

**RELAZIONE TECNICA**  
**relativa alla deliberazione 29 marzo 2007, n. 76/07**

**‘PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE APRILE - GIUGNO  
2007 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA.  
MODIFICAZIONI DELL’ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE DELL’AUTORITÀ 30  
GENNAIO 2004, N. 5/04, IN MATERIA DI ESAZIONE DELLA COMPONENTE  
TARIFFARIA A6’**

## **1. Introduzione**

- 1.1 Ai sensi del Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica, approvato con deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: Testo integrato) è previsto che gli elementi *PC*, *OD*, *CD*, *INT*, *DP*, *VE*, *PV* e le componenti *CCA* e *CAD* siano pubblicati dall’Autorità prima dell’inizio di ciascun trimestre.
- 1.2 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica:
- a) fissa nuovi livelli degli elementi *PC*, *OD*, *PV* e delle componenti *CCA* e *CAD*, sulla base dei valori assunti dai parametri *PGN*, *PGN<sub>B</sub>*, *PGN<sub>T</sub>*, *D* e *D<sub>T</sub>*;
  - b) conferma i valori degli elementi *CD* e *INT* fissati con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 299/05 (di seguito: deliberazione n. 299/05);
  - c) conferma il valore dell’elemento *VE* fissato pari a zero a partire dall’1 luglio 2005 con deliberazione 28 giugno 2005, n. 133/05 (di seguito: deliberazione n. 133/05);
  - d) conferma il valore dell’elemento *DP* fissato pari a zero a partire dall’1 ottobre 2005 con deliberazione 28 settembre 2005, n. 201/05;
  - e) conferma i valori delle componenti tariffarie *A<sub>2</sub>*, *A<sub>3</sub>* e *A<sub>5</sub>* fissati con deliberazione 28 dicembre 2006, n. 321/06 (di seguito: deliberazione n. 321/06);
  - f) conferma i valori della componente tariffaria *A<sub>4</sub>* fissati con deliberazione n. 133/05 ed i valori della componente tariffaria *A<sub>6</sub>* fissati con deliberazione 28 giugno 2006, n. 132/06;
  - g) conferma i valori della componente tariffaria *MCT* fissati con deliberazione n. 321/06;
  - h) adegua il valore della componente tariffaria *UC<sub>1</sub>*;
  - i) conferma i valori della componente *UC<sub>3</sub>* fissati con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04;
  - j) conferma i valori delle componenti *UC<sub>4</sub>* e *UC<sub>5</sub>* fissati con deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
  - k) conferma l’applicazione dei valori della componente tariffaria *UC<sub>6</sub>* fissati con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06;
  - l) modifica il Testo integrato relativamente alle modalità di esazione della componente tariffaria *A<sub>6</sub>* con decorrenza 1 luglio 2007.

## **2 I corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato**

2.1 Il Testo integrato definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato (componente CCA) come somma dei seguenti elementi:

- a) *PC*, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica;
- b) *OD*, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato;
- c) *VE*, a copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) sino all'anno precedente l'avvio del dispacciamento di merito economico;
- d) *INT*, a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico con o senza preavviso;
- e) *CD*, a copertura dei costi sostenuti da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (*capacity payment*);
- f) *DP*, a copertura dei costi connessi con l'istituto della riconciliazione per l'anno 2001.

2.2 I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento occorre fare riferimento al livello dei prezzi di cessione praticati dall'Acquirente unico alle imprese distributrici. Tali prezzi sono articolati sulla base delle fasce orarie previste dal Testo integrato, come modificato dalla deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 181/06.

2.3 I corrispettivi di vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, ridefiniti dall'Autorità alla fine di ciascun trimestre per il trimestre successivo, vengono dimensionati tenendo conto:

- a) del consuntivo e del pre-consuntivo dei costi sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno già trascorsi;
- b) della migliore previsione dell'andamento dei costi dell'Acquirente unico nei restanti mesi dell'anno;
- c) dello scostamento tra valorizzazione ex-ante ed ex-post dei costi dell'Acquirente unico, per i mesi rispetto ai quali sono disponibili dati di consuntivo e pre-consuntivo.

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

3.1 Il comma 30.1 del Testo integrato prevede che il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato sia determinato, per ciascun mese, sulla base dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico. In particolare, il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e 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 mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria;
- 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 paragrafo 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) e nel mercato di aggiustamento;
- 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 Il comma 30.2 del Testo integrato 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.

3.4 Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente unico con le comunicazioni:

- a) del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006303, del 13 marzo 2007;
- b) del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006484, del 14 marzo 2007;
- c) del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006483, del 14 marzo 2007;
- d) del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007168, del 22 marzo 2007;
- e) del 22 marzo 2007, prot. Autorità n. 007218, del 23 marzo 2007;
- f) del 23 marzo 2007, prot. Autorità n. 007478, del 26 marzo 2007;

e da Terna con le comunicazioni:

- g) del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007189, del 23 marzo 2007;
- h) del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007188, del 23 marzo 2007;

- i) del 26 marzo 2007, prot. Autorità n. 007515, del 27 marzo 2007;

si è provveduto a valorizzare, rispettivamente, il costo unitario di acquisto di cui alla lettera a) del precedente paragrafo 3.1 e il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento, di cui alla lettera b) del precedente paragrafo 3.1.

### **Costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico**

3.5 Ai fini della valorizzazione dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico, sono state utilizzate le informazioni fornite nelle comunicazioni dell'Acquirente unico relative alla composizione del portafoglio di approvvigionamento e la stima dei costi di acquisto previsti per ciascun mese da marzo a dicembre dell'anno 2007.

3.6 La tabella 1 riporta l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento, con riferimento all'anno 2007. I dati relativi a gennaio fanno riferimento a valori a consuntivo. Per il mese di febbraio i valori riportati in tabella sono un pre-consuntivo, non essendo ancora disponibili le quantità di sbilanciamento. Con riferimento al periodo marzo - dicembre sono state utilizzate le quantità stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

Le quantità di energia elettrica per il mese di gennaio potrebbero essere oggetto di successivi aggiustamenti conseguenti:

- a) all'applicazione dell'articolo 6 della deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata;
- b) ad eventuali rettifiche alle comunicazioni effettuate dalle imprese distributrici circa l'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

In particolare, con riferimento al punto b), Terna ha segnalato, con la comunicazione 26 marzo 2007, che si rilevano elementi di incertezza circa i quantitativi di energia elettrica destinata al mercato vincolato comunicati dalle imprese distributrici per il mese di gennaio 2007.

3.7 L'Acquirente unico, rispetto alle previsioni comunicate in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre 2007, ha effettuato una sostanziale revisione al ribasso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2007 portando tale energia da 143 TWh a circa 116 TWh annui.

3.8 Tenuto conto che gli elementi di incertezza riguardanti le quantità di energia elettrica destinate al mercato vincolato, di cui ai precedenti punti, hanno ripercussioni sul dimensionamento delle componenti tariffarie applicate ai soli clienti del mercato vincolato, l'Autorità si riserva di raccogliere maggiori elementi informativi circa:

- a) la revisione delle previsioni da parte dell'Acquirente unico della quantità di energia elettrica destinata al mercato vincolato nell'anno 2007;
- b) le incertezze relative alle misure dell'energia elettrica rilevanti ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento per il mese di gennaio dell'anno 2007, tenuto conto di quanto segnalato da Terna con la comunicazione 26 marzo 2007.

**Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di cessione (anno 2007)**

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG - DIC
GWh							
Importazioni (a)	718	682	747	657	679	657	3.894
contratti bilaterali (b)	148	134	148	158	163	158	877
Acquisti in borsa (c)	12.172	10.398	9.449	6.596	6.581	7.117	43.503
di cui							
CIP6	1.406	1.263	1.388	1.337	1.373	1.321	7.934
contratti differenziali una via	3.943	2.910	2.894	2.749	2.827	3.003	18.596
contratti differenziali due vie	804	726	803	778	804	778	4.775
VPP	69	63	69	67	69	67	412
Energia elettrica dlgs n. 387/03 (d)	515	874	966	936	967	936	5.742
Sbilanciamento	-909						
<b>Totale</b>	<b>13.553</b>	<b>12.088</b>	<b>11.310</b>	<b>8.347</b>	<b>8.391</b>	<b>8.868</b>	<b>54.016</b>
Acquisti in borsa non coperti (e)	4.393	3.468	2.184	376	256	665	4.315
% quota non coperta (f)	34%	31%	21%	5%	3%	8%	9%

(a) E' la somma dell'energia elettrica di cui alle lettere a) e b) del paragrafo 3.9 della presente relazione tecnica e dell'energia elettrica extramaglia (energia elettrica riferita ad utenze appartenenti al mercato vincolato ma attestate su reti di distribuzioni estere) pari a 15 GWh;

(b) E' la somma dell'energia elettrica di cui alla lettera d) del paragrafo 3.9 della presente relazione tecnica;

(c) E' il totale delle quantità acquisite su MGP;

(d) E' l'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04;

(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 aggregando, in ciascun mese, le differenze orarie, se positive, tra gli acquisti in borsa e la somma: dell'energia elettrica CIP 6, dell'energia elettrica corrispondente ai contratti differenziali a due vie, dell'energia elettrica potenzialmente esercitabile sottostante i contratti differenziali ad una via. Quest'ultima, per la natura del contratto differenziale ad una via, non corrisponde ai valori riportati in tabella in corrispondenza della riga denominata "contratti differenziali ad una via";

(f) E' il rapporto tra "Acquisti in borsa non coperti" e "Totale" al netto dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04.

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

- a) l'energia elettrica corrispondente alla capacità disponibile di importazione annuale assegnata all'Acquirente unico ai sensi del combinato disposto della deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 288/06 e del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2006, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2007 (di seguito: decreto 15 dicembre 2006);
- b) l'energia elettrica importata da Enel S.p.A. (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 15 dicembre 2006;
- c) 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);
- d) altri contratti bilaterali.

- 3.10 Per quanto riguarda le importazioni annuali, a seguito dell'esito delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DCT), la quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta fa riferimento alla potenza aggiudicata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico stesso. In particolare, nel periodo compreso tra gennaio e marzo 2007, sono state bandite differenti aste i cui risultati sono riportati in Tabella 2.

**Tabella 2: Assegnazioni aste import (MW) per l'anno 2007**

	<b>Asta annuale</b>	<b>Aste mensili/settimanali</b>
Frontiera svizzera	<ul style="list-style-type: none"> <li>• baseload: 110 MW</li> <li>• baseload no agosto: 156 MW</li> <li>• on peak: 74 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 92 MW – dal 15 al 31 marzo</li> </ul>
Frontiera slovena	<ul style="list-style-type: none"> <li>• baseload: 15 MW</li> <li>• baseload no agosto: 30 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 MW – dal 1 al 31 gennaio</li> <li>• 5 MW – dal 1 al 28 febbraio</li> <li>• 7 MW – dal 14 al 28 febbraio</li> </ul>

Complessivamente, l'ammontare di energia elettrica stimata per l'anno 2007 risulta pari a circa 2.787 GWh.

- 3.11 Per quanto riguarda le importazioni pluriennali, tenuto conto del venir meno dell'apporto dell'energia elettrica derivante dai contratti pluriennali di importazione dalla Francia, con riferimento alla frontiera elettrica svizzera l'energia elettrica sottostante tali contratti risulta pari a 5.256 GWh ed è valorizzata ad un prezzo di 66 euro/MWh, secondo quanto previsto dal decreto 15 dicembre 2006<sup>1</sup>. 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 sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN).
- 3.12 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2007 è pari, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2006 (recante la determinazione delle modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, da parte del gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A), al 35% del totale della capacità assegnabile ed è stata, in particolare, stimata pari a 5.400 MWh/anno. Per tale capacità assegnabile è stata ipotizzata una riduzione annuale nel rispetto di quanto stabilito dalle *“Regole adottate dal Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa per la disciplina del trasferimento dei diritti Cip6 assegnati per l'anno 2006 tra l'Acquirente Unico Spa e il mercato libero, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero e viceversa (articolo 3, comma 6 del decreto del Ministro delle attività produttive del 5 dicembre 2005)”*. 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”, con un prezzo *strike* di assegnazione fissato pari a 64 euro/MWh<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Ai fini del presente aggiornamento non è stato considerato il criterio di determinazione dell'aggiornamento del prezzo delle importazioni pluriennali di cui alla deliberazione n. 82/07.

<sup>2</sup> Ai fini del presente aggiornamento non è stato considerato il criterio di determinazione dell'aggiornamento del prezzo CIP 6 di cui alla deliberazione n. 82/07.

- 3.13 L'Acquirente unico ha inoltre bandito, unitamente alle aste per la stipula di contratti base di cui al successivo punto, tre aste per la stipula di contratti bilaterali fisici in banda. In esito a tali aste sono stati assegnati 135 MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti fisici in banda). La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata in tabella 3.

**Tabella 3: Quantità assegnate in ogni singola asta (MW) – Contratti fisici in banda**

	MW
asta del 24 novembre 2006	5
asta del 30 novembre 2006	110
asta del 6 dicembre 2006	20

A tali contratti si aggiungono i contratti bilaterali, stipulati dall'Acquirente unico nel mese di ottobre 2006, per un totale annuo di 604 GWh.

- 3.14 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti differenziali per la copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP fa riferimento:
- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (di seguito: contratti differenziali 2005);
  - alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite a fine 2006 dall'Acquirente unico per l'anno 2007 (di seguito: contratti differenziali 2007).
- 3.15 La facoltà di prorogare l'efficacia dei contratti differenziali 2005 all'anno 2007 prevedeva, per ciascun prodotto, una riduzione del 10 % del corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: premio) rispetto al valore del premio dell'anno 2005 e una riduzione della quantità aggiudicata del 40 % rispetto alle quantità aggiudicate nel 2005. Nella tabella 4 è riportata la potenza e il premio medio per tipo di prodotto risultante dall'esercizio della proroga.

**Tabella 4**

	€/MW/anno	MW
Carbone	247.488	990
Gas 1	152.883	3.390
Olio	124.323	705
Gas 2	101.485	2.700

- 3.16 Questi prodotti sono contratti differenziali ad "una via" con un prezzo *strike* (euro/MWh) ed un premio (euro/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. E' utile precisare che i contratti differenziali ad "una via" sono economicamente equivalenti ad opzioni esercitate dall'Acquirente unico ex post tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto. Nella tabella 1, quindi, le quantità riportate in corrispondenza della voce "contratti differenziali ad una via" sono quelle per le quali si stima che l'Acquirente unico, nel corso dell'anno, eserciterà l'opzione. Per il 2007 si prevede che l'ammontare di fabbisogno coperto con tali contratti differenziali risulti pari a circa il 32 %.
- 3.17 Per quanto riguarda i contratti differenziali 2007, l'Acquirente unico ha bandito tre aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". In esito a tali aste sono stati assegnati 1081

MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti base). La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata in tabella 5.

**Tabella 5: Quantità assegnate in ogni singola asta (MW) – Contratti base 2007**

	MW
asta del 24 novembre 2006	100
asta del 30 novembre 2006	237
asta del 6 dicembre 2006	744

3.18 Questi prodotti sono contratti differenziali a “due vie” con prezzo *strike* pari ad una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione.

Il prezzo orario di mercato rispetto al quale determinare le differenze, da versare/ricevere all'/dall'Acquirente unico, con il prezzo *strike* dei contratti è pari al PUN.

3.19 Inoltre, l'Acquirente unico ha stipulato con Enel Produzione S.p.A. un contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2007. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione S.p.A. si impegna:

- a pagare all'Acquirente unico se positiva, la differenza tra il Prezzo di Mercato ed il Prezzo Strike di Assegnazione moltiplicata per la Quantità Assegnata;
- a ricevere dall'Acquirente unico se negativa, la differenza tra il Prezzo di Mercato ed il Prezzo Strike di Assegnazione moltiplicata per la Quantità Assegnata.

Il Prezzo di Mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi dell'MGP nelle zone componenti la Macrozona Sud ponderata sulle quantità accettate in vendita in tali zone.

Le quantità aggiudicate all'Acquirente unico in esito alla procedura di assegnazione e relativi prodotti, sono riportati in Tabella 6.

**Tabella 6: Quantità assegnata (MW) – Capacità produttiva virtuale (VPP) 2007**

Prodotto	MW
Baseload	65
On Peak	25
Off Peak	30

3.20 Infine, l'Acquirente unico ha provveduto ad effettuare coperture del rischio di volatilità dei prezzi dei combustibili. Tali coperture sono rappresentate da contratti *Swap* per un totale di 10.470 mila barili relativi al prezzo IPE Brent primo mese.

3.21 Ai fini dell'attribuzione del costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in ciascuna fascia oraria, si è reso necessario definire le modalità di imputazione del premio dei contratti differenziali 2005 in ciascuna ora del mese. Per ciascun contratto, i valori mensili del premio sono imputati a ciascuna ora del mese in proporzione all'effettivo esercizio dell'opzione. Tale modalità di attribuzione del premio è coerente con quanto previsto al comma 30.2 del Testo integrato, ovvero è effettuata con l'obiettivo di fornire un corretto segnale di prezzo del costo di approvvigionamento sostenuto sulla base del valore dell'energia elettrica nel mercato.



- 3.22 Il criterio di attribuzione di ricavi/costi risultanti dalle coperture sulle *commodities* è stato analogo a quanto previsto al precedente punto 3.21 e, in particolare, l'attribuzione è stata effettuata sulla base del profilo orario dell'energia elettrica acquistata in borsa dall'Acquirente unico.
- 3.23 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica su base annua nel MGP è prevista essere pari a circa l'82 % del totale del fabbisogno, comprensiva dell'energia elettrica CIP 6/92.
- 3.24 La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto di tutte le coperture esercitabili, ovvero i contratti differenziali e l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6/92, (portafoglio "scoperto"), è prevista essere in media pari a circa il 13 % del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico.

***Previsioni relative all'andamento del PUN orario e all'andamento mensile dei prezzi strike dei contratti differenziali***

*Il 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 e all'andamento mensile dei prezzi strike dei contratti differenziali.*

*Il prezzo del petrolio (Brent dated) è previsto attestarsi mediamente nel 2007 intorno ai 60 US\$/barile, in calo dell'1,4% rispetto al valore medio del 2007 previsto per l'aggiornamento tariffario del primo trimestre. La nuova previsione incorpora il consuntivo dei primi tre mesi dell'anno (-6,5% rispetto al periodo corrispondente del 2006 e -8,4% rispetto alla previsione di tre mesi fa per lo stesso periodo).*

*Sui mercati valutari, che negli ultimi mesi hanno visto un graduale rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro, le attese confermano per il 2007 una valuta europea più forte della valuta americana nel confronto con il 2006. Il tasso di cambio dollaro/euro è pertanto previsto attestarsi intorno a 1,315 in media annua, in linea con la previsione di tre mesi fa.*

*Sia i costi variabili di generazione utilizzati nel modello di simulazione del mercato elettrico per la previsione del PUN, sia gli indici dei prezzi dei combustibili utilizzati dall'Acquirente unico per la costruzione dei prezzi strike dei contratti differenziali 2005, rinnovati anche per il 2007, riflettono le proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui attesi per il 2007, l'indice Polio è previsto pari a 2,51 cent€/Mcal, in aumento dell'1,3% rispetto alla previsione precedente, mentre l'indice Pgas è confermato sul livello di 3.18 cent€/Mcal.*

*La stima del PUN prevede un valore della media aritmetica annuale del 2007 pari a 68.6 €/MWh, che comporta una riduzione del 2,8% rispetto alla proiezione precedente (70,5 €/MWh). Tale variazione è principalmente dovuta ai risultati del primo trimestre dell'anno e all'andamento atteso dei costi di combustibile nei prossimi mesi.*

- 3.25 La tabella 7 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2007, la stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico. Tale costo comprende i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente per l'esecuzione dei contratti annuali di importazione. Inoltre, il costo complessivo:

- a) non comprende l'incremento di costo risultante dalle modificazioni introdotte con la deliberazione n. 318/06;
- b) comprende gli oneri di sbilanciamento attribuiti all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato con riferimento alla quota di sbilanciamento valorizzata a PUN;
- c) comprende i ricavi d'asta conseguenti alla valorizzazione delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DTC).

**Tabella 7: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2007)**

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	7,75	7,52	7,09	7,10	7,07	7,35	7,49	7,11	7,29	7,24	7,47	7,56

- 3.26 La deliberazione n. 318/06 ha modificato, nelle more della definizione del giudizio avverso il decreto ministeriale 24 ottobre 2005, le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 in conformità a quanto previsto dall'articolo 11, comma 5, del citato decreto ministeriale. In via precauzionale si è ritenuto di non considerare nella quantificazione del costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico l'incremento di costo risultante dalle suddette modificazioni. Tali incrementi, infatti, successivamente al giudizio del Consiglio di Stato, potrebbero essere cancellati comportando un'ulteriore rettifica del costo medio di acquisto. A tale proposito si precisa che l'Autorità intende modificare, con successivo provvedimento, le modalità di copertura delle differenze tra le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 e la valorizzazione della medesima energia elettrica, prevedendo che eventuali differenze positive o negative vengano imputate al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, finanziato dalla componente tariffaria A<sub>3</sub>.
- 3.27 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 mercato vincolato, le informazioni relative agli oneri di sbilanciamento sono disponibili per il mese di gennaio; per i mesi successivi, in assenza di informazioni, si è assunto l'ammontare di energia elettrica di sbilanciamento pari a zero.
- 3.28 L'energia elettrica di sbilanciamento è risultata per il mese di gennaio pari a circa -909 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state superiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato).
- 3.29 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 l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio<sup>3</sup>, si applichi il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) della deliberazione n. 168/03 e la restante parte (la quota superiore al 3 %) sia valorizzata con la somma:
- a) del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) di cui alla medesima deliberazione;
  - b) di un fattore di correzione determinato in relazione allo sbilanciamento zonale.

<sup>3</sup> <sup>3</sup>Pari al prodotto tra lo sbilanciamento e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera c) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) della deliberazione n. 168/03.

- 3.30 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 mercato vincolato può essere considerato come somma:
- del prodotto tra il totale dell'energia elettrica di sbilanciamento e il PUN (comprensivo del corrispettivo di non arbitraggio);
  - del prodotto tra l'energia elettrica di sbilanciamento superiore al 3% per il fattore di correzione di cui all'articolo 48 della deliberazione n. 168/03.
- 3.31 Alla luce di quanto sopra evidenziato si è ritenuto opportuno valorizzare l'energia di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato come:
- costi di acquisto di energia elettrica sostenuti dal medesimo Acquirente unico, nella misura equivalente al prodotto tra il PUN e lo sbilanciamento (di seguito: sbilanciamento a PUN);
  - oneri di dispacciamento sostenuti 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).
- 3.32 Per quanto riguarda il mese di gennaio il rilevante sbilanciamento a PUN è stato pari a circa -83 milioni di euro mentre la penale di sbilanciamento è risultata pari a ben 25,5 milioni di euro.

#### **Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico**

- 3.33 Ai fini della valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato, sono state utilizzate le informazioni fornite nelle comunicazioni Terna del 21 e 26 marzo 2007.
- 3.34 Secondo quanto previsto nella deliberazione n. 168/03, l'Acquirente unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato, è tenuto a versare a Terna:
- 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 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 dei costi connessi con la riconciliazione 2001.
- 3.35 Il Testo integrato prevede che i corrispettivi di cui alle precedenti lettere da d) a f) siano trasferiti nella componente *CCA* direttamente, rispettivamente attraverso gli elementi *CD*, *INT* e *DP*. Ai fini della determinazione dell'elemento *OD* vengono considerati i costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato con riferimento ai corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) del punto 3.34 e gli oneri di cui alla lettera b) del precedente punto 3.30. Al fine di stabilizzare i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di

dispacciamento, lettera a) del punto 3.34 e fissare i relativi corrispettivi unitari tenendo conto delle esigenze di fatturazione ai clienti finali, con la deliberazione n. 314/06, sono state riviste le modalità di determinazione di tali corrispettivi che vengono ora calcolati con cadenza trimestrale.

La tabella 8 riporta la stima dei costi di dispacciamento per il periodo compreso da febbraio a dicembre. Il valore riportato in tabella con riferimento al mese di gennaio, è di consuntivo. E' utile precisare che con riferimento al mese di gennaio permangono alcune incertezze per quanto illustrato al punto 3.6.

**Tabella 8: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2007)**

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	0,60	0,40	0,40	0,54	0,54	0,54	0,45	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44

3.36 I dati riportati nelle tabelle 7 e 8 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dall'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.

**Corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato**

3.37 Con deliberazione n. 321/06 l'Autorità ha fissato in via preliminare i costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2007.

3.38 Le valutazioni a conguaglio relative ~~alla determinazione in via definitiva dei~~ ai costi riconosciuti in acconto per il funzionamento dell'Acquirente unico, sia per l'anno 2006 che 2007, sono rimandate a successivi provvedimenti.

**4 Aggiornamento degli elementi PC, OD, CD, INT e della componente CCA della tariffa elettrica**

**Aggiornamento degli elementi PC e OD**

4.1 L'elemento PC è definito dal Testo integrato, come:

- a) il prodotto tra il parametro  $\gamma$  ed il parametro  $PGN$ , per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3;
- b) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $PGN_B$ , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
- c) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  e il parametro  $PGN_T$ , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3.

4.2 Analogamente l'elemento OD, è definito dal Testo integrato come:

- a) il prodotto tra il parametro  $\gamma_{OD}$  ed il parametro  $D$ , per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 e per quelli dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
  - b) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $D_T$ , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3.
- 4.3 L'aggiornamento trimestrale degli elementi  $PC$  e  $OD$  della componente  $CCA$ , in termini operativi, prevede in generale i seguenti due tipi di intervento:
- a) la determinazione della quota dei suddetti elementi che rifletta al meglio la previsione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica;
  - b) la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed *ex post* dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, relativamente ai mesi completamente trascorsi alla data dell'aggiornamento per i quali siano disponibili dati a consuntivo o pre-consuntivo dei costi suddetti.
- 4.4 Fino alla fine dell'anno 2006, il recupero degli errori di stima di cui al paragrafo 4.3 lettera 4.3b) veniva determinato, in ciascun trimestre, tenendo conto di un meccanismo di stabilizzazione della tariffa. Tale meccanismo prevedeva che il valore medio dell'ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell'aggiornamento non comportasse una variazione superiore:
- a) al 5% del valore medio della somma della componente  $PC$  e della relativa componente di "recupero" riferiti al trimestre precedente per la tariffa di vendita monoraria;
  - b) al 10% del valore medio della somma della componente  $OD$  e della relativa componente di "recupero" riferiti al trimestre precedente per la tariffa di vendita monoraria.
- 4.5 A partire dall'anno 2007 è stato rimosso il meccanismo dei tetti sul recupero descritto al precedente punto 4.4, mentre l'aliquota di recupero da cumulare con gli elementi  $PC$  e  $OD$  viene determinata ogni trimestre in modo da consentire il recupero degli errori residui noti o ragionevolmente certi al momento dell'aggiornamento, nei successivi sei mesi.
- 4.6 Gli errori di stima non recuperati nell'anno solare di riferimento continueranno ad essere coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento di cui all'articolo 43 del Testo integrato e, di conseguenza, tramite l'adeguamento della componente tariffaria  $UC_1$ , destinata al finanziamento degli squilibri del sistema dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

**Determinazione della quota degli elementi  $PC$  e  $OD$  per il trasferimento dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico**

- 4.7 I parametri  $PGN$ ,  $PGN_B$ ,  $PGN_T$ ,  $D$  e  $D_T$ , i cui valori per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007 sono riportati nelle tabelle 9 e 10, sono stati calcolati sulla base dei costi di acquisto e di dispacciamento attesi dell'Acquirente unico, con modalità differenziate a seconda che i clienti finali siano o non siano dotati di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle diverse fasce orarie.

- 4.8 Per i clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle fasce orarie, i parametri  $PGN$  e  $D$  vengono calcolati come media annua (riferita all'anno solare) dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico; tale media è ponderata in base al profilo di prelievo dei clienti del mercato vincolato.
- 4.9 Per i clienti finali dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3 o nelle fasce FB1 e FB2, i parametri  $PGN_T$ ,  $PGN_B$  e  $D_T$  vengono calcolati come media dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico, relativi al trimestre oggetto dell'aggiornamento, ponderata sulla base del profilo di prelievo medio del trimestre dei clienti dotati rispettivamente di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.
- 4.10 In merito, occorre ricordare che ai sensi dell'articolo 41 del Testo integrato, entro il 31 dicembre 2006, tutti i clienti liberi o vincolati in altissima, alta e media tensione (esclusa l'illuminazione pubblica) dovevano essere dotati di misuratore orario atto a rilevare e registrare l'energia prelevata per ciascuna ora. Di conseguenza non risulta più necessario provvedere alla determinazione degli elementi  $PC$  e  $OD$  e della componente  $CCA$  non differenziati per fasce orarie con riferimento alle tipologie contrattuali "utenze in media tensione" e utenze in alta e altissima tensione". In seguito alla segnalazione da parte di alcune imprese distributrici della mancata osservanza delle disposizioni dell'articolo 41 del Testo integrato, l'Autorità, con deliberazione 14 marzo 2007, n. 58/07, ha disposto, tra l'altro, modalità transitorie per l'applicazione della componente tariffaria  $CCA$  alle tipologie contrattuali "utenze in media tensione" e utenze in alta e altissima tensione" che, alla data dell'1 gennaio 2007, non fossero ancora dotate di misuratore orario.

**Tabella 9: Valori degli elementi  $PGN$ ,  $PGN_T$  e  $PGN_B$  per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007**

<b>Tabella 9.1: Elemento <math>PGN</math></b>	
Elemento $PGN$	cent€/kWh
	7,2790

<b>Tabella 9.2: Elemento <math>PGN_T</math></b>	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	9,7602
F2	6,6857
F3	4,4249

<b>Tabella 9.3: Elemento <math>PGN_B</math></b>	
Fascia oraria	cent€/kWh
FB1	9,0606
FB2	4,9203

**Tabella 10: Valori degli elementi  $D$  e  $D_T$  per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007**

Tabella 10.1: Elemento $D$	
Elemento $D$	cent€/kWh
	0,4756

Tabella 10.2: Elemento $D_T$	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	0,5426
F2	0,5426
F3	0,5426

- 4.11 L'aliquota media dell'elemento  $PC$  è passata da 7,99 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2007, a 7,86 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 (aliquote al netto della quota di "recupero").
- 4.12 L'aliquota media dell'elemento  $OD$  è passata da 0,47 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2007, a 0,51 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 (aliquote al netto della quota di "recupero").

**Recupero di eventuali differenze tra valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico**

- 4.13 Il recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, viene quantificato, sulla base dei dati resi disponibili dall'Acquirente unico, con riferimento esclusivamente ai mesi completamente trascorsi alla data dell'aggiornamento per i quali siano disponibili dati a consuntivo e pre-consuntivo dei costi suddetti.

**Recupero relativo ai costi di acquisto**

- 4.14 Dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato con riferimento ai mesi di gennaio e febbraio 2007, è emerso come i costi effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico, tenuto conto per il mese di gennaio dello sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 168/03 valorizzato al prezzo di acquisto nel MGP, siano stati complessivamente inferiori a quelli stimati dall'Autorità in occasione dello scorso aggiornamento per la determinazione dell'elemento  $PC$  per un ammontare pari a circa 45 milioni di euro.
- 4.15 Tenuto conto, come anticipato al punto 4.5, che tale differenziale viene recuperato tramite un'aliquota dimensionata su base semestrale, l'adeguamento implicito dell'elemento  $PC$  in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007 risulta in media pari a – 0,09 cent€/kWh.
- 4.16 Pertanto l'aliquota media dell'elemento  $PC$ , compresa la quota a copertura del recupero, passa da 7,99 cent€/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 a 7,77 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2007.

## Recupero relativo ai costi di dispacciamento

- 4.17 Dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato con riferimento ai mesi di gennaio e febbraio 2007, è emerso come i costi effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico, tenuto conto per il mese di gennaio della quota di sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 168/03 ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo del MGP, siano stati complessivamente superiori a quelli stimati dall'Autorità in occasione dello scorso aggiornamento per la determinazione dell'elemento *OD* per un ammontare pari a circa 23 milioni di euro.
- 4.18 Tenuto conto, come anticipato al punto 4.5, che tale differenziale viene recuperato tramite un'aliquota dimensionata su base semestrale, l'adeguamento implicito dell'elemento *OD* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007 risulta in media pari a + 0,05 cent€/kWh.
- 4.19 Pertanto l'aliquota media dell'elemento *OD*, compresa la quota a copertura del recupero, passa da 0,47 cent€/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 a 0,56 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2007.

## Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali

- 4.20 In ragione degli interventi sopra descritti l'aliquota media della componente *CCA* per i clienti del mercato vincolato, calcolata come somma degli elementi *PC* e *OD*, aggiornati come descritto sopra, e degli elementi *CD* e *INT*, aggiornati con deliberazione n. 299/05, (essendo gli elementi *VE* e *DP* attualmente fissati pari a zero) risulta pari a 8,49 centesimi di euro/kWh per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007, con una riduzione di 0,13 centesimi di euro/kWh rispetto al primo trimestre (gennaio – marzo) 2007.
- 4.21 L'aliquota media della componente *CCA* è calcolata come se tutti i clienti del mercato vincolato non fossero dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3.
- 4.22 Per esigenze di confrontabilità con il passato, l'aliquota media continua ad essere quantificata facendo riferimento a tutte le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2. del Testo integrato nonostante, a partire dal primo trimestre (gennaio – marzo) 2007, non sia più prevista la pubblicazione degli elementi *PC*, *OD* e della componente *CCA* non differenziati per fasce orarie con riferimento alle tipologie contrattuali “utenze in media tensione altri usi” e “utenze in alta e altissima tensione”.

## **5 Aggiornamento dell'elemento PV e della componente CAD della tariffa elettrica**

- 5.1 Le tariffe D2 e D3 previste dall'attuale disciplina in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti in bassa tensione per usi domestici, in particolare dall'articolo 24 del Testo integrato, comprendono la componente *CAD*.



- 5.2 Tale componente *CAD*, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, è pari alla somma degli elementi *VE*, *PF* e *PV*.
- 5.3 I valori dell'elemento *PF* sono quelli fissati nella tabella 11 allegata al Testo integrato. I valori dell'elemento *PV* e della componente *CAD* per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 sono riportati nelle tabelle 4 e 5 allegate alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

## **6 Aggiornamento della componente $UC_1$**

- 6.1 Come indicato nel paragrafo 4.6, gli eventuali scostamenti residui tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in un determinato anno e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno successivo, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie *PC* e *OD*, ma concorrono all'adeguamento della componente  $UC_1$  a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 6.2 L'adeguamento della componente  $UC_1$  per l'anno 2007 deve consentire di recuperare sia gli scostamenti residui tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno 2006, sia uno squilibrio residuo del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti del mercato vincolato relativo agli anni 2004 e 2005.
- 6.3 Il ritardo nella copertura degli squilibri di perequazione relativi agli anni 2004 e 2005 è una conseguenza delle difficoltà emerse nell'applicazione dei meccanismi di perequazione relativi a tali anni ed, in particolare, dei problemi riscontrati nella determinazione degli importi di cui al comma 29.2 del Testo integrato e dei ritardi e delle ripetute rettifiche nella comunicazione dei dati da parte delle imprese distributrici che hanno rallentato la determinazione degli ammontari di perequazione delle singole imprese e, di conseguenza, la quantificazione delle esigenze del Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (di seguito: Conto  $UC_1$ ).

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

- 6.4 In occasione dell'aggiornamento tariffario per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007, tenuto conto della disponibilità del Conto  $UC_1$ , lo squilibrio residuo del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti del mercato vincolato relativo agli anni 2004 e 2005 risultava pari a poco meno di 200 milioni di euro.
- 6.5 Poiché, a meno degli effetti derivanti dalla definitiva quantificazione degli importi di cui al comma 29.2 del Testo integrato, tuttora pendente sia per l'anno 2004 sia in relazione all'anno 2005, l'ammontare del suddetto squilibrio è da ritenersi ormai quasi del tutto certo, l'Autorità nel primo trimestre 2007 aveva fissato l'aliquota della componente  $UC_1$  pari a 0,30 cent€/kWh in modo da consentire il recupero completo dell'onere su base semestrale.

- 6.6 L'Acquirente unico nel mese di marzo ha comunicato all'Autorità una previsione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2007 sensibilmente modificata al ribasso rispetto alla previsione fornita in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007. Tenuto anche conto delle criticità evidenziate da Terna relativamente alla possibilità di quantificare in maniera certa l'energia elettrica destinata al mercato vincolato nel mese di gennaio 2007, la revisione delle stime effettuata dall'Acquirente unico presenta elementi di incertezza che potranno essere superati solamente nel corso del secondo trimestre dell'anno.
- 6.7 La revisione delle stime relative all'energia elettrica destinata al mercato vincolato, che incide in maniera rilevante sul dimensionamento della componente  $UC_I$ , ha indotto l'Autorità a rivedere sia la stima di gettito derivante dalla componente  $UC_I$  nel primo trimestre 2007 rispetto alle attese formulate nello scorso aggiornamento, sia l'aliquota necessaria a consentire il completo recupero dell'onere.
- 6.8 Nell'ambito delle valutazioni di cui al precedente punto, l'Autorità ha ritenuto opportuno tenere in conto la revisione al ribasso delle previsioni dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2007 effettuate dall'Acquirente unico, ma, viste le incertezze legate all'attendibilità delle stime medesime, ha prudenzialmente modificato l'aliquota in modo da consentire il completo recupero degli squilibri di perequazione per gli anni 2004 e 2005, al più tardi, entro la fine dell'anno 2007.
- 6.9 In relazione a quanto sopra il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica dispone l'attivazione di accertamenti sia con riferimento alle stime di energia elettrica destinata al mercato vincolato elaborate dall'Acquirente unico, sia relativamente alle misure dell'energia elettrica rilevanti ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento fornite da Terna. L'aliquota di recupero potrebbe essere rivista in occasione del prossimo aggiornamento nel caso in cui, in esito ai suddetti accertamenti, le stime fornite dovessero risultare non adeguate.
- 6.10 Lo squilibrio residuo di perequazione relativo agli anni 2004 e 2005, tenuto conto del gettito raccolto nel primo trimestre 2007, è quantificabile in circa 96 milioni di euro. L'aliquota che consente il recupero dell'onere entro la fine dell'anno 2007 è pari a 0,13 cent€/kWh.

Scostamenti residui tra valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno 2006

- 6.11 Il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – dicembre 2006, risulta attualmente quantificabile complessivamente in circa 302 milioni di euro.
- 6.12 Tenuto conto che l'ammontare di tale squilibrio non è definitivo ma sarà soggetto a revisione nei prossimi mesi, quando sarà avviata la raccolta dati per la perequazione relativa all'anno 2006 e saranno disponibili le informazioni comunicate dalle imprese distributrici con riferimento ai quantitativi di energia elettrica acquistata e venduta ai propri clienti ripartiti per tipologia contrattuale, si ritiene opportuno dimensionare la componente  $UC_I$  in modo da consentirne il recupero entro la fine dell'anno 2007. L'aliquota che può consentire il recupero nel corso dell'anno 2007 dello squilibrio di cui al punto 6.11 è pari a 0,41 centesimi di euro/kWh.

- 6.13 L'incremento dell'aliquota rispetto a quella fissata nello scorso aggiornamento (0,23 cent€/kWh per il trimestre gennaio – marzo 2007) è dovuto alla revisione al ribasso della stima dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato effettuata dall'Acquirente unico già citata al punto 6.6 e sarà soggetta a revisione in occasione del prossimo aggiornamento tariffario qualora l'Autorità dovesse accertare l'inadeguatezza della suddetta revisione.

#### Dimensionamento complessivo della componente $UC_I$ per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2007

- 6.14 Tenuto conto di quanto sopra esposto, ed in attesa di disporre di maggiori dati relativamente alla quantità di energia elettrica destinata al mercato vincolato per il mese di gennaio 2007 e di informazioni più accurate al fine di valutare l'attendibilità delle stime effettuate dall'Acquirente unico con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato vincolato per tutto l'anno 2007, l'Autorità ha ritenuto opportuno adeguare l'aliquota  $UC_I$  che passa complessivamente da 0,53 cent€/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 a 0,54 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2007.

## **7 Modificazioni del Testo integrato**

### Premessa

- 7.1 Con deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/00, l'Autorità ha istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico il “Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione” (di seguito conto  $A_6$ ), alimentato dalla componente tariffaria  $A_6$ , per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica, come determinati dall'Autorità. La componente tariffaria  $A_6$  è attualmente espressa in centesimi di euro/kWh, ed è applicata ai consumi di energia elettrica da parte dei clienti finali.
- 7.2 La Commissione europea, con decisione C(2004) 4333 fin, del 1 dicembre 2004, ha ritenuto illegittima l'applicazione della componente tariffaria  $A_6$  all'energia elettrica importata dagli altri Stati Membri. Secondo la Commissione europea, il reintegro degli *stranded costs* tramite una componente tariffaria commisurata al consumo dell'energia elettrica equivale all'imposizione di una tassa che ha l'effetto di un dazio doganale, e come tale costituisce una violazione degli articoli 23 e 25 del trattato CE. Più nel dettaglio, l'applicazione della componente  $A_6$  sia sull'energia prodotta in Italia sia sull'energia importata, costituirebbe un tributo riscosso indiscriminatamente e distribuito non equamente, dal momento che il gettito che ne deriva viene distribuito solamente agli operatori nazionali avvantaggiandoli rispetto a quelli esteri.
- 7.3 In ottemperanza alle indicazioni della Commissione europea, il Governo, mediante il decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, del 22 giugno 2005 (di seguito: decreto 22 giugno 2005), ha disposto che l'Autorità attui una riforma del sistema di copertura dei costi non recuperabili attraverso l'individuazione di una componente tariffaria basata su “parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti” anziché commisurata ai consumi di energia elettrica.

- 7.4 Al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto 22 giugno 2005, con deliberazione 28 luglio 2005, n. 163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05), l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riforma della copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica.
- 7.5 In data 2 agosto 2006 è stato diffuso un documento per la consultazione in materia di *Riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A6 di cui al comma 52.2, lettera e) dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04* (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2006).
- 7.6 In data 27 febbraio 2007 è stato diffuso un documento per la consultazione recante *Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'allegato A alla deliberazione dell'autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato*.
- 7.7 Con il presente provvedimento si dà corso a una modificazione delle disposizioni del Testo integrato in materia di modalità di esazione della componente tariffaria A<sub>6</sub>.

#### La componente tariffaria A<sub>6</sub> in vigore nel primo trimestre 2007

- 7.8 La componente A<sub>6</sub> è attualmente commisurata al consumo dell'energia elettrica ed è pertanto espressa in centesimi di euro/kWh. L'aliquota che ha trovato applicazione nel primo trimestre (gennaio – aprile 2007), è pari a 0,27 centesimi di euro/kWh per tutte le tipologie contrattuali, come fissata dalla deliberazione dell'Autorità n. 132/06. La normativa vigente prevede esenzioni e deroghe all'applicazione della componente tariffaria A<sub>6</sub>.
- 7.9 Il comma 72.1 del Testo integrato prevede che le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da d) a f), per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh sono pari a 0.
- 7.10 Il Testo integrato prevede poi esenzioni dalle componenti tariffarie A ai commi 72.4 e 72.6, rispettivamente per l'energia elettrica fornita dall'Enel, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel e sue aventi causa e per l'energia elettrica consumata dagli esercenti per usi direttamente connessi allo svolgimento dei seguenti servizi di trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita ai clienti del mercato vincolato.
- 7.11 Per l'energia elettrica di cui al comma 72.2 del Testo integrato è prevista l'applicazione della componente A<sub>6</sub> in misura ridotta, il cui valore è fissato nelle delibere di aggiornamento trimestrale.
- 7.12 Nella tabella 11 è riportato, sulla base dei dati più recenti a disposizione degli uffici dell'Autorità, il contributo di ciascuna tipologia contrattuale alla copertura dei costi gravanti sul Conto A6.

**Tabella 11: Contribuzione alla copertura dei costi gravanti sul Conto A6**

Utenze in bassa tensione usi domestici	23,6%
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	2,3%
Altre utenze in bassa tensione	25,0%
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,2%
Altre utenze in media tensione	38,9%
Altre utenze in alta tensione	10,0%
<b>Totale</b>	<b>100,0%</b>

*Nota: La stima è stata effettuata sulla base dei dati riferiti alle 15 imprese distributrici di maggiori dimensioni*

7.13 L'Autorità, con la deliberazione n. 163/05, ha stabilito che, nel dare attuazione alla riforma, venga perseguito l'obiettivo di tendenziale continuità nella ripartizione tra le diverse tipologie contrattuali degli oneri relativi ai costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica.

#### Individuazione del parametro tecnico di riferimento

7.14 In ottemperanza al decreto 22 giugno 2005, ai fini dell'applicazione della componente tariffaria A<sub>6</sub>, l'Autorità ha ritenuto di individuare quali "parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti" la potenza prelevata e il livello di tensione.

#### Differenziazione tra tipologie di contratto

7.15 In considerazione del fatto che uno dei parametri rilevanti per l'individuazione delle tipologie di contratto definite dal Testo integrato è proprio il livello di tensione e considerato l'obiettivo di tendenziale continuità nella ripartizione tra le diverse tipologie contrattuali degli oneri relativi a costi non recuperabili, fissato con la deliberazione n. 163/05, l'Autorità ha ritenuto opportuno il mantenimento di una differenziazione dei corrispettivi tra le tipologie contrattuali sulla base di detto parametro.

#### Illuminazione pubblica

7.16 Come indicato nel documento per la consultazione 2 agosto 2006, date le specificità di consumo e impiantistiche dell'illuminazione pubblica, l'Autorità ha valutato la possibilità di ricorrere all'applicazione di un corrispettivo A<sub>6</sub> alla "potenza equivalente" definita come rapporto tra l'energia consumata nell'anno ed un periodo di accensione convenzionale.

7.17 Come esposto nel documento per la consultazione 2 agosto 2006, si ritiene tuttavia che fare riferimento al concetto di potenza equivalente, il cui calcolo presuppone la fissazione convenzionale del numero di ore di funzionamento degli impianti, rende il ricorso ad un corrispettivo in quota potenza del tutto equivalente all'applicazione di corrispettivo in quota energia, ove si definisse un numero di ore equivalente valido a livello nazionale, come già fatto per la disciplina del *load profiling*. L'Autorità, pertanto, limitatamente alle tipologie di contratto utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica e utenze in media tensione di illuminazione pubblica, ha deciso di continuare ad applicare la componente A<sub>6</sub> in quota energia come avviene attualmente.

### La nozione di potenza cui riferire il corrispettivo

- 7.18 Rispetto alle proposte formulate nel documento per la consultazione 2 agosto 2006 è stata scartata l'ipotesi di fare riferimento alla potenza massima prelevata nell'anno precedente, in quanto tale ipotesi presenta problemi di equità (i prelievi dei clienti finali possono variare nel tempo anche sensibilmente) e problemi applicativi.
- 7.19 Il riferimento alla potenza disponibile è stato valutato come poco opportuno in quanto ci sono casi, non numerosi, dove il livello della potenza massima prelevata si discosta in modo notevole dalla potenza disponibile, che fa riferimento, secondo la nozione del Testo integrato, alla potenza in relazione alla quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento.
- 7.20 La scelta della nozione di potenza cui fare riferimento per la fissazione dei corrispettivi della componente tariffaria  $A_6$  si è orientata di conseguenza verso:
- la potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data dell'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata
  - la potenza massima prelevata in ciascun mese per tutti gli altri punti di prelievo.
- 7.21 Ragioni di equità e esigenze di continuità hanno fatto preferire, nei casi in cui è disponibile una misura della potenza, la potenza massima prelevata in ciascun mese alla potenza massima prelevata nell'anno, variabile quest'ultima impiegata per la fissazione dei corrispettivi relativi alla tariffa di distribuzione, in quanto ritenuta idonea a esprimere l'effettivo impegno causato dal comportamento del cliente sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica. Mentre l'addebito dei corrispettivi tariffari destinati alla copertura dei costi propri del servizio elettrico, in particolare dei costi propri del servizio di distribuzione, va opportunamente orientato a trasferire segnali di prezzo il più possibile *cost reflective*, nel caso dell'addebito delle componenti A, che costituiscono una partita para-fiscale, tali ragioni non sussistono. Ciò spiega quindi il fatto che nel caso delle componenti a remunerazione dei costi di distribuzione sia stata scelta la potenza massima prelevata nell'anno, mentre nel caso della componente  $A_6$  si sia optato per la potenza massima prelevata in ciascun mese.

### Altri indirizzi per la definizione della struttura dei corrispettivi

- 7.22 Nel fissare la struttura dei corrispettivi della componente tariffaria  $A_6$  l'Autorità, oltre a seguire le indicazioni contenute nel decreto 22 giugno 2005 e a perseguire l'obiettivo di mantenere inalterato il gettito complessivo a copertura dei costi che gravano sul Conto A6, ha tenuto conto delle seguenti altre finalità:
- prevedere una tendenziale continuità con l'attuale allocazione degli oneri relativi agli *stranded costs* sia tra le diverse tipologie contrattuali sia tra clienti all'interno di ciascuna di esse;
  - garantire il rispetto delle disposizioni del comma 3.11 del decreto legislativo n. 79/99, secondo cui gli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad elevato consumo di energia, devono essere definiti in maniera decrescente in rapporto ai maggiori consumi. Nel sistema vigente tali disposizioni sono attuate

tramite l'agevolazione prevista ai sensi del comma 72.1 del Testo integrato, per i consumi eccedenti gli 8 GWh/mese, già richiamata in precedenza.

- 7.23 In ordine all'esigenza di garantire una tendenziale continuità all'interno delle tipologie è stata studiata una formula tariffaria che prevede un corrispettivo fisso per punto di prelievo abbinato a un corrispettivo di potenza, con una fascia di franchigia dall'applicazione di quest'ultimo, da differenziarsi tra le diverse tipologie di contratto.
- 7.24 Relativamente all'esigenza di rispettare il dettato del legislatore italiano, l'Autorità ha ritenuto opportuno rafforzare l'effetto di degressività rispetto ai consumi, già implicito in un corrispettivo di potenza, prevedendo una struttura differenziata della componente tariffaria A<sub>6</sub> per scaglioni sulla potenza impegnata per le utenze in alta e altissima tensione.

#### La struttura dei corrispettivi

- 7.25 Come visto in precedenza, l'Autorità ha adottato una struttura di addebito dei corrispettivi della componente tariffaria A<sub>6</sub> comune per tutte le tipologie di contratto, ad esclusione di quelle relative alle tipologie per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica e per utenze in media tensione di illuminazione pubblica.
- 7.26 L'Autorità ha previsto che la componente tariffaria A<sub>6</sub> trovi applicazione con aliquote espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.
- 7.27 Sul piano formale la componente tariffaria A<sub>6</sub> è applicata per ciascun punto di prelievo relativo alle tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere a), c), e) ed f), secondo la seguente formula:

$$pf^c + \sum_i a_i^c * p_i^c$$

dove

$pf^c$  è un corrispettivo fisso, espresso in centesimi di euro/punto di prelievo mese, differenziato per tipologia di contratto c;

$a_i^c$  è un corrispettivo di potenza, espresso in centesimi di euro/kW per mese, differenziato per scaglione di potenza i e per tipologia di contratto c;

$p_i^c$  rappresenta la quota parte del prelievo di potenza effettuato in ciascun mese, ovvero la quota parte della potenza contrattualmente impegnata, che appartiene allo scaglione di potenza i previsto per la tipologia di contratto c.

- 7.28 In termini applicativi, l'Autorità intende dare corso a partire dall'1 luglio 2007 all'applicazione della componente tariffaria A<sub>6</sub> articolata secondo il nuovo schema. Anche al fine di fornire tutti gli elementi necessari affinché le imprese di distribuzione possano adeguare in tempo utile i propri programmi di calcolo, la tabella 12 riproduce la struttura dei

corrispettivi che l'Autorità avrebbe approvato stante l'attuale valore della componente A6, se la modifica avesse avuto la decorrenza 1 aprile 2007.

**Tabella 12: Nuova struttura della componente tariffaria A6**

		pft	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>4</sub>	p1	p2	p3	p4
	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro per punto di prelievo per mese	centesimi di euro/kW mese	centesimi di euro/kW mese	centesimi di euro/kW mese	centesimi di euro/kW mese	scaglione 1	scaglione 2	scaglione 3	scaglione 4
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione			17,24							
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,27									
lettera c) Altre utenze in bassa tensione		20,00	0	34,18			fino a 1,5 kW	oltre 1,5 kW		
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,27									
lettera e) Altre utenze in media tensione		3.333,33	0	110,23			fino a 100 kW	oltre 100 kW		
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione		20.000,00	0	185,00	141,00	3,50	fino a 1000 kW	oltre 1000 e fino a 5000 kW	oltre 5000 e fino a 10000 kW	oltre 10000 kW

7.29 Rimane invariato invece lo schema di addebito previsto per i regimi speciali, di cui al comma 72.2 del Testo integrato, qui di seguito riportato per comodità.

**Tabella 13: Corrispettivi della componente tariffaria A<sub>6</sub> per i regimi speciali**

Soggetti di cui al comma 72.2 del Testo integrato in vigore nel I trimestre 2007	centesimi di euro/kWh
Alluminio primario	0
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,27
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti irpsettivamente dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730, e dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165).	0
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0



Revisione dei meccanismi di deroga all'applicazione delle componenti A, di cui al comma 72.1 del Testo integrato

- 7.30 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 163/05 era prevista la possibilità di procedere all'armonizzazione delle modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali afferenti il sistema elettrico e di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 del Testo integrato.
- 7.31 Nel documento per la consultazione diffuso in data 27 febbraio 2007 sono state prospettate ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 del Testo integrato.
- 7.32 In relazione a tali ipotesi di revisione dei meccanismi di deroga all'applicazione delle componenti A di cui comma 72.1 del Testo integrato, oggetto della richiamata consultazione del 27 febbraio 2007, sono state avanzate richieste di prolungamento del processo di consultazione e di un adeguato differimento dell'efficacia degli eventuali nuovi meccanismi rispetto al momento della loro definizione.
- 7.33 In ragione di ciò, l'Autorità ritiene opportuno inserire la revisione dei meccanismi nell'ambito della definizione delle regole per il periodo di regolazione 2008-2011.

Egidio Fedele Dell'Oste  
*Direttore*  
*Direzione tariffe*

Guido Bortoni  
*Direttore*  
*Direzione Mercati*

Roberto Malaman  
*Direttore ad Interim*  
*Direzione Strategie, Studi e*  
*Documentazione*