltre a ridefinire l'allocazione dei costi relativi al servizio di misura tra le tipologie contrattuali in modo da determinare strutture tariffarie maggiormente *cost effective* rispetto a quelle in vigore nel secondo periodo regolatorio. Tale intervento spiega il diverso impatto tra le diverse tipologie di clientela della manovra tariffaria decisa dall'Autorità.

## Prezzi del mercato libero

Nel 2007, sulla base dei dati rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 74 €/MWh. Tale prezzo è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a

copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura, mentre include il costo del servizio di commercializzazione della vendita. Nella tavola 2.32 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione mentre nella tavola 2.33 è rappresentata la ripartizione per classi di consumo.

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	80,50	36.949
MT	75,76	97.603
AT e AAT	65,78	47.126
<b>Totale</b>	<b>74,14</b>	<b>181.678</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

TAV. 2.32

Prezzi medi finali  
dell'energia elettrica  
sul mercato libero per  
livello di tensione  
Anno 2007

## TAV. 2.33

Prezzi medi finali  
dell'energia elettrica  
sul mercato libero per  
classe di consumo

Anno 2007

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh/anno	81,83	5.478
20-50 MWh/anno	80,90	6.766
50-100 MWh/anno	80,55	6.677
100-500 MWh/anno	80,53	23.280
500-2.000 MWh/anno	79,24	26.121
2.000-20.000 MWh/anno	74,66	53.577
20.000-50.000 MWh/anno	69,62	17.388
50.000-70.000 MWh/anno	68,43	4.951
70.000-150.000 MWh/anno	65,89	12.226
> 150.000 MWh/anno	64,90	25.215
<b>Totale</b>	<b>74,14</b>	<b>181.678</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

## Prezzi del mercato vincolato – Condizioni economiche di fornitura

### Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Per il periodo compreso tra l'1 aprile 2004, data dell'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, e il 30 giugno 2007, all'Acquirente Unico è stato affidato il compito di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003. Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, l'Acquirente Unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano nel servizio di maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, per il quale l'Acquirente Unico ha svolto in via transitoria la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica limitatamente al periodo compreso tra i mesi di luglio e ottobre 2007. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attri-

buite, l'Acquirente Unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento a cui può ricorrere.

La tavola 2.34 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2007. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 13% del suo fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sul mercato del giorno prima, il 53% di tali acquisiti è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla delibera del CIP6 (capacità produttiva CIP6).

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori superiori a quelli del 2006 e corrispondenti a circa l'1,6% del fabbisogno. Nella tavola 2.35 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	5.218	3.788	7.197	16.203
di cui				
importazioni annuali	1.030	690	1.275	2.995
importazioni pluriennali	1.658	1.224	2.348	5.231
altri contratti di importazione	3	2	3	8
DL n. 387/03	1.959	1.427	2.712	6.098
contratti bilaterali	567	444	859	1.871
Mercato del giorno prima	43.591	28.371	34.572	106.534
di cui				
contratti differenziali	20.867	11.101	10.959	42.927
CIP6	4.428	3.254	6.236	13.918
acquisti a PUN	18.296	14.016	17.376	49.688
Sbilanciamento Unità di consumo <sup>(A)</sup>	406	962	610	1.977
<b>TOTALE</b>	<b>49.214</b>	<b>33.121</b>	<b>42.379</b>	<b>124.714</b>

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera n. 111/06 e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

## TAV. 2.34

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2007

GWh

## TAV. 2.35

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2007

INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO GENNAIO-DICEMBRE 2007				
CIP6	9%	10%	15%	11%
Contratti bilaterali	1%	1%	2%	2%
Importazioni	5%	6%	9%	7%
Differenziali	42%	34%	26%	34%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Con riferimento al 2008<sup>7</sup>, in applicazione della delibera n. 280/07, è venuto meno l'apporto dell'energia elettrica cosiddetta "DL n. 387/03"<sup>8</sup>. Complessivamente l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa l'81% del fabbisogno dell'Acquirente Unico, ma rispetto all'anno 2007 sono sensibilmente diminuiti i contratti differenziali a copertura del rischio della volatilità dei prezzi di borsa. Ciò è dovuto principalmente al venir meno dei cosiddetti contratti differenziali "a una via", giunti a termine nel 2007, e a una minore sottoscrizione di altri contratti differenziali di durata annuale. La quota del portafoglio dell'Acquirente Unico coperta con contratti differenziali contro il rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima prevista per l'anno 2008 fa riferimento:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 (contratti differenziali 2008);
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2008 stipulato tra l'Acquirente Unico ed Enel Produzione Spa.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2008, l'Acquirente Unico ha bandito due aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.36, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e le loro rispettive durate. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2008 è prevista collocarsi intorno al 2% del fabbisogno.

<sup>7</sup> I dati relativi all'anno 2008 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2008.

<sup>8</sup> Si tratta della quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili che doveva essere obbligatoriamente immessa in rete da produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, secondo quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.36

**Quantità assegnate  
in ogni singola asta:  
contratti differenziali  
2008**

DATA	MW	PRODOTTO	DURATA	
3 gennaio 2008	55	<i>baseload</i>	1 gennaio – 31 dicembre 2008	
	150		1-29 febbraio 2008	
	140		1-31 marzo 2008	
	150		1-30 aprile 2008	
	140		1-31 maggio 2008	
	150		1-30 giugno 2008	
	80	<i>baseload</i>	1-31 luglio 2008	
	120		1-31 agosto 2008	
	130		1-30 settembre 2008	
	90		1-31 ottobre 2008	
	130		1-30 novembre 2008	
	30 gennaio 2008	120		1-31 dicembre 2008
		150		1-29 febbraio 2008
		150		1-31 marzo 2008
150			1-30 aprile 2008	
140			1-31 maggio 2008	
130			1-30 giugno 2008	
80		<i>peakload</i>	1-31 luglio 2008	
150			1-31 agosto 2008	
150			1-30 settembre 2008	
120			1-31 ottobre 2008	
110			1-30 novembre 2008	
150			1-31 dicembre 2008	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* pari a una componente di prezzo, risultante dal processo di assegnazione, indicizzata al prezzo del petrolio di qualità Brent nei diversi mesi di validità del contratto. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il prezzo *strike* dei contratti, devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Infine, l'Acquirente Unico ha stipulato con Enel Produzione un contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2008. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione si impegna:

- a pagare all'Acquirente Unico se positiva, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata;
- a ricevere dall'Acquirente Unico se negativa, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata.

Il prezzo di mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi del MGP nelle zone componenti la Macrozona Sud. La quantità aggiudicata all'Acquirente Unico in esito alla procedura di assegnazione e i relativi prodotti sono riportati nella tavola 2.37.

TAV. 2.37

**Quantità assegnate:  
capacità produttiva  
virtuale (VPP) 2008**

PRODOTTO	MW
<i>baseload</i>	150
<i>onpeak</i>	100
<i>offpeak</i>	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Per l'anno 2008 l'Acquirente Unico ha inoltre bandito tre aste per la stipula di contratti bilaterali fisici di tipo *baseload*. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.38.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 19 settembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso con opzione di indicizzazione al prezzo del Brent, l'asta del 12 dicembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso, l'asta del 20 dicembre 2007, infine, prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent.

Infine, per quanto attiene i contratti di importazione annuale, l'Acquirente Unico ha bandito aste di importazione dalla Svizzera: la potenza assegnata singolarmente in ogni asta è

riportata nella tavola 2.39, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e la loro rispettiva durata.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono:

- 175 MW di prodotto *baseload* nel mese di marzo;
- 150 MW di prodotto *peakload* nel periodo aprile-dicembre 2008;

relativi a due contratti di importazione dalla Svizzera sottoscritti dall'Acquirente Unico.

Infine, la tavola 2.40 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2008.

	MW
Asta del 19 settembre 2007	580
Asta del 12 dicembre 2007	367
Asta del 20 dicembre 2007	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.38

**Quantità assegnate:  
contratti bilaterali 2008**

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Asta annuale	312	<i>baseload</i>	1 gennaio - 31 dicembre 2008
	547	<i>baseload</i>	1-29 febbraio 2008
Aste mensili	337	<i>peakload</i>	1-29 febbraio 2008
	400	<i>baseload</i>	1-31 marzo 2008
	200	<i>peakload</i>	1-31 marzo 2008
	675	<i>baseload</i>	1-30 aprile 2008
	125	<i>peakload</i>	1-30 aprile 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.39

**Quantità assegnate:  
contratti di importazione  
dalla Svizzera 2008**

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.40

Approvvigionamenti  
dell'Acquirente Unico  
previsti per l'anno 2008

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2008 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 20% del totale della capacità di importazione	4.178	4,3	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.270	5,5	68 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 329/07)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008	8.576	8,9	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima) di cui	La quota rimanente per soddisfare la domanda del cliente finale	78.418	81,3	Prezzo unico nazionale
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 25% delle bande CIP6 assegnate	9.771	10,1	68 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 novembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 331/07)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 e la potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	4.085	4,2	Prezzi strike fissi o indicizzati a seconda dei contratti, funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
<b>TOTALE FABBISOGNO</b>		<b>96.442</b>	<b>100,0</b>	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

## Energia elettrica e inflazione

Dopo due anni di costante, ma relativamente moderata, crescita, le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno ripreso un trend di ripida ascesa per tutto il 2007. A fronte di questi andamenti internazionali, la dinamica della tariffa elet-

trica ha registrato un andamento in salita per tutto il 2006, di rientro nella prima metà del 2007 e di nuova risalita a partire dall'autunno dello stesso anno.

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività<sup>9</sup>, ha registrato, infat-

<sup>9</sup> Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi, pari all'1,1% nel 2006, è salito all'1,4% nel 2007 ed è tornato all'1,2% nel 2008.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

MESI	2006				2007			
	PREZZO NOMINALE	VAR% 2006-2005	PREZZO REALE <sup>A)</sup>	VAR% 2006-2005	PREZZO NOMINALE	VAR% 2007-2006	PREZZO REALE <sup>A)</sup>	VAR% 2007-2006
Gennaio	108,8	7,7	85,0	5,4	121,5	11,7	93,4	9,9
Febbraio	108,8	7,7	84,8	5,5	121,5	11,7	93,1	9,8
Marzo	108,8	7,7	84,7	5,4	121,5	11,7	93,0	9,9
Aprile	114,3	11,4	88,6	9,1	121,0	5,9	92,4	4,3
Maggio	114,3	11,4	88,5	9,1	121,0	5,9	92,2	4,2
Giugno	114,3	11,4	88,3	9,1	121,0	5,9	92,0	4,2
Luglio	120,2	16,9	92,7	14,6	121,2	0,8	91,9	-0,8
Agosto	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Settembre	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Ottobre	121,8	14,0	93,9	12,1	123,7	1,6	93,4	-0,6
Novembre	121,8	14,0	93,8	12,0	123,7	1,6	93,0	-0,8
Dicembre	121,8	14,0	93,7	12,0	123,7	1,6	92,7	-1,0
Media annua	116,3	12,6	89,9	10,3	121,9	4,8	92,6	2,9

A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

TAV. 2.41

Indici mensili Istat  
dei prezzi dell'energia  
elettrica

Numeri indice 1995 = 100  
e variazioni percentuali

ti, aumenti via via più consistenti nel corso del 2006, ma nella prima metà del 2007 è tornato a ridursi.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.41, è possibile osservare che per tutto il 2006, l'energia ha registrato incrementi congiunturali consistenti (1,9% in gennaio, due aumenti del 5% circa, in aprile e in luglio e un rialzo più contenuto, pari all'1,3%, in ottobre). In estate il tasso tendenziale (che indica l'incremento del prezzo rispetto all'anno precedente) ha toccato un punto di massimo, pari al 17%. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6%. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, in termini reali il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 10,3%.

Il 2007 si è aperto con una discesa dello 0,2%, seguita da una diminuzione dello 0,4%, in aprile e da un incremento contenuto, pari allo 0,2%, in luglio. L'aumento del 2,1% registrato in ottobre ha fatto invertire l'andamento del tasso tendenziale che, in marcata discesa dall'inizio dell'anno, è tornato a salire nell'ultimo trimestre. Dal 17% del settembre 2006, infatti, il tasso tendenziale del prezzo dell'energia elettrica è sceso sino allo 0,8% in luglio per poi toccare l'1,6% nel dicembre 2007. In ragione d'anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007, mentre il tasso di inflazione generale si è fermato all'1,8%. Valutato in termini reali, quindi, il prezzo dell'elettricità per le famiglie è aumentato del 2,9%.

Il buon andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel 2007 si può osservare anche nel confronto con i principali

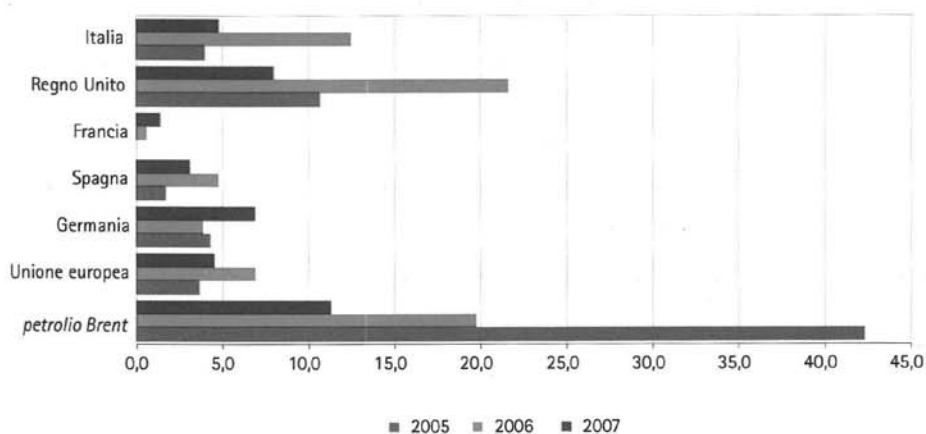
paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.37).

Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 40% (riprodotta per memoria nel grafico), era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%), nel 2006, con una risalita del 12,5%, la performance del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Con un aumento del prezzo del petrolio Brent del 20%, nella media dei paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo della metà, cioè del 6,8%. Nel 2007 il prezzo italiano ha evidenziato invece una variazione perfettamente in linea con i paesi europei: il 4,8% della crescita italiana si confronta infatti con il 4,6% della media dell'Unione europea (a 27 paesi). La crescita del prezzo italiano è risultata assai più contenuta di quella del Regno Unito (8%) e della Germania (6,9%), ma più elevata di quella della Spagna (3,1%) e della Francia (1,4%). Come già sottolineato nelle *Relazioni Annuali* degli scorsi anni, lo spettro degli aumenti del prezzo dell'energia elettrica per i paesi considerati riflette l'importanza della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi paesi. In periodi di marcati aumenti delle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili fossili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

FIG. 2.37

**Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei**

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

**Tariffa elettrica media nazionale e condizioni economiche per il servizio di maggior tutela**

La serie storica della tariffa elettrica media nazionale dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del segmento della vendita ai clienti finali, presenta una soluzione di continuità. Su base omogenea, a partire dal terzo trimestre 2007, è possibile confrontare con il passato solo le componenti relative alla copertura dei costi di trasporto e di misura e gli oneri generali di sistema (Fig. 2.38). Dal terzo trimestre 2007, pertanto, alla serie storica della tariffa media nazionale si affianca la nuova serie storica relativa alle condizioni economiche medie per le classi di clienti rien-

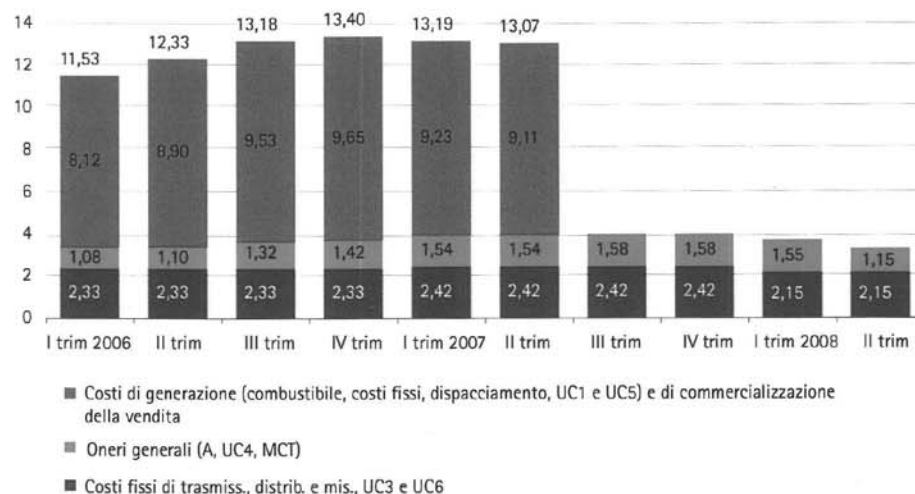
tranti nel regime di maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese). Questa nuova serie comprende anche le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica che non sono tuttavia confrontabili con le analoghe componenti della tariffa media nazionale per il mercato vincolato relative al periodo aprile 2004 – luglio 2007.

Per finalità statistiche l'Autorità ha provveduto a calcolare le condizioni economiche medie di maggior tutela dal primo trimestre 2006, al fine di evidenziarne l'andamento temporale, ipotizzando che anche nel passato fosse esistito un regime di maggior tutela anziché il mercato vincolato. Nella figura 2.39 l'andamento della tariffa media nazionale è confrontato con

FIG. 2.38

**Tariffa elettrica media nazionale: andamento negli ultimi due anni**

Al netto delle imposte, c€/kWh



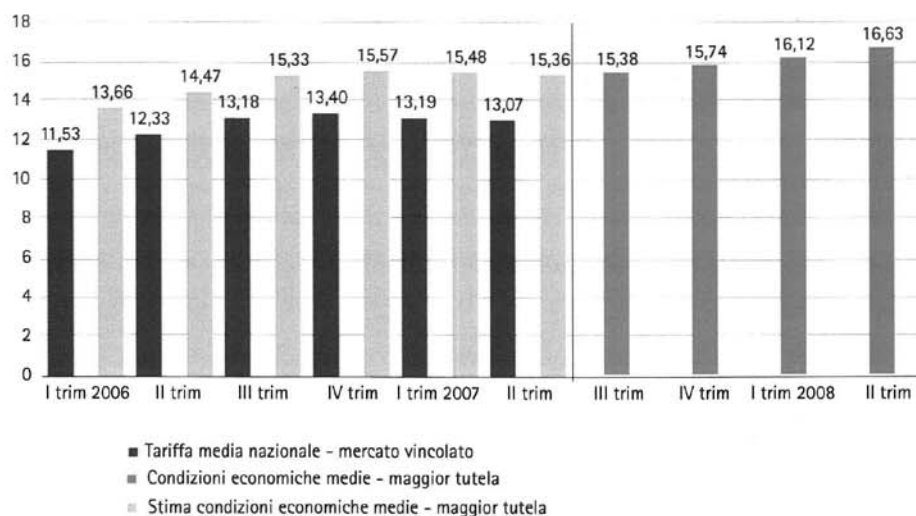


FIG. 2.39

Dalla tariffa elettrica media nazionale alle condizioni economiche di maggior tutela

Al netto delle imposte, c€/kWh

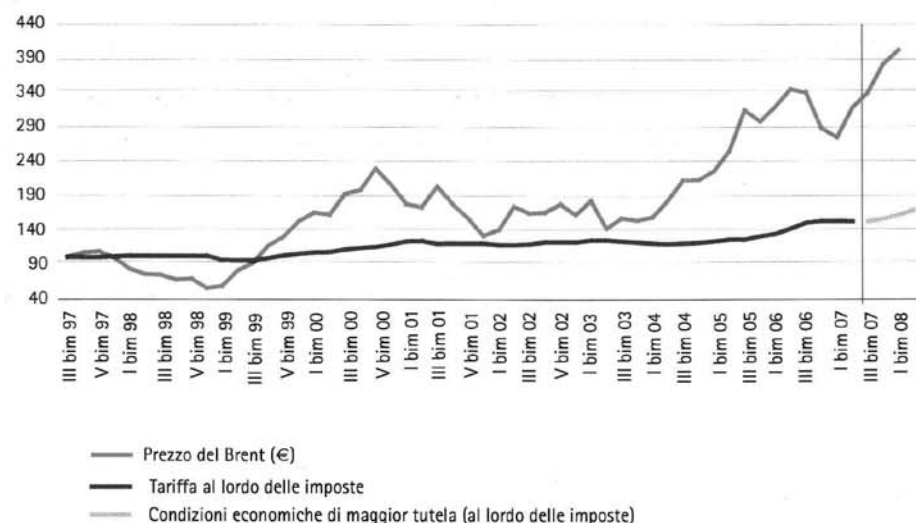


FIG. 2.40

Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e prezzo del petrolio

Numeri indice III bimestre 1997=100<sup>(A)</sup>

(A) Consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platt's.

quello delle condizioni economiche medie di maggior tutela. I dati evidenziano il livello più elevato di queste ultime, che si riferiscono ai clienti domestici e ai piccoli clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rispetto alla tariffa media nazionale dove sono rappresentate anche le tipologie contrattuali relative ai clienti allacciati in media e alta tensione. Negli ultimi 11 anni, a fronte di un prezzo del petrolio che si è

quadruplicato (in euro in termini nominali) il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 61%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto sulla tariffa elettrica delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.40).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Dal secondo trimestre 2007, con la pubblicazione del *Testo integrato della vendita* (TIV), l'Autorità ha introdotto una nuova terminologia per definire i corrispettivi che costituiscono le condizioni economiche di erogazione del servizio di maggior

tutela al fine di enfatizzare il passaggio dal regime di mercato vincolato al nuovo regime di maggior tutela. Nella tavola 2.42 le componenti tariffarie applicate al mercato vincolato sono confrontate con le componenti applicate alla maggior tutela.

TAV. 2.42

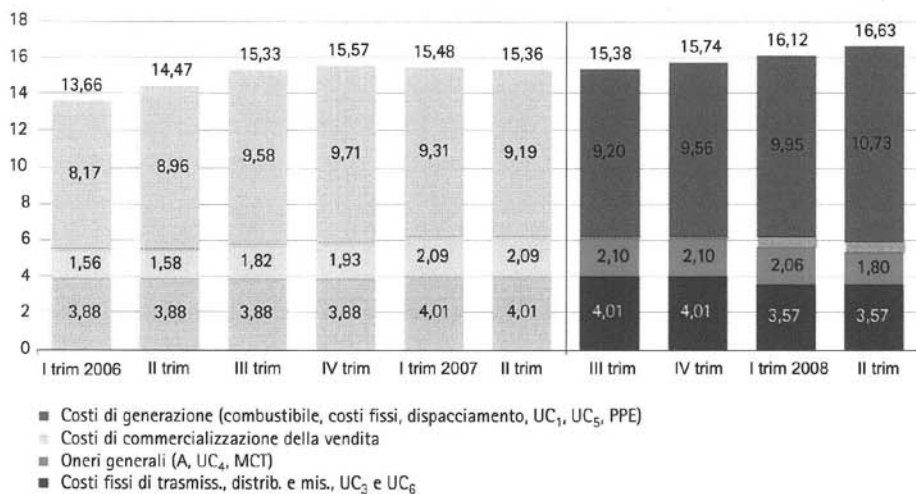
Componenti applicate al mercato vincolato e alla maggior tutela

AL 30 GIUGNO 2007: MERCATO VINCOLATO	DALL'1 LUGLIO 2007: MAGGIOR TUTELA	A COPERTURA DI:
Componente COV	Corrispettivo PVC	Costi di commercializzazione della vendita
Componente CCA	Corrispettivo PED	Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica
VE	-	Costi sostenuti dai produttori di energia elettrica per l'acquisto dei certificati verdi negli anni 2002-2003
DP	-	Costi sostenuti da Terna per la riconciliazione 2001
PC	PE	Costi di acquisto dell'energia elettrica
OD	PD	Costi di dispacciamento comprendenti gli oneri per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, del servizio di interrompibilità del carico, con o senza preavviso, e della differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti
CD		
INT		
Componente UC <sub>5</sub>		
Componente UC <sub>1</sub>	Componente UC <sub>1</sub>	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato negli anni dal 2004 al 2007
-	Corrispettivo PPE	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela dall'1 gennaio 2008

FIG. 2.41

Condizioni economiche medie di maggior tutela(A)

Al netto delle imposte; c€/KWh



(A) I valori antecedenti il terzo trimestre 2007 sono stime interne effettuate per finalità statistiche e non valori effettivi.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio dell'energia elettrica al netto delle imposte per la clientela in regime di maggior tutela è pari a 16,63 c€/kWh. La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub> in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 21% sul prezzo netto complessivo. Nel secondo trimestre 2006 tale componente sarebbe stata pari al 27%.

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica ad aprile 2008 rappresentano il 65% del prezzo netto mentre la loro incidenza nel secondo trimestre 2006 sarebbe stata pari al 62%. Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC<sub>1</sub> relativa alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e pari a 0,441 c€/kWh;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 ma non ancora attivata, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispac-

ciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC<sub>5</sub> (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità di capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità) e che sono stati inglobati in un unico elemento (l'elemento PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita ad aprile 2008 è pari a 0,54 c€/kWh e pesa per circa il 3% sul prezzo totale mentre la sua incidenza nell'aprile del 2006 sarebbe stata del tutto marginale (0,3%).

Nel secondo trimestre 2008 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC<sub>4</sub>, relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale) ammontano in media, per i clienti in regime di maggior tutela, a 1,80 c€/kWh e incidono sul prezzo complessivo al netto delle imposte per il 10,8%, in linea con la percentuale che avrebbero registrato nell'aprile 2006.

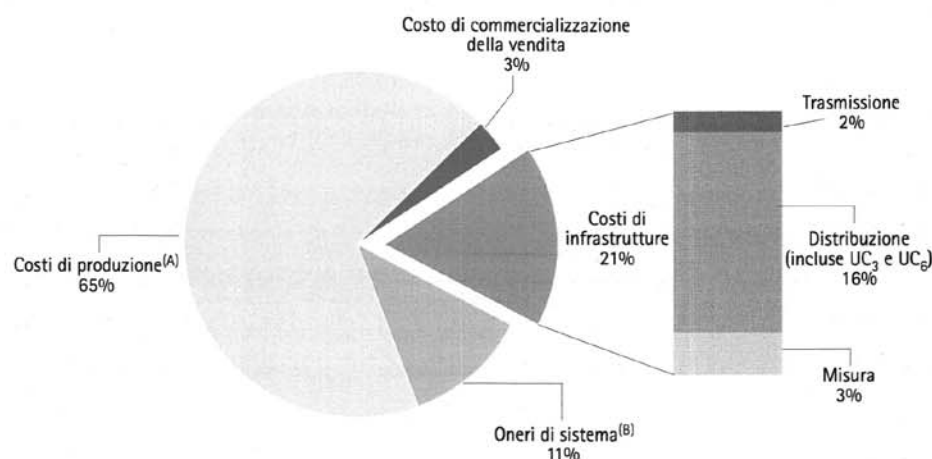


FIG. 2.42

Composizione percentuale delle condizioni economiche medie di maggior tutela al netto delle imposte al 1° aprile 2008

(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità e le componenti UC<sub>1</sub>, UC<sub>5</sub> e PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, la componente UC<sub>4</sub> e la componente MCT.

# Qualità del servizio

## Qualità del servizio di trasmissione

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata oggetto di una significativa evoluzione nel corso degli ultimi anni. La delibera 30 dicembre 2004, n. 250, aveva fissato, tra le direttive al GRTN per la predisposizione del Codice di rete, alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione, definendo gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni che riguardano gli utenti della RTN, nonché obblighi di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio; tra questi, in particolare, la pubblicazione annuale di un rapporto sulla qualità del servizio. Tale rapporto è stato pubblicato per la prima volta da Terna nel 2007 e fornisce informazioni inerenti la qualità del servizio di trasmissione nell'anno 2006, a fronte dei "livelli attesi di qualità" del servizio di trasmissione proposti dalla stessa Terna e approvati dall'Autorità per l'anno 2006 con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione sono stati aggiornati per l'anno 2007 con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37, e riguardano le disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la RTN) attribuibili alla responsabilità del gestore della rete di trasmissione, al netto degli "incidenti rilevanti" (disalimentazioni con energia non fornita superiore a 150 MWh/evento) e delle cause di forza maggiore.

Esaminando i dati sulla qualità del servizio di trasmissione al netto degli incidenti rilevanti, su una durata media complessiva di interruzione per cliente pari a circa 1 ora per anno, meno di 1 minuto, al netto degli incidenti rilevanti sulla RTN, dipende dalla trasmissione (Tav. 2.43).

È importante sottolineare che i livelli attesi, e il consuntivo a fronte di essi, sono valutati senza includere gli effetti degli incidenti rilevanti e delle disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore. La distinzione tra "incidenti rilevanti" e "altre disalimentazioni", introdotta inizialmente con la delibera n. 250/04, è stata oggetto di revisione nel corso del procedimento per la formazione di provvedimenti per il terzo periodo regolatorio, in quanto un numero anche ridottissimo di incidenti rilevanti può aumentare sensibilmente il livello dell'energia non fornita e peggiorare i livelli degli indicatori di qualità complessiva del servizio di trasmissione.

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata modificata, introducendo uno schema di incentivi e penalità per l'energia non servita e per il numero di disalimentazioni relativi alla RTN (si veda il Volume 2). Tale schema di regolazione incentivante richiede la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio di trasmissione in accordo alle regole che verranno utiliz-

TAV. 2.43

### Tempo medio di disalimentazione di sistema<sup>(A)</sup>

Minuti/anno – anno 2007  
(esclusi gli incidenti rilevanti)

AREA	CONSUNTIVO	LIVELLI ATTESI
Torino	0,21	0,80
Milano	1,75	1,00
Venezia	0,45	1,10
Firenze	1,13	0,70
Roma	0,64	1,10
Napoli	1,41	3,00
Palermo	1,07	2,80
Cagliari	0,29	1,00
Nazionale	0,99	1,00

(A) Livelli calcolati per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali di Terna, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti della RTN direttamente e indirettamente connessi, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna ("altre cause"), con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione per l'origine della disalimentazione.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

zate nel periodo 2008-2011. In base ai dati ricevuti da Terna al 30 aprile 2008, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici, la situazione della qualità del servizio di trasmissione è quella indicata nella tavola 2.44 per quanto riguarda l'energia non servita e nella tavola 2.45 per quanto riguarda il numero medio di disalimentazioni per utente della rete RTN (vedi il riquadro *Indicatori della qualità del servizio di trasmissione*). Tra gli incidenti rilevanti che si sono verificati nel corso del 2007 e che hanno causato disservizi sulla rete di trasmissione, il principale è avvenuto in Sicilia a fine giugno 2007, a seguito della combinazione di guasti contemporanei e dell'apertura di linee ad alta tensione per permettere gli spegnimenti degli incendi nell'isola, con un'energia non servita pari a 4.762

MWh; nel corso dell'evento sono intervenuti anche i sistemi di difesa ed è stato necessario ricorrere al Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) "in tempo reale" per riuscire a ripristinare gradualmente il servizio. Gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa hanno inciso sugli indicatori di continuità del servizio nel 2007 per 9 minuti di interruzione all'anno per cliente. Il sistema di regolazione incentivante introdotto anche per la rete di trasmissione con la delibera n. 341/07 per il periodo di regolazione 2008-2011 permetterà di avvicinare ulteriormente i livelli di qualità tra Centro-Nord e Sud Italia e di ridurre i disservizi sulla rete di trasmissione, inclusa la maggior parte delle diverse tipologie di incidenti rilevanti.

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Nazionale	3.477	8.469

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

## TAV. 2.44

**Energia non fornita  
per le disalimentazioni  
di tutti gli utenti**

MWh/anno, inclusi gli incidenti rilevanti

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Torino	0,32	0,13
Milano	0,11	0,25
Venezia	0,21	0,41
Firenze	0,25	0,46
Roma	0,79	0,34
Napoli	0,29	0,37
Palermo	1,05	0,94
Cagliari	0,75	0,82
Nazionale	0,38	0,39

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

## TAV. 2.45

**Numero medio di  
disalimentazioni (lunghe  
o brevi) per utente  
direttamente connesso  
con la RTN**

Numero/anno, anno 2007 inclusi  
gli incidenti rilevanti