

RELAZIONE TECNICA
relativa alla deliberazione 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08

**PRESUPPOSTI PER L'AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE APRILE - GIUGNO
2008 DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI VENDITA DI ENERGIA
ELETTRICA DI MAGGIOR TUTELA**

1. Interventi oggetto della deliberazione connessa alla presente relazione tecnica

1.1 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica:

- a) fissa i livelli degli elementi PE e PD e del corrispettivo PED;
- b) rivede in aumento i valori della componente UC_1 fissati con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 352/07 (di seguito: deliberazione n. 352/07);
- c) mantiene pari a 0 (zero) il livello del corrispettivo PPE;
- d) modifica il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07, Allegato A alla deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV) introducendo obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la maggior tutela al fine di monitorare il mercato della vendita di energia elettrica per i clienti aventi diritto a tale servizio;
- e) aggiorna e pubblica l'Allegato C della deliberazione 9 maggio 2007 n. 110/07 come successivamente modificata e integrata.

2. Corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti cui è erogato il servizio di maggior tutela

2.1 Il TIV definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti cui è erogato il servizio di maggior tutela (corrispettivo PED) come la somma dei seguenti elementi:

- a) elemento PE, a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'acquisto dell'energia elettrica;
- b) elemento PD, a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per il dispacciamento dell'energia elettrica.

Il TIV prevede che il corrispettivo PED, gli elementi PE e PD siano aggiornati dall'Autorità alla fine di ciascun trimestre con riferimento al trimestre successivo.

2.2 Le modalità di determinazione del corrispettivo PED prevedono che esso sia determinato dall'Autorità sulla base del prezzo di cessione pagato dall'esercente la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti cui è erogato il servizio. In particolare, il prezzo di cessione risulta articolato per le fasce orarie F1, F2 ed F3 e riflette i costi di acquisto e funzionamento e di dispacciamento dell'Acquirente unico, soggetto che a partire dall'1 luglio 2007 svolge la funzione esclusiva di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela.

- 2.3 Il TIV prevede che il corrispettivo PED sia:
- a) non articolato per fasce orarie ed applicato ai clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 (di seguito: clienti monorari);
 - b) articolato per le fasce orarie F1, F2 ed F3 ed applicato ai clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 a condizione che abbiano fatto richiesta di applicazione di corrispettivi differenziati per dette fasce entro il 30 settembre 2007 (di seguito: clienti multiorari);
 - c) articolato per le fasce orarie F1 ed F23 (somma delle fasce orarie F2 ed F3) ed applicato ai clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 ed F23 a condizione che facciano richiesta di applicazione di corrispettivi differenziati per dette fasce ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 27 settembre 2007, n. 237/07 (di seguito: clienti biorari).

Si ricorda che ai clienti finali solamente dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 ed F23 ma che non hanno avanzato richiesta di applicazione di corrispettivi differenziati per le fasce orarie F1 ed F23 è applicato il corrispettivo PED monorario, al pari dei clienti di cui alla precedente lettera a); pertanto essi non sono qualificabili come clienti multiorari o biorari.

- 2.4 In termini operativi, i livelli del corrispettivo PED e degli elementi PE e PD sono definiti considerando:
- a) la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
 - b) la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
 - c) la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi al calcolo del corrispettivo PED: in merito alla quantificazione di tale recupero si rimanda al successivo capitolo 5.
- 2.5 Infine il TIV prevede l'applicazione ai clienti finali cui è erogato il servizio di maggior della componente UC₁ e del corrispettivo PPE.

3. Valorizzazione dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 3.1 Il comma 11.3 del TIV prevede che il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per la vendita di energia elettrica ai clienti cui il servizio è erogato sia determinato, per ciascun mese, sulla base dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico medesimo. In particolare, il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 di un mese, alla somma di tre componenti:
- a) il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria;
 - b) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il servizio di maggior tutela;
 - c) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per il proprio funzionamento.

- 3.2 Il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica di cui al punto 3.1, lettera a), è calcolato come media ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in ciascuna fascia oraria:
- a) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP);
 - b) per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte (di seguito: contratti bilaterali);
 - c) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto di copertura di rischio prezzo (di seguito: contratti differenziali).
- 3.3 Ai fini della determinazione del costo unitario di cui al precedente punto 3.2, gli importi relativi all'energia elettrica di sbilanciamento valorizzati al prezzo di cui al comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06 (PUN) si intendono, ai sensi del comma 11.4 del TIV, compresi nei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica nel MGP e non tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento.
- 3.4 Il comma 11.5 del TIV stabilisce, inoltre, la modalità di valorizzazione del costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in ciascuna fascia oraria di un mese per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti bilaterali o contratti differenziali. In particolare, è stabilito che tale valore venga determinato, per ciascuna fascia oraria del mese, scontando o aumentando il prezzo unitario mensile effettivo di acquisto in ragione del rapporto tra il costo unitario di fascia che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale fascia fosse stato effettuato nel MGP e il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale mese fosse stato effettuato nel MGP.
- 3.5 Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente unico con le comunicazioni:
- 11 marzo 2008, prot. Autorità n. 8170 del 20 marzo 2008;
 - 13 marzo 2008, prot. Autorità n. 8172 del 20 marzo 2008;
 - 25 marzo 2008, prot. Autorità n. 8702 del 27 marzo 2008;
- e sulla base delle informazioni trasmesse da Terna Spa (di seguito: Terna) con le comunicazioni:
- 18 marzo 2008, prot. Autorità n. 8257 del 21 marzo 2008;
 - 20 marzo 2008, prot. Autorità n. 8331 del 25 marzo 2008
- la Direzione Mercati ha provveduto a valorizzare, rispettivamente, il costo unitario di acquisto di cui alla lettera a) del precedente punto 3.1 e il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento di cui alla lettera b) del precedente punto 3.1.

Costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico per il servizio di maggior tutela

- 3.6 Ai sensi del comma 5.2 del TIV i clienti ammessi al servizio di maggior tutela sono i clienti finali domestici e le piccole imprese¹ che non hanno un venditore sul mercato libero.

¹ Sono piccole imprese tutti i clienti finali non domestici con tutti i punti di prelievo connessi in bassa tensione e con un numero di dipendenti inferiore a 50 e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

3.7 La tabella 1 riporta, con riferimento all'anno 2008, l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento.

Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di cessione (anno 2008) – GWh

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	TOT
	GWh												
Importazioni (a)	678	1.100	1.153	1.215	718	694	698	484	595	721	693	699	9.448
Contratti fisici in banda (b)	721	680	726	703	727	703	727	727	703	728	703	727	8.576
Acquisti in borsa (c)	8.028	7.000	6.542	5.495	5.868	6.440	7.174	5.957	6.074	6.006	6.386	7.279	78.249
di cui:													
CIP6	911	853	865	838	866	838	820	820	750	776	706	729	9.771
VPP	186	174	186	180	186	180	186	186	180	186	180	186	2.196
contratti differenziali a due vie	41	180	183	187	182	180	123	168	173	141	160	172	1.889
Sbilanciamento (d)	-169	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-169
Totale	9.596	8.781	8.421	7.414	7.313	7.838	8.599	7.168	7.373	7.454	7.782	8.705	96.443
Acquisti in borsa non coperti (e)	7.059	5.793	5.309	4.290	4.634	5.242	6.046	4.782	4.971	4.903	5.341	6.193	64.562
% quota non coperta (f)	74%	66%	63%	58%	63%	67%	70%	67%	67%	66%	69%	71%	67%
(a) E' l'energia elettrica di cui ai punti 3.9 e 3.10 della presente relazione tecnica.													
(b) E' l'energia elettrica di cui al punto 3.11 della presente relazione tecnica.													
(c) E' il totale delle quantità acquistate su MGP.													
(d) Il segno negativo degli sbilanciamenti significa che le previsioni e i programmi di acquisto formulati con riferimento a un determinato mese sono stati inferiori ai consumi effettivi registrati.													
(e) E' la quota del fabbisogno approvvigionato con gli acquisti in borsa valorizzata al PUN per la quale l'Acquirente unico non risulta essere coperto; i valori riportati in tabella sono ottenuti, in ciascun mese, come differenza tra la somma degli acquisti in borsa e dell'energia elettrica da sbilanciamento cambiata di segno e la somma dell'energia elettrica CIP 6, dell'energia elettrica corrispondente ai contratti differenziali a due vie e dell'energia elettrica corrispondente ai contratti VPP.													
(f) E' il rapporto tra "Acquisti in borsa non coperti" e "Totale".													

3.8 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti bilaterali e differenziali fa riferimento ad un paniere che comprende:

- a) l'energia elettrica importata dall'Acquirente unico in esecuzione dei contratti di importazione di cui al successivo punto 3.9;
- b) l'energia elettrica importata da Enel Spa (di seguito: Enel) in esecuzione dei contratti pluriennali di importazione in essere al 19 febbraio 1997 e ceduta all'Acquirente unico ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2007 recante "Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008, e direttive all'Acquirente unico Spa in materia di contratti pluriennali di importazioni per l'anno 2008" (di seguito: decreto 18 dicembre 2007);
- c) altri contratti bilaterali;
- d) l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla deliberazione del Comitato interministeriale dei prezzi del 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: capacità produttiva CIP 6/92);
- e) l'energia elettrica corrispondente al contratto sottoscritto con la società Enel Produzione S.p.A. in esito alle procedure per la cessione di capacità produttiva virtuale (di seguito: contratto VPP);

f) l'energia elettrica corrispondente ad altri contratti differenziali a due vie di cui al successivo punto 3.14.

3.9 Per quanto riguarda le importazioni annuali, la quota di portafoglio coperta fa riferimento alla potenza aggiudicata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico. In particolare, nel periodo compreso tra dicembre 2007 e marzo 2008 sono state bandite differenti aste i cui risultati sono riportati nella seguente tabella 2.

Tabella 2: Assegnazioni aste di importazione dalla Svizzera (MW) per l'anno 2008

	Quantità	Prodotto	Durata
Asta annuale	312	Baseload	1 gennaio - 31 dicembre 2008
Aste mensili	547	Baseload	1 - 29 febbraio 2008
	337	Peak load	1 - 29 febbraio 2008
	400	Baseload	1 - 31 marzo 2008
	200	Peak load	1 - 31 marzo 2008
	675	Baseload	1 - 30 aprile 2008
	125	Peak load	1 - 30 aprile 2008

L'energia elettrica relativa a tali contratti è valorizzata in base ai prezzi risultanti dalle singole procedure d'asta, prezzi che risultano fissi per tutto il periodo di validità del contratto.

All'energia elettrica corrispondente a tali assegnazioni va aggiunta l'energia elettrica corrispondente ai seguenti due contratti di importazione dalla Svizzera:

- a) un contratto sottoscritto nel mese di gennaio 2008 avente ad oggetto la fornitura di 150 MW di energia elettrica peak load e della corrispondente capacità di trasporto, per il periodo compreso tra aprile e dicembre 2008;
- b) un contratto sottoscritto nel mese di febbraio 2008 avente ad oggetto la fornitura di 175 MW di energia elettrica baseload e della corrispondente capacità di trasporto, per il mese di marzo 2008.

Complessivamente, l'ammontare di energia elettrica stimata per l'anno 2008 risulta pari a circa 4.178 GWh.

3.10 L'energia elettrica di cui al precedente punto 3.8, lettera b), riguarda contratti di importazione dalla frontiera con la Svizzera e, in particolare, risulta pari a circa 5.270 GWh. Per i primi tre mesi del 2008 la valorizzazione dell'energia elettrica effettivamente importata oggetto di tali contratti è fissata pari a 68 €/MWh secondo quanto previsto dal decreto 18 dicembre 2007; per i mesi successivi la valorizzazione di tali contratti è aggiornata secondo quanto stabilito dalla deliberazione n. 329/07. Inoltre, il contratto pluriennale tra la società Enel e la società Atel prevede alcune clausole di interrompibilità e modulabilità che possono dare luogo a differenze tra quanto effettivamente importato e la massima capacità di importazione dalla frontiera svizzera per l'esecuzione dei contratti in esame (600 MW). Tali differenze, ove riscontrate, sono valorizzate al PUN.

3.11 L'Acquirente unico ha inoltre bandito tre aste per la stipula di contratti bilaterali fisici in banda. In esito a tali aste sono stati assegnati 977 MW costanti in tutte le ore dell'anno² (di

² Si precisa che con riferimento all'asta del 12 dicembre 2007 nei primi sei giorni dell'anno la quantità effettivamente fornita è stata pari a 327 MW, invece dei 367 MW contrattualmente previsti.

seguito: contratti fisici in banda). La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata in tabella 3, per un totale annuo di energia elettrica approvvigionata pari a circa 8.576 GWh. L'energia elettrica relativa a tali contratti è valorizzata in base ai prezzi risultanti dalle singole procedure d'asta. In particolare: 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.

Tabella 3: Contratti fisici in banda – Assegnazioni delle singole aste (MW)

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

- 3.12 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2008 è pari, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 novembre 2007 recante *“Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa”* (di seguito: decreto 15 novembre 2007), al 25% del totale della capacità assegnabile ed è stata, in particolare, stimata pari a 1.225 MW costanti in ogni ora per il mese di gennaio 2008; per i mesi successivi è stata ipotizzata una riduzione di tale quantità per tener conto dell'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela. Le modalità di regolazione delle partite economiche risultanti dall'assegnazione di tale energia elettrica all'Acquirente unico sono equivalenti ad un contratto differenziale a due vie rispetto al PUN, con un prezzo strike di assegnazione che per i primi tre mesi del 2008 è stato pari a 68 €/MWh, in base a quanto stabilito dal decreto 15 novembre 2007, e che per i mesi successivi è aggiornato secondo quanto stabilito dalla deliberazione n. 331/07.
- 3.13 L'Acquirente unico ha poi stipulato con la società Enel Produzione Spa un contratto VPP per l'anno 2008. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione Spa si impegna:
- a) a pagare all'Acquirente unico, se positiva, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo strike dell'assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata;
 - b) a ricevere dall'Acquirente unico, se negativa, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo strike dell'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 ponderata alle quantità accettate in vendita in tali zone.

Relativamente a ciascun prodotto, le quantità aggiudicate all'Acquirente unico in esito alla procedura di assegnazione e i corrispondenti prezzi strike sono riportati nella tabella 4. Complessivamente, l'energia elettrica coperta mediante il contratto VPP risulta pari a circa 2.196 GWh.

Tabella 4: Contratto VPP 2008 - Quantità assegnata (MW) e prezzi strike (€/MWh)

Prodotto	MW	Prezzo strike
Baseload	150	76
On peak	100	108,65
Off peak	100	57,8

3.14 Infine, per quanto concerne i contratti differenziali a due vie, nel mese di gennaio 2008 l'Acquirente unico ha bandito le seguenti aste:

- a) 3 gennaio 2008, avente ad oggetto una copertura annuale di tipo baseload;
- b) 30 gennaio 2008, avente ad oggetto una copertura di tipo baseload e una copertura di tipo peak load per il periodo compreso tra i mesi di febbraio e di dicembre 2008.

La potenza assegnata in ogni singola asta è riportata nelle seguente tabella 5. Il prezzo strike relativo a tali contratti è indicizzato al prezzo del Brent.

Tabella 5: Contratti differenziali a due vie 2008 - Quantità assegnata (MW)

Asta	Prodotto	Quantità	Durata		
3 gennaio 2008	Baseload	55	1 gennaio - 31 dicembre 2008		
30 gennaio 2008	Baseload	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	1 - 31 luglio 2008		
		120	1 - 31 agosto 2008		
		130	1 - 30 settembre 2008		
		90	1 - 31 ottobre 2008		
		130	1 - 30 novembre 2008		
		120	1 - 31 dicembre 2008		
		30 gennaio 2008	Peak load	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	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		

3.15 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica su base annua nel MGP è prevista essere pari a circa l'81% del totale del fabbisogno, comprensiva

dell'energia elettrica CIP 6/92, dell'energia relativa al contratto VPP e dell'energia elettrica relativa ai contratti differenziali a due vie di cui al precedente punto 3.14.

- 3.16 La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto delle coperture connesse all'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6/92, all'energia elettrica relativa al contratto VPP e all'energia elettrica relativa ai contratti differenziali a due vie di cui al precedente punto 3.14 (c.d. portafoglio "scoperto") è prevista essere in media pari a circa il 67 %, ovvero circa i 2/3 del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico.

Previsioni relative all'andamento del PUN orario

Il valore del costo medio di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico, elaborato dall'Autorità, incorpora alcuni dati previsionali relativi all'andamento del PUN orario ed, eventualmente, qualora l'Acquirente unico offra contratti differenziali con prezzi strike indicizzati al prezzo del greggio o di prodotti petroliferi, all'andamento mensile di tali prezzi.

Il prezzo del petrolio (Brent dated) è previsto attestarsi mediamente nel 2008 intorno a 95 US\$/barile, in aumento del 16,4% rispetto al valore medio previsto per il 2008 a fine dicembre 2007.

Sui mercati valutari, che recentemente hanno visto un significativo rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro, le attese confermano per il 2008 una valuta europea più forte della valuta americana nel confronto con il 2007. Il tasso di cambio dollaro/euro è pertanto previsto attestarsi intorno a 1,501 in media annua, in aumento di circa il 3,3% rispetto alle previsioni del trimestre precedente.

I costi variabili di generazione utilizzati nel modello per la previsione del PUN riflettono le proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio.

Il PUN, in termini di media aritmetica annuale, è previsto aumentare del 5,1% rispetto al livello previsto tre mesi fa. In valore assoluto la nuova proiezione è pari a 79,25 €/MWh.

- 3.17 La tabella 6 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2008, la stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico. Oltre ai costi connessi ai contratti di cui ai precedenti punti da 3.9 a 3.14 e all'acquisto nel MGP dell'energia elettrica non coperta da tali contratti, tale costo comprende:
- a) i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto pagati dall'Acquirente unico in qualità di operatore cedente per l'esecuzione dei contratti annuali di importazione;
 - b) i proventi conseguenti alla valorizzazione delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto spettanti all'Acquirente unico ai sensi dell'articolo 12 della deliberazione 18 dicembre 2007, n. 329/07;
 - c) altri costi connessi all'energia elettrica di importazione (CCT, certificati verdi);
 - d) il corrispettivo pagato alla società Gestore del mercato elettrico Spa.

Tabella 6: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2008)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	9,19	8,70	7,78	7,99	7,98	8,43	9,24	7,42	8,36	8,20	8,61	8,68

- 3.18 Per quanto riguarda la quantificazione dei costi di sbilanciamento attribuiti all'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per le unità di consumo comprese nel servizio di maggior tutela, le informazioni relative agli oneri di sbilanciamento sono disponibili per il solo mese di gennaio; per i mesi successivi, in assenza di informazioni, l'ammontare di energia elettrica di sbilanciamento è stato assunto pari a zero.
- 3.19 Le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti prevedono che alla quota dello sbilanciamento inferiore al 3% del programma finale cumulato, considerando anche il corrispettivo di non arbitraggio³, si applichi il PUN, mentre la restante parte (la quota superiore al 3%) sia valorizzata attraverso un prezzo pari alla somma del PUN e di un fattore di correzione determinato in relazione allo sbilanciamento zonale.
- 3.20 Dall'applicazione dei corrispettivi di cui al precedente punto, il corrispettivo di sbilanciamento attribuibile all'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per unità di consumo appartenenti al servizio di maggior tutela può essere considerato come somma:
- del prodotto tra il totale dell'energia elettrica di sbilanciamento e il PUN;
 - del prodotto tra l'energia elettrica di sbilanciamento superiore al 3% per il fattore di correzione di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06.
- 3.21 Alla luce di quanto sopra, l'energia di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico per le unità di consumo appartenenti al servizio di maggior tutela è valorizzata come:
- costo di acquisto sostenuto dal medesimo Acquirente unico, nella misura equivalente al prodotto tra il PUN e lo sbilanciamento (di seguito: sbilanciamento a PUN);
 - onere di dispacciamento sostenuto dal medesimo Acquirente unico, nella misura equivalente al prodotto tra la penale da sbilanciamento e la quota dello sbilanciamento superiore al 3% (di seguito: penale da sbilanciamento).
- 3.22 La successiva tabella 7 riporta con riferimento al mese di gennaio 2008, l'unico per i quali risultano disponibili i dati di consuntivo, il totale dell'energia elettrica da sbilanciamento e gli importi complessivi rispettivamente dello sbilanciamento a PUN e della penale da sbilanciamento.

Tabella 7: Energia elettrica di sbilanciamento, sbilanciamento a PUN, penale (anno 2008)

Energia di sbilanciamento	Sbilanciamento a PUN	Penale da sbilanciamento
GWh	mln€	mln€

³ Il corrispettivo di non arbitraggio è pari al prodotto tra lo sbilanciamento e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06 e il PUN.

Gennaio	-169,07	15,39	4,19
---------	---------	-------	------

- 3.23 La tabella 7 mostra che nel mese di gennaio 2008 le previsioni di consumo dell'Acquirente unico sono state inferiori all'effettivo fabbisogno del mese del mercato di maggior tutela, pari a circa 9,6 TWh.
- 3.24 Coerentemente con quanto previsto dalla deliberazione n. 111/06, uno sbilanciamento di segno negativo significa infatti che le previsioni e i conseguenti programmi di acquisto formulati con riferimento a un determinato mese sono stati inferiori ai consumi effettivi registrati.

Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 3.25 Ai fini della valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il servizio di maggior tutela, sono state utilizzate, tra l'altro, le informazioni fornite da Terna nella comunicazione del 18 marzo 2008.
- 3.26 Secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 111/06, l'Acquirente unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti in maggior tutela, è tenuto a versare a Terna come tutti gli altri utenti del dispacciamento:
- il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
 - il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
 - il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna;
 - il corrispettivo di cui al precedente punto 3.21 lettera b) a copertura degli oneri di sbilanciamento propri dell'Acquirente unico;
 - il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
 - il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
 - il corrispettivo a copertura della differenza tra le perdite effettive e le perdita standard nelle reti.
- 3.27 Al fine di stabilizzare i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui alla lettera a) del precedente punto 3.26 e fissare i relativi corrispettivi unitari tenendo conto delle esigenze di fatturazione ai clienti finali, la deliberazione n. 314/06 ha rivisto le modalità di determinazione di tali corrispettivi che sono ora calcolati con cadenza trimestrale.
- 3.28 I valori riportati nella tabella 8 concorrono a determinare l'elemento PD e sono calcolati come somma dei corrispettivi di cui al precedente punto 3.26. In particolare:
- la determinazione del corrispettivo di cui al precedente punto 3.26, lettera a), tiene conto delle modificazioni della deliberazione n. 111/06 derivanti dalla deliberazione n. 350/07, relative alla ricomprensione nel calcolo del corrispettivo di eventuali saldi positivi derivanti dall'applicazione, con decorrenza 1 gennaio 2008, dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto di cui all'articolo 43 della deliberazione n. 111/06 e dall'assegnazione ed esercizio delle coperture CCC di cui alla deliberazione n. 205/04, nonché di saldi positivi relativi ai medesimi corrispettivi rimasti nella disponibilità di Terna relativi agli anni 2005, 2006 e 2007;

- b) i corrispettivi di cui al precedente punto 3.26, lettere c) e f), sono fissati per l'anno 2008 dalla deliberazione n. 111/06, così come modificata, rispettivamente, dalle deliberazioni n. 351/07 e n. 350/07;
- c) il corrispettivo di cui al precedente punto 3.26, lettera g), è stato posto pari a zero a partire dall'1 luglio 2007 con la deliberazione n. 159/07.

Tabella 8: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento (anno 2008)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	0,704	0,663	0,662	0,752	0,752	0,752	0,703	0,703	0,703	0,672	0,672	0,672

3.29 I dati riportati nelle tabelle 6 e 8 riflettono le elaborazioni effettuate dalla Direzione Mercati sulla base delle informazioni rese disponibili da Acquirente unico e da Terna. Tali dati, oggetto di revisione su base trimestrale, non possono costituire titolo di affidamento in relazione alle decisioni future dell'Autorità.

4. Determinazione degli elementi PE, PD e del corrispettivo PED per il servizio di maggior tutela

Aggiornamento degli elementi PE e PD

4.1 Il comma 7.3 del TIV definisce l'elemento PE come:

- a) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PE_M , per i clienti monorari;
- b) il prodotto tra il parametro λ e il parametro PE_F , per i clienti multiorari;
- c) il prodotto tra il parametro λ e il parametro PE_{bio} , per i clienti biorari;

dove:

PE_M (prezzo energia monorario) è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di acquisto e funzionamento dell'Acquirente unico, sostenuti per soddisfare la domanda relativa a ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh;

PE_F (prezzo energia per fascia) è la stima della media trimestrale, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di acquisto e funzionamento dell'Acquirente unico, sostenuti per soddisfare la domanda per ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh;

PE_{bio} (prezzo energia biorario) è la stima della media trimestrale, per ciascuna delle fasce orarie F1 ed F23, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di acquisto e funzionamento dell'Acquirente unico, sostenuti per soddisfare la domanda per ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh.

4.2 Analogamente, il comma 7.4 del TIV definisce l'elemento PD come:

- a) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PD_M , per i clienti monorari;
- b) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PD_F , per i clienti multiorari;

c) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PD_{bio} per i clienti biorari;

dove:

PD_M (prezzo dispacciamento monorario) è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di dispacciamento dell'Acquirente unico di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06, sostenuti per soddisfare la domanda relativa a ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh;

PD_F (prezzo dispacciamento per fascia) è la stima della media trimestrale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di dispacciamento dell'Acquirente unico di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06, sostenuti per soddisfare la domanda relativa a ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh;

PD_{bio} (prezzo dispacciamento biorario) è la stima della media trimestrale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di dispacciamento dell'Acquirente unico di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06, sostenuti per soddisfare la domanda relativa a ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, espresso in centesimi di euro/kWh.

- 4.3 Per quanto concerne la determinazione dei parametri PE_{bio} e PD_{bio} da applicare ai clienti domestici, il comma 25.9 del TIV dispone che per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2007 e il 31 dicembre 2008 tali parametri siano calcolati come stima della media annuale, anziché trimestrale, per ciascuna delle fasce orarie F1 ed F23, delle componenti del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi, rispettivamente, di acquisto e funzionamento e di dispacciamento dell'Acquirente unico.
- 4.4 Per i clienti monorari i parametri PE_M e PD_M vengono calcolati come media annua, riferita all'anno solare, dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico e ponderata in base al profilo di prelievo di ciascuna tipologia di clienti in maggior tutela.
- 4.5 Per i clienti multiorari i parametri PE_F e PD_F vengono calcolati come media dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico relativi al trimestre oggetto dell'aggiornamento e ponderata sulla base del profilo di prelievo del trimestre di ciascuna tipologia di clienti in maggior tutela dotati di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3.
- 4.6 I parametri PE_{bio} , e PD_{bio} applicati ai clienti biorari:
- a) per i clienti domestici, sono calcolati come media annua, riferita all'anno solare, dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico e ponderata in base al profilo di prelievo dei clienti domestici in maggior tutela nelle due fasce orarie F1 ed F23;
 - b) per i clienti non domestici, sono calcolati come media dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico, relativi al trimestre oggetto dell'aggiornamento e ponderata sulla base del profilo di prelievo del trimestre dei clienti non domestici in maggior tutela nelle due fasce orarie F1 ed F23.
- 4.7 I valori dei parametri PE_M , PE_F , PE_{bio} , PD_M , PD_F e PD_{bio} , sono riportati nelle tabelle 9 e 10.

Tabella 9: Valori degli parametri PE_M , PE_F e PE_{bio} per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno)

Tabella 9.1: Parametro PE_M	
Tipologia contrattuale	cent€/kWh
Utenza domestica in bassa tensione	8,1797
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	6,9406
Altre utenze in bassa tensione	8,7263

La stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di acquisto e funzionamento dell'Acquirente unico, ponderata in base al profilo di prelievo complessivo dei clienti in maggior tutela, che rappresenta l'indicatore maggiormente confrontabile con il parametro PGN in vigore fino al 30 giugno 2007, è pari a 8,3521 cent€/kWh.

Tabella 9.2: Parametro PE_F		
Fascia oraria	tipologia contrattuale	cent€/kWh
F1	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	10,5078
F2		8,1655
F3		5,3972
F1	Altre utenze in bassa tensione	10,5254
F2		8,1575
F3		5,3985

Tabella 9.3: Parametro PE_{bio}		
Fascia oraria	tipologia contrattuale	cent€/kWh
F1	Utenza domestica in bassa tensione	10,7965
F23		6,8684
F1	Altre utenze in bassa tensione	10,5254
F23		6,6017

Tabella 10: Valori degli parametri PD_M, PD_F e PD_{bio} per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno)

Tabella 10.1: Parametro PD _M	
Tipologia contrattuale	cent€/kWh
Utenza domestica in bassa tensione	0,7001
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,6958
Altre utenze in bassa tensione	0,6997

La stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela a copertura dei costi di dispacciamento dell'Acquirente unico, ponderata in base al profilo di prelievo complessivo dei clienti in maggior tutela, che rappresenta l'indicatore maggiormente confrontabile con il parametro D in vigore fino al 30 giugno 2007, è pari a 0,6997 cent€/kWh.

Tabella 10.2: Parametro PD _F		
Fascia oraria	tipologia contrattuale	cent€/kWh
F1	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,7523
F2		0,7523
F3		0,7523
F1	Altre utenze in bassa tensione	0,7523
F2		0,7523
F3		0,7523

Tabella 10.3: Parametro PD _{bio}		
Fascia oraria	tipologia contrattuale	cent€/kWh
F1	Utenza domestica in bassa tensione	0,7001
F23		0,7001
F1	Altre utenze in bassa tensione	0,7523
F23		0,7523

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento PE è passata da 8,941 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 9,254 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) (aliquote al netto della quota di recupero).
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento PD è passata da 0,720 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 0,775 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) (aliquote al netto della quota di recupero).

5. Recupero di eventuali errori connessi al calcolo del corrispettivo PED

- 5.1 Come anticipato al punto 2.4, il calcolo del corrispettivo PED prevede la quantificazione del recupero necessario alla correzione di eventuali errori connessi al calcolo del corrispettivo medesimo effettuati negli aggiornamenti precedenti (di seguito: recupero). Ciò è necessario in ragione del fatto che per l'esercente la maggior tutela il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti cui il servizio è erogato è un costo *pass through*. L'esercente la maggior tutela è infatti tenuto ad erogare il servizio di maggior tutela ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125/07, approvvigionandosi

dell'energia elettrica destinata al servizio esclusivamente dall'Acquirente unico e applicando ai clienti finali serviti, secondo quanto previsto dal TIV, la condizioni economiche definite dall'Autorità. Le differenze tra i costi e ricavi relativi alla parte di approvvigionamento dell'energia elettrica sono legate, quindi, a fattori esterni al controllo dell'esercente, e pertanto tali differenze devono essere compensate. Ciò è fatto mediante l'adeguamento dei corrispettivi in corso d'anno applicando, in primis, le componenti di recupero e, in subordine, mediante la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di maggior tutela successivamente.

- 5.2 A partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno), l'Autorità ha adottato una nuova metodologia per il calcolo del recupero da applicare, nella forma di adeguamento implicito, al calcolo degli elementi PE e PD. Di seguito saranno illustrate:
- a) la metodologia di calcolo del recupero utilizzata fino all'aggiornamento per il primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo);
 - b) la metodologia di calcolo del recupero adottata a partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno).

La metodologia di calcolo del recupero utilizzata fino all'aggiornamento per il primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo)

- 5.3 Fino all'aggiornamento per il primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) il calcolo del corrispettivo PED prevedeva la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex-ante e la valorizzazione ex-post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per i mesi dell'anno solare rispetto ai quali erano disponibili dati di consuntivo e pre-consuntivo.
- 5.4 In particolare, il recupero era calcolato come differenza tra i prezzi di cessione stimati prima dell'inizio del trimestre oggetto dell'aggiornamento, a partire dai quali erano, e sono tuttora, calcolati i corrispettivi PED, e i prezzi di cessione effettivamente praticati dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela nel corso del trimestre medesimo. Una volta quantificato l'importo complessivo necessario a correggere gli errori di previsione dei prezzi di cessione generatasi nei mesi per i quali erano disponibili dati di consuntivo e di pre-consuntivo secondo quanto descritto, veniva definita un'aliquota media a copertura di detti errori di stima, calcolata tenendo conto delle previsioni dell'Acquirente unico relative alla domanda di energia elettrica dei clienti in maggior tutela nel semestre successivo al mese in cui l'aggiornamento aveva luogo. Tale aliquota era applicata in modo indifferenziato nelle diverse fasce orarie e alle diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela.
- 5.5 Specificatamente, venivano calcolate:
- a) un'aliquota relativa al recupero degli errori commessi nella previsione dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico, che veniva sommata all'elemento PE;
 - b) un'aliquota relativa al recupero degli errori commessi nella previsione dei costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico, che veniva sommata all'elemento PD;
- tali aliquote concorrevano in tal modo a formare il corrispettivo PED, dato dalla somma dei due elementi PE e PD.
- 5.6 In base a quanto sopra, in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre di ogni anno non veniva effettuato alcun adeguamento degli elementi PE e PD, non essendo ovviamente noto alla fine del mese di dicembre, momento in cui si procede a detto aggiornamento, alcun elemento consuntivo o pre-consuntivo relativo ai costi sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno solare successivo, cui il medesimo aggiornamento si riferisce.

- 5.7 Infine, tutti gli errori non recuperati entro la fine dell'anno solare erano coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica.
- 5.8 La metodologia di recupero appena illustrata rappresentava un punto di equilibrio tra esigenze di tempestività nel recupero dei costi di approvvigionamento, da un lato, e di semplicità e trasparenza del relativo calcolo, dall'altro. Tuttavia, il perseguimento tali obiettivi di tempestività, semplicità e trasparenza comportava che il confronto e la conseguente compensazione tra i ricavi e i costi effettivi del servizio di maggior tutela avvenisse solo a consuntivo, attraverso appositi meccanismi di perequazione dell'energia elettrica.

La metodologia di calcolo del recupero adottata a partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno)

- 5.9 La metodologia per il calcolo del recupero adottata a partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) prevede che esso sia determinato come differenza tra:
- a) la stima dei costi di approvvigionamento di energia elettrica sostenuti dall'Acquirente unico nel corso dell'anno solare;
 - b) la stima dei ricavi ottenuti dagli esercenti la maggior tutela in applicazione dei corrispettivi PED durante il medesimo anno.
- 5.10 La metodologia adottata prevede, dunque, il confronto tra i costi e ricavi dell'esercente la maggior tutela, e non più, come invece succedeva in passato, il confronto tra i soli costi stimati ed effettivi. Tale scelta permette quindi di tenere in considerazione anche in corso d'anno nel calcolo del recupero eventuali differenze tra i costi e ricavi derivanti dal servizio di maggior tutela, minimizzando in tal modo il ricorso alla fine dell'anno solare ai conti di perequazione che, stante quanto previsto dal TIV, a partire dall'anno 2008 troveranno copertura mediante l'applicazione ai clienti in maggior tutela del corrispettivo PPE.
- 5.11 La scelta fatta dall'Autorità nell'adozione della nuova metodologia di calcolo del recupero è, tra l'altro, legata al fatto che:
- a) da un lato, tale metodologia dovrebbe comportare una diminuzione degli squilibri finanziari in capo agli esercenti la maggior tutela, che nel caso di quei soggetti che hanno proceduto alla creazione di un'apposita società per l'erogazione del servizio ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125/07, potrebbero rappresentare un forte elemento di criticità, dal momento che tali soggetti non possono più contare sui flussi di cassa derivanti dall'attività di distribuzione, precedentemente svolta in forma integrata;
 - b) dall'altro, tale metodologia dovrebbe consentire un più tempestivo recupero delle differenze tra costi e ricavi legati al servizio di maggior tutela, ciò implicando che l'onere derivante da tali differenze venga così pagato dai medesimi clienti che l'hanno causato. Viceversa, più il recupero dell'onere è posticipato nel tempo, maggiori sono le probabilità che i clienti che hanno concorso alla sua formazione abbiano abbandonato il servizio di maggior tutela.

- 5.12 L'applicazione della nuova metodologia di calcolo del recupero permette di considerare separatamente e di recuperare già in corso d'anno gli effetti di due errori che sono di norma commessi.
- 5.13 In particolare, sussiste, come già in passato, un errore legato alla stima dei prezzi di cessione compiuta prima dell'inizio di ciascun trimestre e utilizzata per la determinazione dei corrispettivi in vigore in quel trimestre dal momento che tale stima è diversa dal valore effettivamente assunto in tale periodo dai prezzi di cessione che l'Acquirente unico pratica agli esercenti la maggior tutela.
- 5.14 Con riferimento alla determinazione dei corrispettivi monorari, l'errore che si commette nella stima dei corrispettivi prima dell'inizio di ciascun trimestre non è limitato al valore assunto dai prezzi di cessione nel trimestre successivo ma a quello assunto in tutti i restanti mesi dell'anno solare. Infatti, i corrispettivi monorari applicati in un trimestre sono riferiti ad una media ponderata dei prezzi di cessione di tutti i mesi dell'anno solare. Considerare i soli errori di stima dei prezzi di cessione commessi nel trimestre più recente rischia non solo di ritardare il recupero di errori di stima riferiti a mesi lontani che già si manifestano come tali in ragione delle nuove stime, ma anche di non quantificarli correttamente. Ciò accade nel caso in cui i prezzi di cessione stimati prima dell'inizio del trimestre cui gli stessi si riferiscono divergano da quelli riferiti ai medesimi mesi e stimati in occasione dei precedenti aggiornamenti.
- 5.15 Inoltre, sempre con riferimento alla determinazione dei corrispettivi monorari, la precedente metodologia di determinazione dei recuperi sovrastimava (in caso di stime dei prezzi di cessione inferiori a quelli effettivi) o sottostimava (in caso contrario) l'impatto degli errori commessi e rilevati. Infatti, la precedente metodologia determinava l'importo da recuperare moltiplicando l'errore commesso (e riscontrato) nella stima dei prezzi di cessione dell'Acquirente unico per i volumi corrispondenti all'intera quantità di energia ceduta dall'Acquirente unico nelle corrispondenti fasce orarie. Nel determinare i corrispettivi monorari applicati in un trimestre, viceversa, i prezzi di cessione stimati per il medesimo trimestre incidono solo parzialmente; per la precisione, solo in rapporto alla quota dei consumi annui dei clienti interessati che ci si attendono nelle diverse fasce orarie di detto trimestre. I volumi interessati dall'errore che si commette nella determinazione dei corrispettivi monorari di un trimestre a causa di un errore nella stima dei prezzi di cessione dell'Acquirente unico nelle fasce orarie del medesimo trimestre sono quindi inferiori a quelli utilizzati, applicando la precedente metodologia, per determinare l'importo da recuperare.
- 5.16 Pertanto, dal momento che, come spiegato al capitolo 4, per i clienti cui si applicano corrispettivi monorari i parametri PE_M e PD_M sono calcolati come media annua dei costi sostenuti dall'esercente la maggior tutela per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, è opportuno tenere conto dell'errore che si manifesta con la revisione delle stime dei prezzi di cessione per tutti i mesi futuri, anche successivi al trimestre cui l'aggiornamento si riferisce. Questo tipo di errore viene di seguito chiamato errore di stima.
- 5.17 Con riferimento ai clienti cui si applicano corrispettivi monorari sussiste poi un ulteriore errore derivante dal fatto che con riferimento a tali clienti gli esercenti la maggior tutela corrispondono all'Acquirente unico un prezzo di cessione ponderato utilizzando come pesi la distribuzione nelle diverse fasce orarie del prelievo residuo d'area, mentre incassano dai clienti finali corrispettivi di vendita determinati sulla base di profili standard differenziati per le diverse tipologie contrattuali e definiti sulla base di rilevazioni campionarie. Questo tipo di errore viene di seguito chiamato errore di profilo.
- 5.18 In merito al calcolo degli importi da recuperare, per la stima dei costi di approvvigionamento di energia elettrica sostenuti dall'Acquirente unico nel corso dell'anno

solare sono stati utilizzati i dati di consuntivo per i mesi in cui i medesimi erano disponibili e le stime dell'Autorità per i restanti mesi dell'anno.

5.19 Per procedere alla stima dei ricavi ottenuti durante l'anno dagli esercenti la maggior tutela in applicazione dei corrispettivi PED è stato richiesto agli esercenti la maggior tutela di comunicare all'Autorità, distintamente per ogni mese dell'anno 2008, la loro miglior stima dei prelievi di energia elettrica dei clienti finali cui è erogato il servizio di maggior tutela, distinguendo tali prelievi in base:

- a) alle tipologie di clienti: clienti finali domestici, clienti finali non domestici titolari di punti di prelievo di illuminazione pubblica, clienti finali non domestici titolari di punti di prelievo per altri usi;
- b) al corrispettivo PED loro applicato: PED monorario, PED differenziato nelle fasce orarie F1 ed F23, PED differenziato nelle fasce orarie F1, F2 ed F3.

Anche in un'ottica di semplificazione amministrativa e gestionale del servizio, le informazioni di cui al presente punto sono state richieste solo agli esercenti la maggior tutela che erogano il servizio negli ambiti territoriali in cui le reti dell'impresa distributrice alimentano più di 100.000 clienti finali. L'energia elettrica acquistata dall'Acquirente unico è stata quindi attribuita alle diverse tipologie di clienti finali e alle diverse fasce orarie sulla base dei profili di prelievo così rilevati.

5.20 Una volta determinata la quantità totale di energia elettrica destinata alle diverse tipologie di clienti del servizio di maggior tutela nel corso dell'anno 2008 come indicato al punto 5.19, si è proceduto a stimare i ricavi degli esercenti la maggior tutela applicando:

- a) all'energia elettrica relativa ai mesi di gennaio, febbraio e marzo 2008 i corrispettivi PED in vigore nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) e definiti dalla deliberazione n. 352/07;
- b) all'energia elettrica relativa ai restanti mesi dell'anno, e attribuita ai sensi di quanto illustrato al punto 5.18 ai clienti monorari, i corrispettivi PED definiti dalla deliberazione ARG/elt 37/08 oggetto della presente relazione tecnica;
- c) all'energia elettrica attribuita ai sensi di quanto illustrato al punto 5.18 ai clienti biorari e multiorari, i corrispettivi PED definiti dalla deliberazione ARG/elt 37/08 oggetto della presente relazione tecnica per il trimestre successivo e corrispettivi PED corrispondenti alle stime dei prezzi di cessione futuri per la restante parte dell'anno.

5.21 Infine, nel calcolo del recupero si è tenuto conto del fatto che l'errore di profilo sarà, almeno parzialmente, attenuato dall'entrata in vigore del TILP, che disciplina la determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (di seguito: *load profiling* per fasce). Il *load profiling* per fasce dovrebbe portare, infatti, ad un avvicinamento della somma dei profili convenzionali ai profili di prelievo effettivi e, di conseguenza, ai profili standard di tipologia; questi, essendo determinati sulla base di rilevazioni statistiche dei consumi effettivi di un campione di clienti, dovrebbero rappresentare una buona approssimazione del profilo di consumo medio effettivo. Tale impatto, conseguente l'entrata in vigore del TILP, è stato valorizzato ipotizzando che, a partire dall'1 aprile 2008, il trattamento per fasce previsto dalla disciplina del *load profiling* per fasce sia applicata a tutti (o quasi) i clienti finali serviti nel mercato libero connessi ad aree di riferimento cui corrispondono circa l'80% dei clienti finali serviti in maggior tutela.

5.22 L'importo totale da recuperare, somma degli importi imputabili rispettivamente all'errore di stima e all'errore di profilo, è calcolato distintamente con riferimento ai costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica. Come già in passato, tale importo è ripartito tenendo

conto delle previsioni dell'Acquirente unico relative alla domanda di energia elettrica dei clienti in maggior tutela nei sei mesi successivi al mese in cui l'aggiornamento ha avuto luogo. Vengono in tal modo calcolate le aliquote, applicate in modo indifferenziato nelle diverse fasce orarie e alle diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela, da sommare all'elemento PE, per la parte concernente l'attività di acquisto dell'energia elettrica, e all'elemento PD, per la parte concernente l'attività di dispacciamento della medesima energia.

Recupero del semestre 1 aprile – 30 settembre 2008

- 5.23 In considerazione di quanto sopra esposto:
- a) relativamente ai costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica, tenuto conto dello sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 valorizzato al PUN, l'importo totale da recuperare è stato stimato pari a circa 93 milioni di euro;
 - b) relativamente ai costi sostenuti dall'Acquirente unico per il dispacciamento dell'energia elettrica l'importo totale da recuperare è stato stimato pari a circa 12 milioni di euro.
- 5.24 Le aliquote di recupero da applicare rispettivamente agli elementi PE e PD in modo da recuperare gli importi sopra indicati nei sei mesi successivi a quello in cui ha avuto luogo l'aggiornamento sono rispettivamente pari a 0,225 cent€/kWh e a 0,030 cent€/kWh.
- 5.25 Pertanto:
- a) l'aliquota media dell'elemento PE è passata da 8,941 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 9,479 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) (aliquota comprensiva della quota di recupero).
 - b) l'aliquota media dell'elemento PD è passata da 0,720 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 0,805 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) (aliquota comprensiva della quota di recupero).

Aliquota media del corrispettivo PED

- 5.26 In ragione degli interventi sopra descritti l'aliquota media del corrispettivo PED (aliquota comprensiva di recupero), calcolata come somma degli elementi PE e PD, aggiornati come fin qui illustrato, passa da 9,661 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 10,284 centesimi di euro/kWh per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno).
- 5.27 L'aliquota media del corrispettivo PED è calcolata ipotizzando che tutti i clienti in maggior tutela siano clienti monorari.

6. Perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica: aggiornamento della componente UC₁ e fissazione del corrispettivo PPE

- 6.1 Come ricordato al punto 2.5, il TIV prevede che ai clienti cui è erogato il servizio di maggior tutela si applichino, tra l'altro, la componente UC₁ e il corrispettivo PPE. La loro applicazione è finalizzata alla copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di perequazione alla cui determinazione concorrono anche gli squilibri derivanti dagli errori di stima e di profilo non recuperati nell'anno solare di riferimento tramite il meccanismo di recupero di cui al capitolo 5.
- 6.2 In particolare, il TIV prevede che:
- a) la componente UC₁ è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato fino al 30 giugno 2007 e dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007;
 - b) il corrispettivo PPE è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dall'1 gennaio 2008.
- 6.3 Pertanto, alla luce di quanto esposto al precedente punto 6.2, gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica relativi al secondo semestre (luglio – dicembre) dell'anno 2007 saranno finanziati unicamente attraverso la componente UC₁, la cui valorizzazione tiene pertanto conto della stima degli ammontari di perequazione di tutto l'anno 2007.
- 6.4 Conseguentemente a quanto illustrato al punto 6.3, la componente UC₁ sarà valorizzata, e pertanto sarà applicata ai clienti finali in maggior tutela, fino al completo assorbimento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento relativi a tutto l'anno solare 2007. Conseguito il completo assorbimento degli squilibri, la componente UC₁ sarà abrogata.
- 6.5 Il corrispettivo PPE, destinato alla copertura degli errori di stima dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica relativi all'anno 2008 e non recuperati tramite adeguamento implicito del corrispettivo PED in corso d'anno, per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno), è mantenuto fisso e pari a 0 (zero).

Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi agli anni 2004, 2005 e 2006

- 6.6 Gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, già in occasione dell'aggiornamento relativo al primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo), risultavano interamente recuperati.
- 6.7 Con riferimento agli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'anno 2006 l'Autorità, per il quarto trimestre 2007 (1 ottobre – 31 dicembre), aveva dimensionato l'aliquota fissandola pari a 0,30 cent€/kWh stimando in tal modo di recuperare gli squilibri noti e quantificati alla data di aggiornamento entro la fine dell'anno 2007.

- 6.8 La verifica effettuata alla fine del mese di dicembre 2007, per l'aggiornamento relativo al primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo), ha confermato che gli squilibri quantificabili a quella data, risultavano interamente recuperati e, conseguentemente, la quota parte dell'aliquota della componente UC₁ a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2006 è stata fissata pari a 0 (zero).
- 6.9 A tal proposito va tenuto conto che la quantificazione definitiva degli oneri derivanti dal meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2006 non risulta ancora disponibile. Dalle valutazioni effettuate nel mese di marzo 2008, peraltro, non sono emersi elementi tali da indurre a modificare la quota parte dell'aliquota della componente UC₁ a copertura degli squilibri del suddetto sistema di perequazione che resta pertanto fissata pari a 0 (zero).

Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2007

- 6.10 Dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica con riferimento al periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2007, è emerso come i costi effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico, tenuto conto di quanto già recuperato nel corso del primo trimestre 2008 stimabile in circa 70 milioni di euro, siano stati complessivamente superiori a quelli stimati dall'Autorità per la determinazione della componente CCA nel primo semestre 2007 e del corrispettivo PED nel secondo semestre 2007. Il differenziale relativo all'anno 2007 finora accertato e non ancora recuperato, è attualmente quantificabile in circa 277 milioni di euro.
- 6.11 L'ammontare degli squilibri di cui al punto 6.10 non è definitivo, ma sarà oggetto di revisione nei prossimi mesi, quando verrà avviata la raccolta dati per la perequazione dei costi di approvvigionamento relativa all'anno 2007 e saranno disponibili i quantitativi di energia elettrica acquistata e venduta nel medesimo anno ai clienti finali serviti nell'ambito del mercato vincolato e del servizio di maggior tutela. L'ammontare degli squilibri inoltre potrebbe essere soggetto a modifica nel caso in cui l'Acquirente unico comunicasse, in occasione dei prossimi aggiornamenti, rettifiche ai prezzi di cessione praticati nel corso dell'anno 2007.

Dimensionamento complessivo della componente UC₁ per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2008

- 6.12 Tenuto conto di quanto sopra esposto, l'Autorità ritiene opportuno dimensionare l'aliquota della componente UC₁ in modo da consentire il recupero degli squilibri di cui al punto 6.10 entro la fine dell'anno 2008. L'aliquota UC₁ pertanto passa da 0,29 cent€/kWh per il primo trimestre 2008 (1 gennaio – 31 marzo) a 0,441 cent€/kWh per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno).

7. Modificazioni del TIV: obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la maggior tutela ai fini del monitoraggio

- 7.1 La deliberazione ARG/elt 37/08, oggetto della presente relazione tecnica, ha modificato il TIV introducendo obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la maggior tutela al fine

di monitorare il mercato della vendita di energia elettrica per i clienti aventi diritto a tale servizio.

- 7.2 La legge 14 novembre 1995, n. 481/95, prevede infatti che l'Autorità, tra l'altro, garantisca la promozione della concorrenza, studi l'evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificare le condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all'erogazione dei medesimi, emani direttive concernenti l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti.
- 7.3 Gli obblighi di comunicazione posti in capo agli esercenti riguardano informazioni relative all'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, nonché al loro eventuale reingresso. Tali informazioni devono essere fornite all'Acquirente unico:
- a) mensilmente, a partire dal mese di maggio 2008, con riferimento al mese successivo a quello in cui la comunicazione è inviata;
 - b) entro il 10 maggio 2008, con riferimento ai mesi compresi tra luglio 2007 e maggio 2008.
- 7.4 È poi previsto che l'Acquirente unico trasmetta tali dati all'Autorità secondo modalità definite dalla Direzione Mercati dell'Autorità.

8. Istruzione del provvedimento ARG/elt 37/08

- 8.1 I diversi elementi posti alla base della deliberazione ARG/elt 37/08, oggetto della presente relazione tecnica, sono stati oggetto dell'attività istruttoria articolata come segue:
- a) la Direzione Strategie, Studi e Documentazione dell'Autorità, per le parti previsionali relative all'andamento del PUN orario e, limitatamente alla stima del costo relativo ai contratti differenziali con prezzi strike indicizzati ai prezzi del greggio o di prodotti petroliferi, all'andamento mensile di tali prezzi per il 2008;
 - b) la Direzione Tariffe dell'Autorità, per le parti relative agli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi agli anni 2004, 2005 e 2006 e 2007, nonché al dimensionamento della componente UC₁ di competenza di tali anni da applicarsi al secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno);
 - c) la Direzione Mercati dell'Autorità, per gli altri elementi dell'istruttoria relativa alla citata deliberazione diversi da quelli di cui alle precedenti lettere a) e b).

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore
Direzione tariffe

Guido Bortoni
Direttore
Direzione Mercati

Rosita Carnevalini
Direttore
Direzione Strategie, Studi e
Documentazione