

luppo economico 25 novembre 2008. Per l'assegnazione dei 4.300 MW di diritti CIP6 per l'anno 2009, tale decreto ha previsto il seguente schema, analogo a quello in vigore l'anno precedente:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE viene offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2009 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonte non programmabile;
- l'energia elettrica, ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GSE, è destinata per il 20% (860 MW) all'Acquirente unico per la fornitura ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari all'80% (3.440 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2009 è pari a 78 €/MWh ed è adeguato trimestralmente secondo le modalità individuate dall'Autorità in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'art. 5 del decreto del Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) 19

dicembre 2003;

- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore) al prezzo di assegnazione, l'assegnatario riceve da (riconosce al) GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

Nel corso del 2009, l'Autorità ha adeguato ai sensi di quanto previsto dalla delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09, i prezzi di assegnazione per i trimestri successivi al primo, che sono risultati essere rispettivamente pari a 65,87 €/MWh, 48,45 €/MWh e 56,86 €/MWh.

Per l'anno 2010, il decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 novembre 2009 ha stabilito che l'energia ritirata dal GSE sia collocata per il 17% all'Acquirente unico per la fornitura di energia elettrica dei clienti finali compresi nel servizio di tutela, e per l'83% ai clienti del mercato libero. Il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2010 è di 57 €/MWh e la capacità assegnabile complessiva per il 2010 è stata indicata dal GSE in 4.100 MW.

TAV. 2.20

Assegnazione
dei diritti CIP6
MW

	2009	2010
Enel Energia	1.035	823
Eni	250	261
Edison Energia	374	377
AcquaElettricità	20	166
Sorgenia	145	149
E.ON Energia	125	149
Energetic Source	185	121
Iride Mercato	81	77
A2A	130	127
EGL Italia	89	72
Hera Comm	106	116
Altri	900	965
TOTALE	3.440	3.403

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% del-

l'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.21 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso del 2009 e nel primo trimestre del 2010, distinguendo tra i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (certificati IAFR) e i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Ancora nessuno scambio è stato effettuato per i certificati verdi emessi dal GSE relativamente alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dell'idrogeno e di energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno, ovvero con celle a combustibile. Nella tavola si riportano anche gli esiti delle contrattazioni avvenute presso la Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV), piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi a oggetto la cessione di certificati verdi.

TAV. 2.21

Esito della contrattazione dei certificati verdi

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
		CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)
2009	CV rinnovabili (2006)	437	89,93	35.292	96,17
	CV rinnovabili (2007)	112.203	90,47	1.249.167	92,53
	CV rinnovabili (2008)	449.381	92,22	5.743.885	95,04
	CV rinnovabili (2009)	1.235.489	86,30	12.637.112	85,54
	CV teleriscaldamento (2005)	-	-	10.870	80,71
	CV teleriscaldamento (2006)	6.832	88,03	49.650	71,95
	CV teleriscaldamento (2007)	16.857	86,47	715.441	75,77
	CV teleriscaldamento (2008)	20.920	84,69	1.106.439	84,46
	CV ceduti da GSE (2008) ^(B)	4.228.993	88,66	-	-
2010 (gennaio-marzo)	CV rinnovabili (2006)	-	-	7.300	123,65
	CV rinnovabili (2007)	1.352	88,12	2.604	45,87
	CV rinnovabili (2008)	3.094	87,98	20.704	73,13
	CV rinnovabili (2009)	464.887	88,35	4.747.679	74,26
	CV rinnovabili (2010)	18.421	85,32	296.046	81,43
	CV teleriscaldamento (2005)	-	-	2.268	92,53
	CV teleriscaldamento (2006)	-	-	14.191	79,32
	CV teleriscaldamento (2007)	2.973	87,82	37.130	79,10
	CV teleriscaldamento (2008)	14.074	87,69	178.156	77,24
	CV teleriscaldamento (2009)	172	86,90	1.342.428	77,05

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

(B) Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti in sessioni speciali organizzate nel mese di aprile 2009 a un prezzo di offerta prefissato, definito sulla base della legge n. 244/07.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2009, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 88,46 €/MWh, è risultato di poco superiore rispetto a quello delle contrattazioni bilaterali (88,08 €/MWh). La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 22% circa. Nel primo trimestre del 2010, invece, il prezzo medio nel mercato organizzato del GME, pari a 88,21 €/MWh, è risultato superiore di quasi 13 €/MWh rispetto al prezzo medio delle contrattazioni bilaterali. Inoltre, si è registrato un forte calo della liquidità del mercato gestito dal GME, di poco superiore al 7%. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, ha introdotto alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si è previsto che, in via transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Con riferimento alle richieste presentate entro marzo 2009, il prezzo riconosciuto dal GSE è risultato pari a 98,00 €/MWh (al netto dell'IVA), corrispondente al prezzo medio ponderato registrato nel triennio 2006-2008. Per quanto riguarda le richieste di ritiro relative all'anno successivo, il prezzo dei certificati è stato definito pari a 88,91 €/MWh.

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente⁴.

Con la delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09, l'Autorità ha definito pari a 91,34 €/MWh il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2008, come risultante dall'applicazione del metodo previsto dalla legge n. 244/07. Come conseguenza, il valore dei certificati verdi nella disponibilità del GSE è stato pari nel 2009 a 88,66 €/MWh (al netto

⁴ La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, inerente le condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera n. 280/07 il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è quello che si forma sul mercato elettrico (il c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

dell'IVA). Tale valore, inferiore rispetto al prezzo di ritiro dei certificati riconosciuto dal GSE, ha determinato un'anomalia di funzionamento del meccanismo dei certificati verdi con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008 – marzo 2009). Per l'anno 2010, il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è stato fissato pari a 112,82 €/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2009, fissato dalla delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 3/10, di 67,18 €/MWh.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono stati istituiti dai decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente, 21 Dicembre 2007 ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012⁵. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03, e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti

di cui agli artt. 5 di entrambi i decreti del 2004 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e si distinguono in tre tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli del tipo I e del tipo II.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito con delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunicano al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio. Nel corso del 2009 sono stati scambiati nel mercato organizzato 973.250 TEE, in prevalenza del tipo I (65,6%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 1.362.064 TEE, in totale sono stati negoziati titoli corrispondenti a un risparmio di 2.335.314 tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata pari a poco meno del 42%.

I prezzi medi di scambio sul mercato organizzato (81,17 €/tep) sono risultati superiori, rispetto a quelli relativi alle contrattazioni bilaterali, del 18% circa, valore corrispondente a più di 12 €/tep. Nei primi tre mesi del 2010 sono stati scambiati nel mercato organizzato 301.024 TEE; la liquidità di tale mercato è risultata pari al 46,7%. La differenza tra il prezzo medio di scambio nel mercato organizzato e il prezzo delle transazioni bilaterali è ulteriormente aumentata rispetto al 2009, raggiungendo quasi 23 €/tep (+33% circa).

⁵ In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale, pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

TAV. 2.22

Esito della contrattazione dei certificati bianchi

TEE negoziati in tep;
prezzo medio in €/tep

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
		TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
2009	I	638.324	81,51	1.024.040	68,62
	II	285.615	80,64	256.760	66,82
	III	49.311	79,83	81.264	77,49
2010 (gennaio-marzo)	I	173.554	92,79	244.166	69,40
	II	108.472	91,82	92.509	69,53
	III	18.998	94,10	7.022	74,81

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

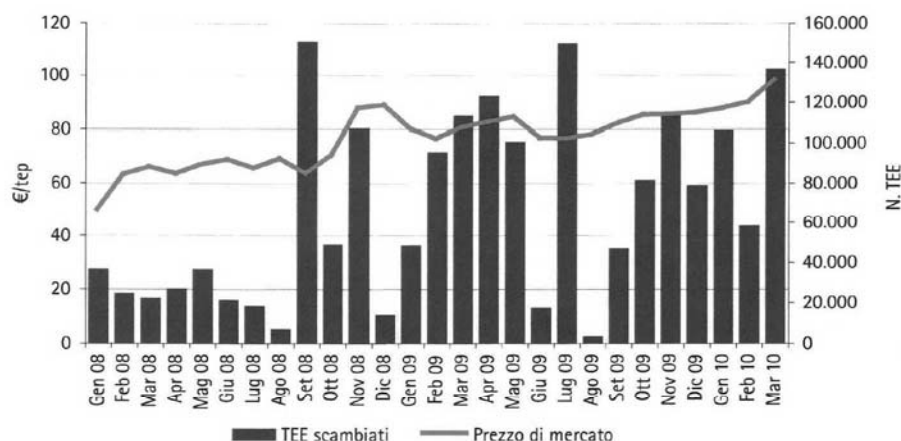
La figura 2.22 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi e delle quantità scambiate dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati, in decisa crescita nel 2009 rispetto all'anno precedente (+89%), presentano un'eleva-

ta variabilità a livello mensile. Il prezzo di vendita dei TEE, dopo un calo nel mese di giugno 2009, è risultato in costante crescita, raggiungendo il livello massimo a marzo 2010.

FIG. 2.22

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, nel 2009 le vendite finali di energia elettrica sono ammontate a circa 281 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. Nella tavola 2.23 si presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia,

grossisti e venditori.

Nonostante una riduzione in termini assoluti per più di 6 TWh rispetto al 2008, la quota del mercato tutelato sul mercato totale (sulla base dei dati preliminari di Terna, al netto degli autoconsumi e delle perdite) è rimasta sostanzialmente invariata in confronto all'anno precedente, nell'ordine del 30%. Il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130.000 utenze, per il 2,6% circa delle vendite complessive.

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Mercato di maggior tutela	84.065	31.637
Domestico	57.302	26.453
Non domestico	26.764	5.184
Mercato di salvaguardia	7.225	130
Mercato libero^(B)	179.942	4.266
Domestico	5.089	1.828
Non domestico	174.853	2.439
MERCATO TOTALE	271.233	36.033

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

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 281 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.23

Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2009

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con una quota complessiva pari a circa il 46%, in virtù soprattutto delle vendite ai clienti domestici (84,5% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici si sono attestate a poco sopra il 34%. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison, con una quota

complessiva dell'8%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e alta tensione. Seguono il gruppo Electrabel/Acea, con una quota di poco inferiore al 5%, ed E.On, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici.

TAV. 2.24

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2009

GWh

SOCIETÀ	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT & AAT	
Enel	52.749	40.730	16.650	14.366	124.495
Edison	289	2.877	11.872	6.690	21.728
Electrabel/Acea	3.053	2.983	4.892	2.421	13.349
E.On	53	2.235	6.699	2.617	11.605
A2A	1.825	2.568	4.284	682	9.358
Eni	216	484	4.366	3.919	8.984
Sorgenia	347	5.169	3.287	176	8.979
Hera	437	2.068	4.077	253	6.834
Avelar Energy	4	986	3.296	2.357	6.643
Iride	834	915	1.732	893	4.374
Axpo Group	-	271	2.343	1.303	3.917
Repower	-	1.439	1.741	4	3.183
Modula	7	875	930	1.081	2.893
Exergia	0	704	1.948	123	2.775
Dolomiti Energia	447	961	1.059	19	2.486
Assoutility	-	35	2.128	172	2.334
Telecom Italia	-	700	1.413	-	2.113
C.I.E.	1	680	1.319	-	2.000
Agsm Verona	277	480	947	9	1.714
Egea	13	229	1.321	134	1.697
Altri operatori	1.839	7.532	17.817	2.583	29.771
TOTALE OPERATORI	62.391	74.919	94.122	39.801	271.233

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

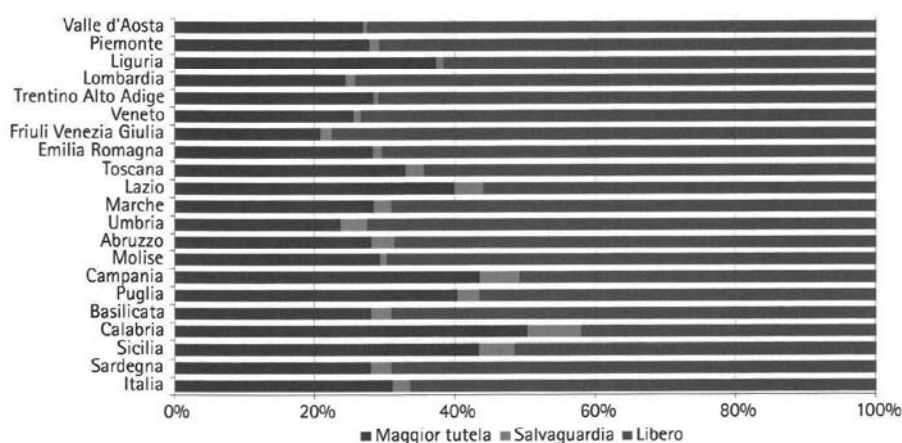
La figura 2.23 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della

maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive di poco superiore al 40%.

FIG. 2.23

Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato nel 2009

Ripartizione percentuale^(A)



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Nel 2009 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 84 TWh per oltre 31 milioni di punti di prelievo, in

riduzione del 6% rispetto al 2008. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 57 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (oltre 26 milioni) (Tav. 2.25).

Le condizioni economiche biorarie nel 2009 hanno interessato circa 183.000 clienti domestici, in aumento del 14% rispetto all'anno precedente. L'Autorità ha stabilito che, a partire dall'1 luglio 2010, le condizioni economiche biorarie si applicheranno progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono del servizio di maggior tutela, nonché dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	44.792	19.772
- monoraria	44.416	19.654
- bioraria	376	118
Domestici residenti oltre 3 kW	6.311	1371
- monoraria	6.100	1.325
- bioraria	211	46
Domestici non residenti oltre 3 kW	6.199	5.310
- monoraria	6.159	5.290
- bioraria	40	20
Illuminazione pubblica	781	37
- monoraria	778	37
- multioraria	3	0
Altri usi	25.983	5.147
- monoraria	9.921	2.210
- bioraria	30	2
- multioraria	16.032	2934
TOTALE	84.065	31.637

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi circa l'88% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari all'80% e al 93%.

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a circa 2.170 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.270 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente

esso è pari a circa 1.170 kWh. Il 61% dei consumatori residenti con potenza impegnata fino a 3 kW appartengono alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 34% dei consumatori residenti con oltre 3 kW di potenza appartengono alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case), il 63% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.26).

TAV. 2.25

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.26

Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	44.792	19.772
0-1.000 kWh	1.552	3.008
1.000-1.800 kWh	6.577	4.611
1.800-2.500 kWh	9.690	4.509
2.500-3.500 kWh	13.341	4.619
3.500-5.000 kWh	9.876	2.428
5.000-15.000 kWh	3.528	595
> 15.000 kWh	228	1
Domestici residenti oltre 3 kW	6.310	1.371
0-1.000 kWh	27	53
1.000-1.800 kWh	119	82
1.800-2.500 kWh	278	128
2.500-3.500 kWh	775	256
3.500-5.000 kWh	1.619	384
5.000-15.000 kWh	3.183	455
> 15.000 kWh	311	13
Domestici non residenti	6.199	5.310
0-1.000 kWh	1.159	3.358
1.000-1.800 kWh	1.163	859
1.800-2.500 kWh	880	416
2.500-3.500 kWh	968	329
3.500-5.000 kWh	852	207
5.000-15.000 kWh	935	133
> 15.000 kWh	241	8
TOTALE DOMESTICI	57.302	26.453

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

La tavola 2.27 propone la ripartizione dei volumi (circa 26 TWh) e dei punti di prelievo (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori

non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), per un volume corrispondente di consumi pari a circa il 19% delle vendite totali.

TAV. 2.27

Vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 5 MWh	4.882	4.084
5-10 MWh	3.455	494
10-15 MWh	2.285	187
15-20 MWh	1.823	106
20-50 MWh	6.159	203
50-100 MWh	3.586	53
100-500 MWh	3.430	20
500-2.000 MWh	320	0
2.000-20.000 MWh	43	0
TOTALE ALTRI USI	25.983	5.147

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il mercato della maggior tutela risulta fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 150 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con

una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,3%), A2A Energia (3,2%) e Iride Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

SOCIETÀ	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	70.597	84,0%
AceaElectrabel Elettricità	4.476	5,3%
A2A Energia	2.657	3,2%
Iride Mercato	1.197	1,4%
Hera Comm	662	0,8%
Asm Energia E Ambiente	537	0,6%
Trenta	524	0,6%
Azienda Energetica Etschwerke	413	0,5%
AGSM Energia	412	0,5%
Enia Energia	331	0,4%
Acegas Aps Service	314	0,4%
A.I.M. Energy	192	0,2%
Vallenergie	179	0,2%
Altri esercenti	1.573	1,9%
TOTALE	84.065	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.28

Principali esercenti
il servizio di maggior
tutela nel 2009

Volumi in GWh;
quota percentuale

Mercato libero

Al fine di promuovere la trasparenza circa le condizioni contrattuali applicate e di monitorare il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, la Camera di commercio di Milano, con il supporto di Unioncamere e il coordinamento scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza, ha avviato una ricognizione trimestrale dei prezzi dell'energia elettrica praticati alle micro, piccole e medie imprese sulla piazza di Milano. I prezzi relativi ai contratti più diffusi costituiscono un'apposita sezione nell'ambito delle rilevazioni prezzi all'ingrosso svolte dalla Camera di commercio di Milano, il c.d. "mercuriale", e sono regolarmente pubblicati sul portale dedicato. Il lancio dell'operazione è stato preceduto dalla

ricognizione delle tipologie contrattuali più diffuse sulla piazza milanese e accompagnato da una verifica periodica dei fabbisogni di energia presso le imprese della provincia.

La rilevazione ha per oggetto le condizioni economiche praticate dai fornitori nell'ambito dei contratti maggiormente diffusi nel libero mercato e riferite ad alcuni profili di consumatore tipo. Il corrispettivo rilevato è il prezzo della componente energia, denominato "franco centrale", al netto delle perdite di rete. Tale prezzo include il costo della generazione, gli oneri in capo al fornitore connessi con il bilanciamento tra l'energia effettivamente assorbita dalle utenze e l'energia immessa in rete (oneri di sbilanciamento), oltre che gli oneri,

I prezzi dell'energia
elettrica sulla piazza
di Milano

sempre in capo al fornitore, per la copertura delle penali addebitate in base alla normativa comunitaria in materia di emissioni inquinanti (oneri da CO₂). La rilevazione esclude invece tutte le altre componenti del costo dell'energia elettrica, ovvero i corrispettivi per la commercializzazione al dettaglio, gli oneri passanti, come i corrispettivi di dispacciamento, i corrispettivi per il trasporto e i c.d. "oneri impropri", oltre alle imposte (accise erariali, addizionali provinciali e IVA). La rilevazione è ex post, cioè riferita a prezzi effettivamente pagati per forniture già attive.

I profili tipo di impresa attualmente rilevati sono sei e corrispondono alla combinazione tra le clausole contrattuali più diffuse: due sono le classi di consumo annuo, fino a 300 MWh/anno e da 301 a 1.200 MWh/anno, due le durate contrattuali contemplate, 12 e 24 mesi, due le tipologie di prezzo, monorario (cioè non differenziato per fascia) e multiorario (con tre prezzi per fascia). Per ciascun profilo vengono rilevate due tipologie di contratti: contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile (indicizzato mediante formule di prezzo o agganciato, tipicamente con uno sconto percentuale, alle condizioni di maggior tutela). La declaratoria in uso viene periodicamente sottoposta a procedure di verifica con i fornitori e i rappresentanti dei consorzi dei consumatori che operano sulla piazza milanese per garantirne la rappresentatività e recepire i mutamenti nelle prassi di mercato.

La pubblicazione periodica del Mercuriale risponde a una serie di finalità: l'iniziativa consente di disporre di riferimenti di prezzo per le declaratorie contrattuali maggiormente in uso, di quantificare le differenze di prezzo legate a una maggiore/minore durata contrattuale, a una diversa modalità di aggiornamento dei corrispettivi (fissi o variabili), a una articolazione dei corrispettivi per fasce o meno, a un maggiore o minore volume di con-

sumo annuo (due classi di consumo). Inoltre, essa rappresenta un momento di verifica circa l'evoluzione del mercato libero e un modo per quantificare, ex post, le economie di costo conseguibili da parte delle imprese attraverso l'accesso al libero mercato dell'energia.

L'obiettivo di fondo del progetto – in corso di sviluppo presso altre Camere di commercio – è quindi quello di favorire la diffusione degli elementi di conoscenza utili alla comprensione del funzionamento del libero mercato, facilitandone l'accesso alle categorie di utenza più meritevoli di tutela perché più esposte a problemi di asimmetria informativa, come le micro e le piccole imprese.

Il portato informativo del Mercuriale

La tavola allegata riporta le indicazioni riferite ai contratti più diffusi attivati con decorrenza 1 gennaio 2010 sulla piazza di Milano e provincia.

In primo luogo si osserva che esiste una differenza positiva, di alcuni €/MWh, tra i contratti a prezzo fisso e i contratti a prezzo variabile a vantaggio dei secondi: a gennaio 2010, i contratti a prezzo fisso sono dunque risultati relativamente meno convenienti rispetto ai contratti a prezzo variabile. Questa evidenza può essere interpretata alla luce di aspettative di aumento per i prezzi variabili. In altre parole, questa differenza veicola il messaggio che, mediamente, il mercato sconta un futuro aumento del prezzo dei combustibili fossili e quindi dei costi della generazione termoelettrica. È importante ricordare che, a parità di altre condizioni, la differenza di prezzo tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile incorpora anche una componente assicurativa: il fornitore si impegna infatti a mantenere costanti i prezzi per tutta la durata contrattuale, anche in presenza di variazioni nei costi di generazione.

A parità di tipologia di prezzo (monorario o multiorario), si osservano corrispettivi più elevati per i contratti con durata di 24 mesi rispetto a quelli con durata di 12 mesi: a una maggiore durata contrattuale corrisponde dunque un corrispettivo unitario superiore. Questa evidenza può essere interpretata alla luce del fatto che in un contesto di mercato molto variabile una maggiore durata contrattuale implica l'impegno protratto per un tempo più lungo, da parte del fornitore, a mantenere invariati i corrispettivi, anche in presenza di variazioni dei costi di generazione: la distanza tra i corrispettivi per contratti a 12 e 24 mesi rappresenta la controparte di questo servizio di assicurazione.

A parità di tipologia di prezzo e di durata contrattuale, i profili a maggiore consumo presentano corrispettivi unitari lievemente inferiori a suggerire che siamo in presenza di modici sconti sulla quantità.

Tra i portati informativi del mercuriale vi è anche la possibilità di operare dei raffronti con le condizioni economiche aggiornate trimestralmente dall'Autorità e applicate alle impre-

se allacciate in bassa tensione con un fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e con meno di 50 dipendenti che non hanno scelto il proprio fornitore sul libero mercato. È dunque possibile trarre qualche conclusione circa le convenienze relative, all'avvio della fornitura, tra mercato libero e regime di maggior tutela per le imprese allacciate in bassa tensione aventi diritto al servizio di maggior tutela. Per queste micro e piccole imprese, la rilevazione effettuata a gennaio 2010 restituisce un quadro in cui i corrispettivi dei contratti monorari a prezzo fisso per forniture sino a 300 MWh/anno sono sostanzialmente allineati alle condizioni di maggior tutela valide per il primo trimestre 2010.

Alla partenza, i corrispettivi dei contratti monorari per forniture allo stesso segmento di mercato a prezzo variabile indicano, per il solo mese di gennaio 2010, uno sconto di alcuni euro al MWh, rispetto alle condizioni di maggior tutela. Un bilancio definitivo circa le convenienze economiche può tuttavia essere realizzato solo ex post, cioè considerando lo sviluppo dei prezzi lungo l'intero periodo di vigenza dei contratti.

CLASSI DI CONSUMO (MWh/ANNO)	TENSIONE	DURATA	TIPOLOGIA	PREZZO FISSO €/MWh			PREZZO VARIABILE ^(B) €/MWh		
				F1	F2	F3	F1	F2	F3
Fino a 300	BT	12 mesi	Monorario		85,24			80,73	
Fino a 300	BT	24 mesi	Monorario		87,83			n.d.	
Fino a 300	BT	12 mesi	Multiorario	103,18	80,04	59,33	103,39	77,98	56,44
Fino a 300	BT	24 mesi	Multiorario	105,85	85,15	60,52	n.d.	n.d.	n.d.
Da 301 a 1.200	BT o MT	12 mesi	Multiorario	102,87	79,79	58,19	98,05	74,65	52,25
Da 301 a 1.200	BT o MT	24 mesi	Multiorario	105,60	84,44	59,06	n.d.	n.d.	n.d.

(A) Oltre al corrispettivo di energia include gli oneri di sbilanciamento e gli oneri di CO₂.

(B) Valorizzazione per il primo mese di fornitura, gennaio 2010.

Prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano e provincia a gennaio 2010

Da produttore/grossista/venditore a utente non domestico; prezzo prevalente della componente energia "franco centrale"^(A) per contratti della durata di 12 e 24 mesi attivati con decorrenza 1 gennaio 2010

Le vendite del mercato libero nel 2009, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 189 TWh, in diminuzione di più del 3% rispetto al 2008. Nella tavola 2.29, i dati raccolti dall'Autorità, che coprono circa il 95% del totale provvisorio di Terna, sono ripartiti per tipologia di cliente; poco meno del 95% dei

volumi ha interessato i c.d. "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 3 milioni di punti di prelievo (70% del totale).

Nel 2009 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 1.800.000 clienti domestici, per complessivi 5,1 TWh. Il 46% circa delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno (Tav. 2.30).

TAV. 2.29

Mercato libero per tipologia di cliente nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia^(A)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
BT	50.913	4.184
Domestico	5.089	1.828
Illuminazione pubblica	4.279	187
Altri usi	41.545	2.169
MT	89.419	82
Illuminazione pubblica	324	1
Altri usi	89.095	81
AT e AAT	39.610	1
Altri usi	39.610	1
TOTALE	179.942	4.266

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.30

Mercato libero domestico per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia^(A)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
< 1.000 kWh	132	174
1.000-1.800 kWh	556	363
1.800-2.500 kWh	762	343
2.500-3.500 kWh	1.319	449
3.500-5.000 kWh	1.299	331
5.000-15.000 kWh	976	166
> 15.000 kWh	46	2
TOTALE	5.089	1.828

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,4% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'an-

no, per un totale di 96 TWh (circa il 55% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.31).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
< 5 MWh	BT	2.270	1.158
5-10 MWh	BT	2.527	358
10-15 MWh	BT	2.260	187
15-20 MWh	BT	2.108	124
< 10 MWh	MT	16	3
10-20 MWh	MT	28	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	9.853	320
50-100 MWh	Tutti	8.870	132
100-500 MWh	Tutti	23.251	115
500-2.000 MWh	Tutti	27.578	30
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.545	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.700	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.724	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	6.759	0
> 150.000 MWh	Tutti	23.362	0
TOTALE		174.853	2.439

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2009 il principale operatore in termini di vendite risulta essere Enel, che ha mantenuto la sua quota, di poco inferiore al 27%,

sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente. I primi dieci operatori rappresentano il 72,5% circa del mercato in termini di volumi venduti.

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	48.229	26,8
Edison	21.728	12,1
E.On	11.605	6,4
Eni	8.984	5,0
Sorgenia	8.979	5,0
Electrabel/Acea	8.873	4,9
Avelar Energy	6.643	3,7
A2A	6.161	3,4
Hera	5.294	2,9
Axpo Group	3.917	2,2
Altri esercenti	49.530	27,5
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	179.942	100,0

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di

maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1

TAV. 2.31

Mercato libero non domestico per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia^(A)

TAV. 2.32

Principali esercenti sul mercato libero nel 2009

Volumi in GWh; quota percentuale^(A)

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2009 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno pre-

levato elettricità per circa 7,2 TWh. Il 5,7% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (65% del totale delle vendite) (Tav. 2.33).

TAV. 2.33

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Volumi in GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	2.332	111.757
Illuminazione pubblica	370	14.963
Altri usi	1.962	96.795
MT	4.702	18.143
Illuminazione pubblica	44	220
Altri usi	4.658	17.923
AT e AAT	191	91
Altri usi	191	91
TOTALE SALVAGUARDIA	7.225	129.991

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Dall'analisi della ripartizione a livello regionale delle vendite emerge che le principali regioni in termini di energia fornita

tramite il servizio di salvaguardia sono Campania, Lombardia e Lazio, tutte con una vendita superiore a 900 GWh.

TAV. 2.34

Servizio di salvaguardia per regione nel 2009

Volumi in GWh

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
Valle d'Aosta	5	55
Piemonte	356	7.038
Liguria	70	2.347
Lombardia	918	15.209
Trentino Alto Adige	53	1.672
Veneto	330	7.851
Friuli Venezia Giulia	152	2.292
Emilia Romagna	324	7.662
Toscana	482	10.792
Lazio	911	9.062
Marche	193	3.248
Umbria	201	2.531
Abruzzo	186	4.639
Molise	16	818
Campania	936	13.422
Puglia	452	8.975
Basilicata	68	1.357
Calabria	416	7.438
Sicilia	853	17.312
Sardegna	304	6.272
TOTALE	7.225	129.991

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;

- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2010 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2009 pari al 3,0%, passando da 2,188 c€/kWh a 2,253 c€/kWh.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2010	0,385	1,597	0,271	2,253
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2010-2009	0,022	0,050	-0,007	0,065
Variazione % 2010-2009	6,1%	3,2%	-2,5%	3,0%

TAV. 2.35

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE			DIFFERENZA 2010-2009
	2008	2009	2010	
BT usi domestici	3,417	3,505	3,616	0,111
BT illuminazione pubblica	1,706	1,751	1,813	0,062
BT altri usi	2,726	2,798	2,895	0,097
MT illuminazione pubblica	1,072	1,104	1,140	0,036
MT altri usi	1,133	1,166	1,214	0,048
AT	0,446	0,465	0,493	0,028
AAT > 220 kV	0,405	0,424	0,448	0,024

TAV. 2.36

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