

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	17.049	8.954	15.842	41.845
di cui:				
- importazioni annuali	850	511	854	2.215
- importazioni pluriennali	1.683	1.245	2.328	5.256
- contratti bilaterali	14.516	7.198	12.660	34.374
Mercato del giorno prima	17.121	16.605	14.743	48.469
di cui:				
- contratti differenziali	254	188	351	793
- CIP6	1.799	1.332	2.491	5.622
- acquisti al PUN	15.068	15.085	11.901	42.054
Sbilanciamento Unità di consumo <sup>(A)</sup>	-1.197	-34	-34	-1.265
<b>TOTALE</b>	<b>32.973</b>	<b>25.525</b>	<b>30.551</b>	<b>89.049</b>

(A) Per fini di semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

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 precedentemente registrati nell'anno 2009

e corrispondenti all'1,4% del fabbisogno.

Nella tavola 2.45 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

	F1	F2	F3	TOTALE
CIP6	5%	5%	8%	6%
Contratti bilaterali	44%	28%	41%	39%
Importazioni	8%	7%	10%	8%
Contratti differenziali	1%	1%	1%	1%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2011<sup>6</sup> l'ammontare di energia elettrica acquistata nell'MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nell'MGP e prevista per l'anno 2011, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) per l'anno 2011, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione, di cui alla tavola 2.46;
- alla potenza sottostante altri contratti differenziali, sottoscritti in esito a procedure d'asta e indicati nella tavola 2.47, distinti tra prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.44

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2010

GWh, al lordo delle perdite di rete

TAV. 2.45

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2010

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2010

<sup>6</sup> I dati relativi all'anno 2011 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2011.

TAV. 2.46

Quantità assegnate  
ai contratti Virtual Power  
Plant nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
15/10/2009	13	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
28/09/2010	193	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.47

Quantità assegnate  
ad altri contratti  
differenziati  
nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
12/11/2010	5	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
25/11/2010	2	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
25/01/2011	175	1 – 28 febbraio 2011	Peakload
	300		Baseload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per l'anno 2011 l'Acquirente unico ha inoltre bandito delle aste ta singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.48 dove per la stipula di contratti bilaterali fisici. La potenza assegna- sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.48

Quantità assegnate  
ai contratti bilaterali  
nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
22/04/2010	20	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
19/05/2010	247	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
27/05/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
03/06/2010	211	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
10/06/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
16/06/2010	245	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
06/07/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
20/07/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
25/08/2010	196	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
26/01/2011	280	1 gennaio – 31 marzo 2011	Baseload
	100		Peakload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, tutte le aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.48 vanno poi aggiunti 5.510 GWh di energia elettrica riferita a prodotti negoziati sull'MTE gestito dal GME.

Per quanto riguarda i contratti di importazione annuale, la tavola 2.49 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

Infine, la tavola 2.50 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2011.

ASTA	MW	PRODOTTO	FRONTIERE	DURATA
Asta annuale <sup>(A)</sup>	70	Baseload	Francia	1 gennaio - 31 dicembre
	5	23 dicembre 2010	Svizzera	
	125	Baseload	Francia	
	8	27 dicembre 2010	Svizzera	
	176	Baseload	Francia	
	337	29 dicembre 2010	Svizzera	

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.49

Quantità assegnate  
ai contratti di importazione  
nel 2011

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2011 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	5.104	6,0	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera Svizzera	5.256	6,2	66,3 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto 14 dicembre 2010 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera ARG/elt 241/10)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011, inclusiva degli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	24.195	28,6	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	50.037	59,2	Prezzo unico nazionale
di cui				
Contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	265	0,3	Definito nell'ambito del contratto
VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	1.805	2,1	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta.
	<b>TOTALE FABBISOGNO</b>	<b>84.592</b>	<b>100,0</b>	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.50

Approvvigionamenti  
dell'Acquirente unico  
previsti per il 2011

#### Energia elettrica e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'in-

flazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi

che ne fanno parte. L'ultima revisione, tuttavia, è stata più ampia perché oltre ad apportare i consueti cambiamenti, l'Istat ha modificato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi<sup>7</sup> definita a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio 2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno, che erano le Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas, la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Come si vedrà meglio nel Capitolo 3, dall'attuale Gruppo di prodotto "Gas" è stato ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. Naturalmente, essendo questo elemento nuovo non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire

"Energia elettrica" e "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto.

Il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)<sup>8</sup> ha mantenuto un trend di discesa sino all'estate del 2009, per poi restare stabile fino alla fine dell'anno. Nella prima metà del 2010 ha continuato a diminuire in modo consistente, per poi tornare stabile o al più in lieve discesa sino a fine anno. Una leggera riduzione ha caratterizzato anche il primo trimestre del 2011. Grazie a questo andamento, il tasso di inflazione misurato sui prezzi dell'energia elettrica ha registrato bruschi rallentamenti a partire dall'autunno 2008 sino a oggi (Fig. 2.19).

Dal 13% toccato a luglio 2008, il tasso d'inflazione elettrico è sceso sino ad annullarsi nell'aprile 2009, per poi divenire negativo (-5,5%) a fine anno. La discesa è proseguita anche nel 2010: tra aprile e ottobre la dinamica elettrica ha toccato un punto di minimo relativo, pari a -7,1%, valore da cui è risalita sino al -4,1% di gennaio 2011. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è diminuito del 6,8% nel 2010, dopo essere sceso dell'1,9% nel 2009 (mentre era cresciuto del 9,7% nel 2008). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è aumentato costantemente - del 3,3% nel 2008, dello 0,7% nel 2009 e dell'1,5% nel 2010 - il calo del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2009, e più ancora nel 2010, risulta molto più consistente se valutato in termini reali (nei due anni rispettivamente pari a -2,6% e -8,1%). L'andamento dell'energia elettrica ha notevolmente contribuito, come si vede nella figura 2.19, a mantenere negativo il tasso di inflazione degli energetici regolamentati, per quasi tutto il 2010.

7 La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

8 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'1,27% nel 2009, è salito all'1,31 nel 2010 ed è tornato all'1,25% nel 2011.

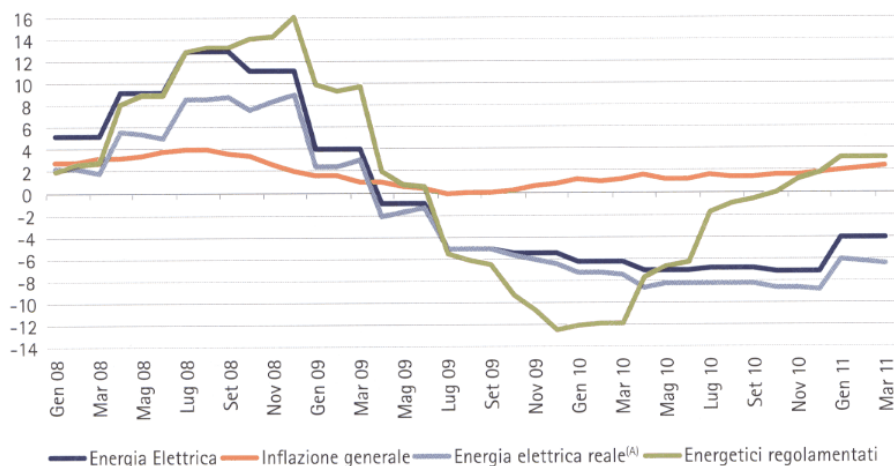


FIG. 2.19

### Inflazione generale ed elettrica dal 2008 al 2010

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

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

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività - indici nazionali.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.20).

Con un calo del 6,8%, la performance del prezzo italiano nel 2010 è risultata la migliore rispetto ai paesi considerati dove, a eccezione del Regno Unito, si sono invece rilevati aumenti più o meno consistenti. A fronte di una crescita media europea (di 27 paesi) pari all'1,8%, il rincaro di minore entità è risultato quello francese, pari al 2,4%. Come in Italia, anche nel Regno Unito si è osservata una diminuzione, seppure meno consistente, pari al 2,5%, mentre i consumatori tedeschi e spagnoli hanno subito aumenti rispettivamente del 3,2% e del

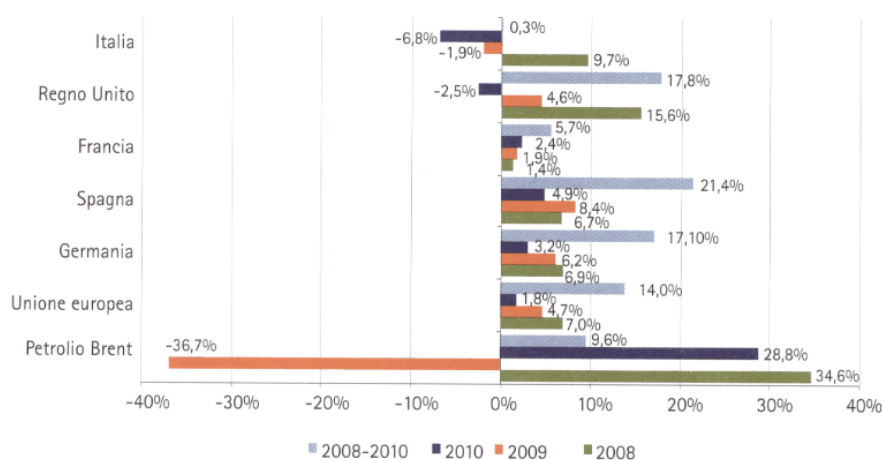
4,9%. Pure nel 2009 il prezzo per i consumatori italiani aveva registrato una riduzione (-1,9%) in controtendenza rispetto agli altri paesi europei, mentre nel 2008 il risultato italiano appariva come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro paese era effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito.

Più in generale, osservando i corrispondenti tassi di crescita del prezzo del petrolio, le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica italiana e inglese sembrano più correlate con l'andamento del Brent, seppure con un certo ritardo, in confronto di quelle che si osservano negli altri paesi considerati, riflettendo in ciò il significativo peso (di poco inferiore all'80%) della generazione termoelettrica rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità.

FIG. 2.20

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

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

### Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

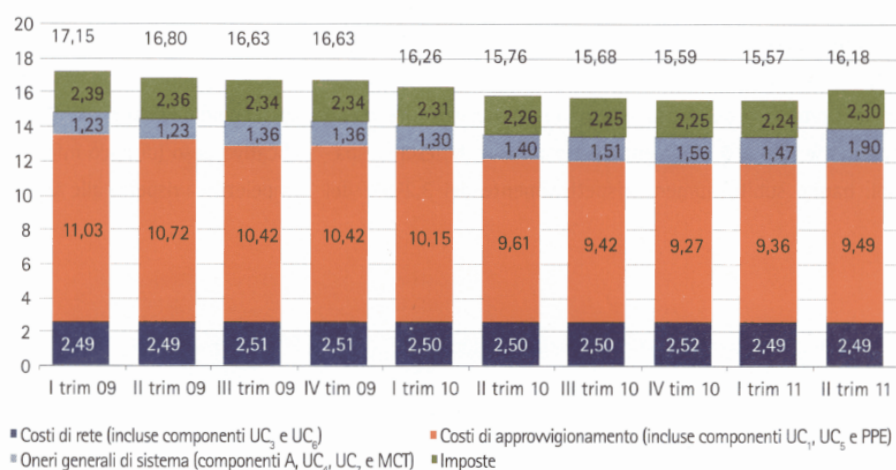
La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e

potenza di 3 kW. Nel corso del 2010 e del primo trimestre 2011 i prezzi di maggior tutela sono gradualmente scesi, portando su livelli inferiori di oltre il 9% rispetto a due anni prima. La fase di contrazione si è interrotta nel secondo trimestre 2011 con un aumento congiunturale del 3,9% e tendenziale del 2,6% (Fig. 2.21).

FIG. 2.21

### Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

€/kWh<sup>(A)</sup>; 2009-2011



(A) Prima dell'1 luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D2), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi e, dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

All'1 aprile 2011 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 13,88 c€/kWh al netto delle imposte e a 16,18 c€/kWh al lordo delle imposte.

La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribu-

zione 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 di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15,4% sul prezzo lordo complessivo, in leggero calo rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2010 (15,9%).

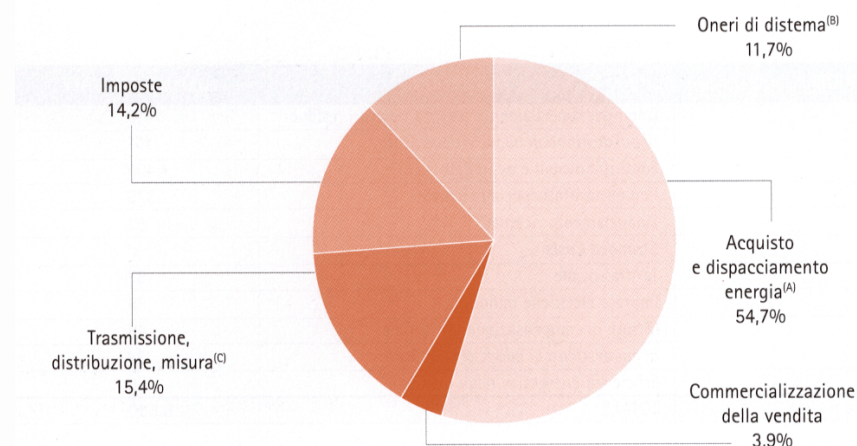


FIG. 2.22

**Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW**

Composizione percentuale all'1 aprile 2011

(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include le componenti di perequazione UC<sub>1</sub>, e PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC<sub>4</sub>, UC<sub>7</sub>, e MCT.

(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub>.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2011 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 59%, in calo di circa due punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC<sub>1</sub>, relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento sia dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007, sia dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; a partire dall'1 aprile 2010 è stata azzerata e il relativo conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico verrà soppresso al termine di tutte le operazioni di calcolo e liquidazione delle partite della perequazione per l'anno 2007;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, destinata al finanziamento degli squi-

libri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2011 è pari a -0,286 c€/kWh, dove il segno negativo indica una restituzione ai clienti finali;

- 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 della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità), che sono stati inglobati in un unico elemento (PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita all'1 aprile 2011 è pari a 0,64 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2011 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC<sub>4</sub> relativa alle integrazioni tariffarie, MCT per le misure di compensazione territoriale, A<sub>5</sub> a copertura del bonus sociale, UC<sub>7</sub> per l'efficienza energetica) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,90 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 12%, in aumen-

to di circa tre punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2010. La tavola 2.51 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2010 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A<sub>3</sub>. Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

TAV. 2.51

Oneri generali di sistema di competenza nel 2010  
M€

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A <sub>2</sub>	Oneri per finanziamento attività nucleari residue	410
	<i>di cui destinati al bilancio dello Stato</i>	101
A <sub>3</sub>	Fonti rinnovabili e assimilate	4.400
A <sub>4</sub>	Regimi tariffari speciali ferrovie	376
A <sub>5</sub>	Finanziamento ricerca	62
A <sub>6</sub>	<i>Stranded Costs</i>	0
A <sub>5</sub>	Tariffa sociale	157
UC <sub>4</sub>	Imprese elettriche minori	69
	Misure di compensazione territoriale	48
MCT	<i>di cui destinati al bilancio dello Stato</i>	34
UC <sub>7</sub>	Efficienza energetica negli usi finali	8
	<b>TOTALE</b>	<b>5.530</b>

## Qualità del servizio

### Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2010 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante gli anni 2008 e 2009, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Tale continuità viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo

indicatore negli ultimi cinque anni è presentato nella tavola 2.52, dove le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

AREA	2006	2007	2008	2009	2010
Italia	3.477	8.465	2.430	2.372	2.076

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzioni di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

TAV. 2.52

**Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti<sup>(A)</sup>**

Nel corso del 2010 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008 e del 2009. Si è registrato infatti un unico incidente rilevante, nel

mese di novembre, che ha interessato la rete 150 kV della provincia di Caserta, in corrispondenza di una sequenza di quattro episodi di guasto in condizioni meteorologiche perturbate (Tav. 2.53).

ANNO	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENERGIA NON FORNITA
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560
2009	1	370
2010	1	286

(A) La delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha ridefinito a partire dall'1 gennaio 2008 gli incidenti rilevanti come le disalimentazioni che comportano una ENS superiore a 250 MWh. Fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da ENS superiore a 150 MWh e da una durata superiore a 30 minuti.

Fonte: *Rapporti annuali* di Terna e comunicazioni di Terna all'Autorità.

TAV. 2.53

**Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti<sup>(A)</sup>**  
MWh/anno

L'andamento del numero medio di interruzioni lunghe e brevi originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.54. Il numero medio rimane sostanzialmente costante su base nazionale ed è inferiore a una interruzione ogni due anni. Si riscontrano invece variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore con-

tinuità del servizio nel Centro-Nord dell'Italia. Trovano inoltre riprova il trend di significativo miglioramento per l'area territoriale di Cagliari e quello di importante peggioramento per l'area territoriale di Napoli. Le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

## TAV. 2.54

**Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN(A)**

Numero annuo di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi incidenti rilevanti)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2006	2007	2008	2009	2010
Torino	0,32	0,13	0,71	0,32	0,21
Milano	0,11	0,25	0,22	0,14	0,10
Padova	0,21	0,41	0,37	0,34	0,29
Firenze	0,25	0,46	0,27	0,19	0,19
Roma	0,79	0,34	0,41	0,45	0,32
Napoli	0,29	0,37	0,48	0,85	1,14
Palermo	1,05	0,94	0,75	0,57	0,80
Cagliari	0,75	0,82	0,22	0,10	0,11
<b>ITALIA</b>	<b>0,38</b>	<b>0,39</b>	<b>0,42</b>	<b>0,37</b>	<b>0,39</b>

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine. Per congruenza con i dati relativi agli anni 2006-2008, i dati del 2009 e del 2010 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Per quanto riguarda la qualità della tensione sulla RTN, nel corso del 2010 è proseguita la campagna di misura sulla rete di alta tensione effettuata da Terna (mediante 107 strumenti di misura in stazioni di altissima tensione e 58 strumenti in siti utenti in alta tensione), disponibile mediante l'applicativo web MONIQUE di Terna. Le caratteristiche della tensione da rilevare sono descritte nel Capitolo 11.5 del Codice di rete, in accordo alle prescrizioni della delibera n. 250/04:

- variazioni della frequenza;
- variazioni della tensione a frequenza industriale;
- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e per tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);

- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker);
- grado di asimmetria della tensione trifase;
- interruzioni transitorie.

Sulla base dei risultati della campagna di misura e in ottemperanza alle disposizioni del comma 33.5 della delibera n. 250/04, Terna ha pubblicato i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2010 e i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2011, che sono riportati nella tavola 2.55 relativamente alla variazione della tensione, e nella tavola 2.56 per quanto riguarda i buchi di tensione monofase e polifase.

## TAV. 2.55

**Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: variazione della tensione per cliente all'anno KV**

TENSIONE ESERCIZIO	$V_{MIN}-V_{MAX}$ 95% DEL TEMPO ES. NORMALE	$V_{MIN}-V_{MAX}$ 100% DEL TEMPO ES. NORMALE	$V_{MIN}-V_{MAX}$ EMERGENZA O RIPRISTINO
400	375-415	360-420	350-430
230	222-238	200-242	187-245
150	143-158	140-165	128-170
132	125-139	120-145	112-150
120	114-126	110-132	105-140

Fonte: Terna.

PARAMETRO <sup>(A)</sup>	RETE 380 KV	RETE 220 KV	RETI AT
Buchi tensione monofase	5 (200)	10 (200)	15 (400)
Buchi tensione polifase	3 (50)	6 (100)	9 (250)

(A) Il numero di buchi si riferisce agli eventi con tensione residua inferiore al 70% della tensione nominale e durata superiore a 500 ms. Il valore tra parentesi si riferisce al numero totale di buchi con tensione residua inferiore al 90% della tensione nominale e di qualsiasi durata.

Fonte: Terna.

TAV. 2.56

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: buchi di tensione per cliente all'anno

## Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel 2010, come già avvenuto nel 2008 e nel 2009, la durata e il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno registrato valori maggiori in confronto ai minimi rilevati nel 2007. Si conferma comunque il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione: il miglioramento degli indicatori è circa 60% per la durata media annuale e circa 40% per il numero medio annuale.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2010, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una importante riduzione negli anni 2006 e 2007. Come mostrato nella figura 2.23, la durata media annuale delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici per cliente ha invece registrato il minimo storico, pari a 44 minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica. Considerando le interruzioni sulle reti

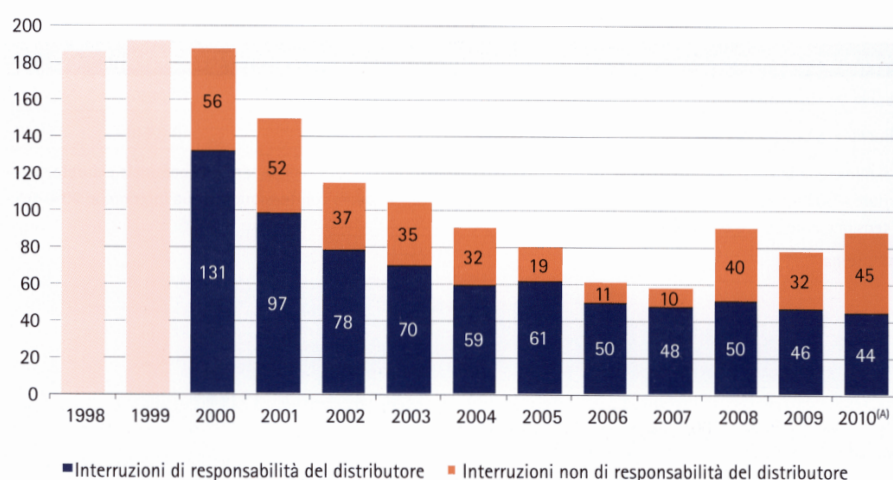
di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2010:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 89 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici è stata pari a circa 44 minuti a livello nazionale, 29 minuti nel Nord Italia, 46 minuti nel Centro Italia e 63 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.24);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,26 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.25);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,79 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.26);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,86 a livello nazionale, 2,31 nel Nord Italia, 3,43 nel Centro Italia e 6,30 nel Sud Italia (Fig. 2.27).

FIG. 2.23

### Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno



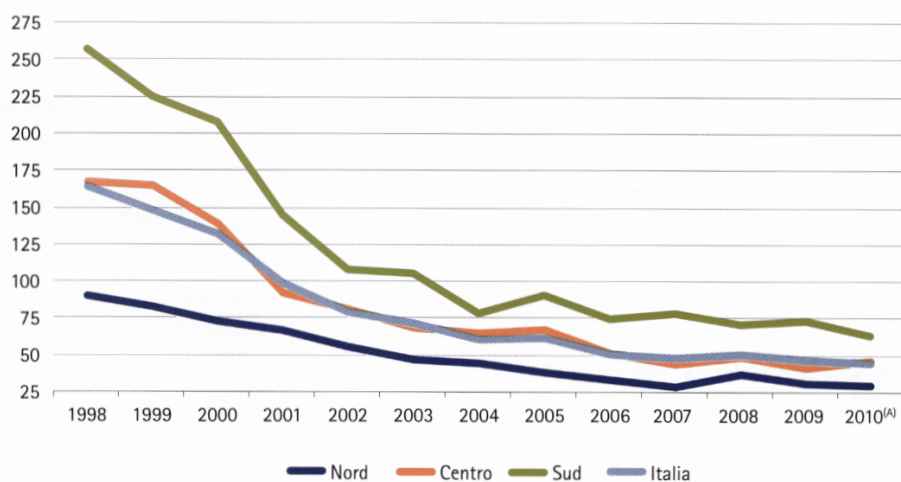
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.24

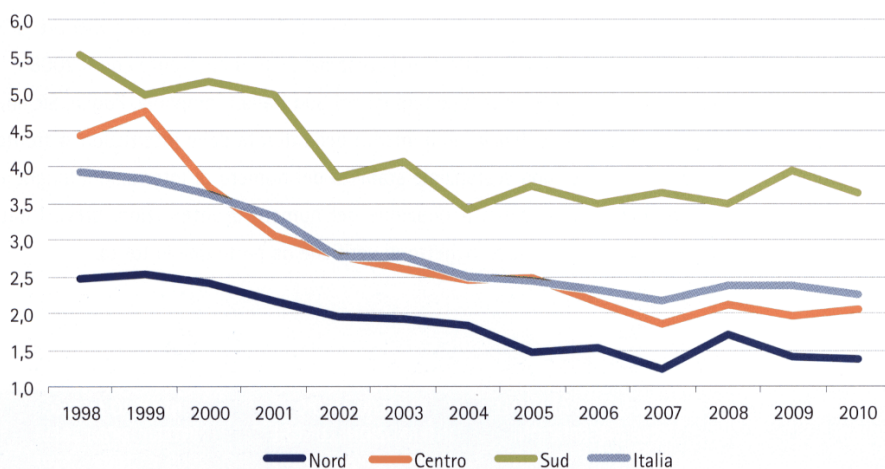
### Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

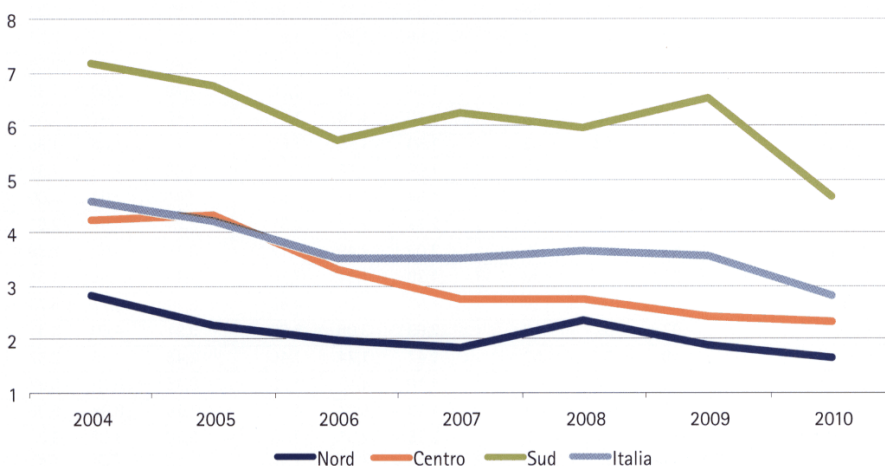


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.25

**Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione**

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

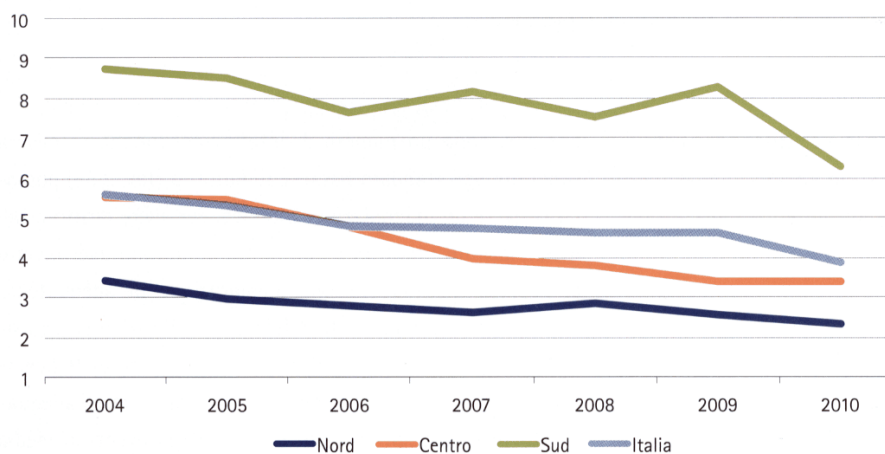


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.26

**Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione**

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.27

**Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici**

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

La tavola 2.57 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti), presentando la durata media annuale di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione, il numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso, cioè di durata superiore a 3 minuti, e il numero di medio di interruzioni brevi senza preavvi-

so, cioè di durata superiore a 1 secondo e non superiore a 3 minuti, registrati nel corso del 2010 a confronto con il 2008 e il 2009. In alcune regioni del Sud Italia (Campania, Puglia, Sicilia), si evidenzia un aumento della durata delle interruzioni a fronte di una sostanziale stabilità del numero di interruzioni lunghe e di una netta riduzione del numero di interruzioni brevi. I dati 2010 sono oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

TAV. 2.57

**Durata media delle interruzioni e numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utenti in bassa tensione**

Riferita a Enel Distribuzione e a imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Valle d'Aosta	69	48	37	1,94	1,50	1,07	2,42	2,81	1,62
Piemonte	171	58	38	2,35	1,74	1,46	2,80	2,01	1,83
Liguria	69	57	52	2,16	1,92	1,78	3,97	3,50	2,28
Lombardia	48	40	34	1,35	1,11	1,10	1,63	1,47	1,23
Trentino Alto Adige	262	59	71	3,56	1,89	1,67	3,93	2,76	2,27
Veneto	56	44	72	1,75	1,54	1,71	2,48	2,01	2,03
Friuli Venezia Giulia	52	36	26	1,34	1,03	0,90	2,78	2,08	1,35
Emilia Romagna	32	38	65	1,10	1,19	1,31	1,60	1,42	1,53
Toscana	53	49	62	1,59	1,65	1,60	2,20	1,86	1,98
Marche	53	44	57	1,68	1,55	1,79	2,58	2,58	2,51
Umbria	43	43	45	1,54	1,44	1,53	2,41	2,04	2,00
Lazio	82	63	80	2,74	2,37	2,51	3,24	2,91	2,61
Abruzzo	63	191	56	2,09	2,49	2,17	3,11	3,63	2,38
Molise	24	24	36	1,30	1,34	1,30	1,44	1,46	1,55
Campania	104	109	128	4,03	4,60	4,85	8,14	8,17	5,73
Puglia	93	102	118	2,69	3,06	2,62	3,91	4,60	3,31
Basilicata	46	51	53	1,47	1,74	1,46	2,48	3,58	2,87
Calabria	134	128	111	4,16	4,48	4,25	6,45	6,79	5,87
Sicilia	197	229	321	4,20	5,07	4,39	7,26	8,98	5,96
Sardegna	118	71	60	3,15	2,91	2,40	5,26	3,67	3,03
Nord	77	45	48	1,69	1,39	1,36	2,28	1,88	1,64
Centro	66	55	69	2,13	1,96	2,05	2,75	2,46	2,34
Sud	123	139	157	3,48	3,95	3,65	5,99	6,53	4,68
<b>ITALIA</b>	<b>88</b>	<b>78</b>	<b>89</b>	<b>2,37</b>	<b>2,35</b>	<b>2,26</b>	<b>3,61</b>	<b>3,54</b>	<b>2,79</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito internet dell'Autorità sia in forma aggregata nella sezione dati statistici, sia in maggior dettaglio nella sezione banche dati qualità.

#### Standard di qualità individuali per clienti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti

che subiscono un numero di interruzioni lunghe in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.58) possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributtrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (art. 35 della delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07), con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE FINO AL 2009	STANDARD IN VIGORE DAL 2010
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2
Ambiti in media concentrazione	4	3
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4

TAV. 2.58

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

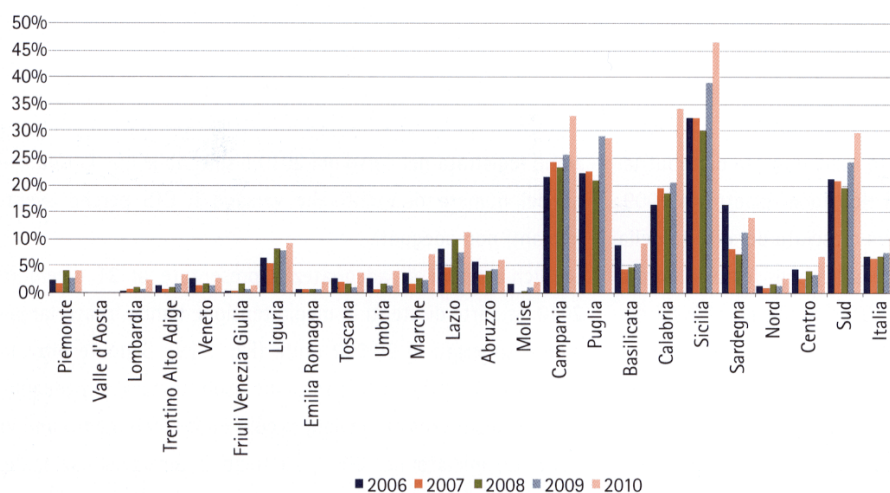


FIG. 2.28

Percentuale di "clienti peggio serviti" sul totale degli utenti in media tensione

Percentuali per regione

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Gli utenti in media tensione che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (che vengono definiti utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti nel corso del 2010 ha raggiunto circa il 30%, ben oltre il 10% medio nazionale (Fig. 2.28). Per tutte le regioni e aree, si registra un aumento della percentuale di utenti peggio serviti nel 2010, dovuto alla riduzione dello standard osservata nella tavola 2.58. Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una parte

predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (Tav. 2.59). A quest'ultima è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni lunghe oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.60). In particolare, tali risorse vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

ANNO	RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3

TAV. 2.59

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati

Me

TAV. 2.60

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard del numero di interruzioni lunghe e indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati

Me

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	VALORI CORRISPOSTI A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8

Il gettito derivante dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2010 ha segnato una leggera riduzione rispetto al 2009. Negli anni precedenti tale valore era cresciuto per effetto della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Il CTS si applica: dal 2007 per i soli utenti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW senza dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti gli utenti in media tensione non adeguati indipendentemente dalla potenza disponibile, dal 2009 con l'applicazione di un coefficiente maggiorativo F in funzione della potenza per gli utenti con potenza disponibile superiore a 400 kW. Inoltre, dal 2009 le disposizioni della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, prevedono l'applicazione di un CTS maggiorato per impianti che siano stati oggetto di modifiche elettriche significative, senza un contestuale adeguamento tecnico. La ridu-

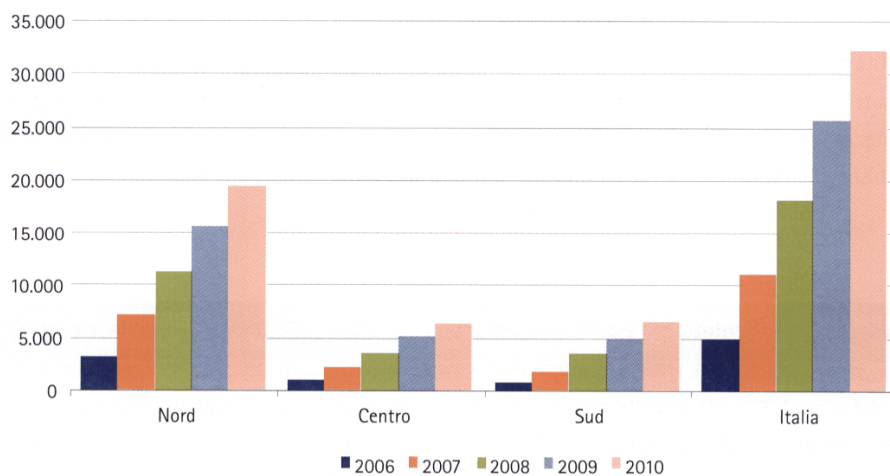
zione registrata nel corso del 2010 è spiegabile con la riduzione del numero di utenti che versano il CTS perché aventi impianti non adeguati.

Le dichiarazioni di adeguatezza presentate al 31 dicembre 2010 da parte di utenti in media tensione hanno infatti largamente superato le 30.000 unità (Fig. 2.29). Seppure oltre la metà degli utenti in media tensione risulti tuttora non adeguata ai requisiti tecnici previsti, si conferma l'incremento annuo costante, iniziato nel 2006, su tutto il territorio nazionale. Oltre un terzo degli utenti in media tensione (in totale poco meno di 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità mediante invio della dichiarazione di adeguatezza. Inoltre, per gli impianti connessi più recentemente i suddetti requisiti sono impliciti nella fase di connessione e quindi il rispetto è automatico.

FIG. 2.29

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni di adeguatezza inviate a fine dell'anno indicato



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.