

**RELAZIONE TECNICA**  
**relativa alla deliberazione 29 dicembre 2005, n. 299/05**

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE GENNAIO – MARZO  
2006 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA”**

## **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) elimina ogni riferimento alle fasce orarie nella determinazione del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva e del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico e, di conseguenza, modifica l’articolazione degli elementi *CD* e *INT* e dei corrispettivi di cui agli articoli 37.3 e 52.5 dell’Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
  - c) adegua il valore dell’elemento *INT*;
  - d) 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);
  - e) conferma il valore dell’elemento *DP* fissato pari a zero a partire dall’1 ottobre 2005 con deliberazione 28 settembre 2005, n. 201/05;
  - f) adegua i valori della componente tariffaria *A<sub>3</sub>*;
  - g) conferma i valori delle componenti tariffarie *A<sub>2</sub>*, e *A<sub>4</sub>* fissati con deliberazione n. 133/05;
  - h) conferma la transitoria sospensione dell’applicazione delle componenti *A<sub>5</sub>* e *A<sub>6</sub>*; disposta con deliberazione n. 133/05;
  - i) adegua i valori dell’aliquota di cui all’articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 386/03 e della componente tariffaria *MCT*;
  - j) adegua i valori della componente tariffaria *UC<sub>1</sub>*;
  - k) conferma i valori della componente *UC<sub>3</sub>* fissati con deliberazione 25 giugno 2004, n. 103/04;
  - l) conferma i valori della componente *UC<sub>4</sub>* fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03;

- m) conferma i valori della componente  $UC_5$  fissati con deliberazione 30 marzo 2005, n. 54/05;
- n) conferma l'applicazione dei valori della componente tariffaria  $UC_6$  fissati con deliberazione 28 settembre 2005, n. 202/05;
- o) quantifica in via definitiva i costi riconosciuti all'Acquirente unico S.p.A. (di seguito: Acquirente unico) per lo svolgimento dell'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2004;
- p) quantifica in via preliminare i costi riconosciuti all'Acquirente unico per lo svolgimento dell'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2006;
- q) modifica il Testo integrato e la deliberazione n. 168/03.

## **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 da 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 per fascia oraria, secondo la definizione fornita per l'anno 2006 dalla deliberazione dell'Autorità n. 292/05, che ha modificato le fasce in vigore nel 2005 per i servizi di trasmissione, distribuzione e vendita al mercato vincolato per tener conto unicamente delle modifiche calendariali. La revisione strutturale delle fasce orarie proposta dall'Autorità nel documento di consultazione 22 novembre 2005 è stata invece rinviata all'anno 2007 e sarà perciò oggetto di ulteriore valutazione nel corso del 2006. In

particolare, è già stata avallata dal Collegio dell'Autorità la proposta, in linea con quanto consultato ai fini della rimozione di segnali distorti dai corrispettivi di trasmissione, per l'eliminazione delle fasce orarie dal servizio di trasmissione dell'energia elettrica che, unicamente per motivi operativi, è stata differita all'anno 2007.

- 2.3 Con l'introduzione di meccanismi di mercato nella valorizzazione dell'energia elettrica, il parametro  $C_t$  ha cessato di essere rappresentativo dei costi alla base della produzione elettrica; ha continuato, tuttavia, a produrre effetti sull'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento a causa dell'indicizzazione a tale parametro del prezzo di acquisto pagato dall'Acquirente Unico per l'energia elettrica importata dalla società Enel S.p.A. (di seguito: Enel) in esecuzione dei contratti pluriennali di cui la società medesima risulta essere titolare (di seguito: importazioni pluriennali).
- 2.4 A partire dall'anno 2006 il prezzo delle importazioni pluriennali di cui al paragrafo 2.3 è definito dal decreto del Ministro delle Attività produttive 13 dicembre 2005 (di seguito: decreto 13 dicembre 2005). Conseguentemente il parametro  $C_t$  non esercita più alcuna influenza sull'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento.

### **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, F3 e F4 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 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 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 di un ammontare pari al rapporto tra il costo unitario di fascia che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale fascia fosse stato effettuato nel mercato del giorno prima e il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale mese fosse stato effettuato nel mercato del giorno prima.
- 3.4 Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente unico con la comunicazione del 16 dicembre 2005, prot. Autorità n. 029999, del 20 dicembre 2005 (di seguito: comunicazione Acquirente unico) e da Terna con la comunicazione del 21 dicembre 2005, prot. Autorità n. 030277, del 22 dicembre 2005 (di seguito: comunicazione Terna) si è 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

- 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 gennaio a dicembre dell'anno 2006.
- 3.6 La tabella 1 riporta l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento, con riferimento a ciascun mese dell'anno 2006. Le quantità di energia elettrica approvvigionate attraverso acquisti in borsa sono state stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

**Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di cessione (anno 2006)**

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
GWh												
Importazioni (a)	1.973	1.765	1.959	1.909	1.973	1.909	1.973	1.973	1.909	1.976	1.909	1.973
Acquisti in borsa (b)	12.670	11.717	11.821	10.180	10.107	10.490	11.785	10.529	10.376	10.405	10.627	11.844
di cui												
CIP6	1.667	1.505	1.664	1.613	1.667	1.613	1.667	1.667	1.613	1.669	1.613	1.667
contratti differenziali una via	4.000	3.368	3.659	2.981	2.653	3.570	3.723	3.547	3.787	3.142	2.981	2.840
contratti differenziali due vie	2.515	2.304	2.575	2.315	2.489	2.401	2.167	2.123	2.107	2.134	2.059	2.082
coperture su strike	890	310	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia elettrica dlgs n. 387/03 (c)	477	432	501	654	729	584	593	544	613	691	681	648
<b>Totale</b>	<b>15.120</b>	<b>13.914</b>	<b>14.280</b>	<b>12.744</b>	<b>12.809</b>	<b>12.984</b>	<b>14.351</b>	<b>13.045</b>	<b>12.899</b>	<b>13.071</b>	<b>13.217</b>	<b>14.465</b>
Acquisti in borsa non coperti (d)	2.526	2.490	1.772	1.024	645	1.075	1.932	900	1.188	1.190	1.667	2.233
% quota non coperta (e)	17%	18%	13%	8%	5%	9%	14%	7%	10%	10%	13%	16%

Le informazioni riportate in tabella sono stimate dall'Acquirente unico sulla base delle previsioni di fabbisogno del mercato vincolato.

(a) E' la somma dell'energia elettrica di cui alle lettere a a), b) e c) del paragrafo 3.7 della presente relazione tecnica

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

(c) 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;

(d) E' il totale del fabbisogno approvvigionato in borsa non coperto da contratti bilaterali o alle differenze e valorizzato al Prezzo Unico Nazionale;

(e) 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.

- 3.7 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 attribuita all'Acquirente unico ai sensi del combinato disposto della deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2005, n. 269/05 e del decreto 13 dicembre 2005;
- b) l'energia elettrica oggetto dei contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel ceduta all'Acquirente unico ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 19 dicembre 2003;
- c) altri contratti di importazione;
- 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).

3.8 Per quanto riguarda le importazioni pluriennali, si è ipotizzata una quantità pari a 14.983 GWh/anno, con una valorizzazione di 66 euro/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 13 dicembre 2005. Per le importazioni annuali si sono invece utilizzate le stime di prezzo fornite dall'Acquirente unico, 52 euro/MWh, per un ammontare di energia elettrica pari a 5.694 GWh/anno. Data la sostituibilità dei contratti di importazione con forniture nazionali equivalenti in termini di prezzo e quantità, si è ritenuto di utilizzare tali stime nonostante l'incertezza riguardo all'esito delle assegnazioni dei diritti di importazione e delle procedure concorsuali per la stipula dei contratti di acquisto di importazione annuale per l'anno 2006 bandite dall'Acquirente unico.

3.9 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2006 è pari, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 5 dicembre 2005, al 40% del totale assegnabile, e corrisponde a 19.622 MWh. 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 55,5 euro/MWh.

3.10 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 mercato del giorno prima fa riferimento:

- a) 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 2006 (di seguito: contratti differenziali 2005), e
- b) alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2006 (di seguito: contratti differenziali 2006).

Sono inoltre presenti nel portafoglio dell'Acquirente unico ulteriori contratti differenziali per la copertura dal rischio di volatilità:

- c) dei prezzi *strike* dei prodotti Gas 1, Olio e Gas 2 dei contratti differenziali 2005;
- d) dei prezzi *strike* dei contratti differenziali 2006 indicizzati, come di seguito illustrato, al prezzo del contratto *future* "First line Brent crude oil" quotato all'ICE Futures (già IPE) di Londra (di seguito: *future* IPE Brent).

3.11 La facoltà di prorogare l'efficacia dei contratti differenziali 2005 all'anno 2006 prevedeva, per ciascun prodotto, una riduzione del 5% del corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: premio) e una riduzione

della quantità aggiudicata del 28%. Nella tabella 2 è riportata la potenza e il premio medio per tipo di prodotto risultante dall'esercizio della facoltà di proroga.

**Tabella 2:**

	€/MW/anno	MW
Carbone	261.238	1.188
Gas 1	161.357	4.122
Olio	131.230	846
Gas 2	107.103	3.240

- 3.12 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 Prezzo unico nazionale (di seguito: PUN) è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto. Nella tabella 1, quindi, le quantità riportate in corrispondenza della voce contratti differenziali sono quelle per le quali si stima che l'Acquirente unico, nel corso dell'anno, eserciterà l'opzione. Per il 2006 si prevede che l'ammontare di fabbisogno coperto con tali contratti differenziali risulti pari al 26%.
- 3.13 Per quanto riguarda i contratti differenziali 2006, l'Acquirente unico ha bandito tre differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti differenziali a “due vie”. In esito alla prima gara sono stati assegnati 2.500 MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti base). La potenza assegnata nella seconda e nella terza asta ricade nelle ore di picco<sup>1</sup> ed è suddivisa in ciascun trimestre secondo quanto riportato in tabella 3 (di seguito: contratti *peak*).

**Tabella 3: Quantità assegnate per trimestre (MW)**

	I trim	II trim	III trim	IV trim
II asta contratti peak	1.750	1.675	750	350
III asta contratti peak	650	525	375	600

- 3.14 I contratti differenziali 2006 sono contratti differenziali a “due vie” con prezzo *strike* pari alla somma:
- di una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione;
  - di una componente variabile indicizzata al prezzo del contratto *future* IPE Brent o, in alternativa, di un prezzo costante equivalente a 28 euro/MWh per i contratti base e 55 euro/MWh per i contratti *peak*;
  - di una componente pari a 1,6 euro/MWh a copertura dei costi conseguenti all'attuazione della direttiva europea 2003/87/CE del 13 ottobre 2003.
- 3.15 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 alla media dei prezzi orari zonali delle zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna, ponderata con

<sup>1</sup> Le ore di picco sono le ore comprese tra le ore 8:00 e le ore 21:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali del 6 gennaio, 17 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre e i giorni dal 14 al 20 agosto.

le corrispondenti quantità orarie del fabbisogno delle zone stesse pubblicate giornalmente dal Gestore del mercato elettrico in esito al mercato del giorno prima.

3.16 L'Acquirente unico, infine, ha stipulato per il primo trimestre dell'anno 2006 contratti differenziali a "due vie" per coprirsi dalla volatilità:

- a) degli *strike* dei prodotti Gas 1 e Gas 2 dei contratti differenziali 2005, indicizzati all'indice del Gas naturale, così come definito nella deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97);
- b) dello *strike* del prodotto Olio dei contratti differenziali 2005 indicizzato all'indice dell'olio combustibile, così come definito nella deliberazione n. 70/97;
- c) degli *strike* dei contratti differenziali 2006 indicizzati al prezzo del contratto *future* IPE Brent.

Le tabelle 4 e 5 riportano, rispettivamente, i prezzi *strike* e le quantità coperte per ciascun contratto di copertura e ciascun mese oggetto della copertura.

**Tabella 4: Prezzi medi coperture (€/MWh)**

	Gas1	Olio	Gas2	Contratti peak
Gennaio	57,84	79,05	86,40	53,60
Febbraio	56,23	79,09	85,04	53,90
Marzo	56,31	78,59	85,22	53,99

**Tabella 5: Energia coperta (MWh)**

	Gas 1	Olio	Gas 2	Contratti peak
Gennaio	260.000	130.000	230.000	270.000
Febbraio	20.000	20.000	20.000	250.000
Marzo	20.000	20.000	20.000	260.000

3.17 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 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.

3.18 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica nel mercato del giorno prima è prevista essere pari all'81% del totale del fabbisogno.

3.19 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 più l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6/92, e al netto dei contratti di importazione (portafoglio "scoperto"), è prevista essere in media pari al 12% del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico durante tutto il 2006.

### ***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. Questi dati, per il periodo gennaio-dicembre 2006, riflettono le stime della dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali e del tasso di cambio dollaro/euro. In particolare, il prezzo del petrolio, che nel 2005 ha registrato un valore medio intorno ai 55 US\$/barile (Brent dated), in aumento del 42% sull'anno precedente, è previsto attestarsi su 51 US\$/barile, in media annua per il 2006, in linea con le analisi dei principali istituti italiani di ricerca in campo energetico. Sul fronte valutario si ipotizza un leggero rafforzamento del dollaro sull'euro rispetto al 2005: il tasso di cambio dollaro/euro dovrebbe pertanto attestarsi in media annua per il 2006 sul livello di 1,22. Sia i costi variabili di generazione utilizzati nel modello di simulazione del mercato elettrico per la previsione del PUN, sia gli indici dei combustibili utilizzati dall'Acquirente Unico per la costruzione dei prezzi strike dei contratti differenziali 2005 rinnovati per il 2006 riflettono le proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui del 2006 rispetto al 2005, l'indice Pcarbone (c€/Mcal) è previsto in calo dell'1,3%, l'indice Polio (c€/Mcal) del 2,5% e l'indice Pgas (c€/Mcal) del 5,9%.*

*La stima della dinamica del PUN utilizzata per determinare il costo medio di acquisto dell'energia da parte dell'Acquirente unico è determinata dall'Autorità tramite l'ausilio di due modelli previsivi:*

- a) un modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione italiano;*
- b) un modello di simulazione delle curve di offerta degli operatori.*

*Il modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione consente di determinare l'evoluzione dei costi orari di generazione e della produzione oraria delle diverse fonti, tenendo conto di tutti i fattori che ne stanno alla base quali: disponibilità delle diverse fonti (anche in funzione della dinamica di ingresso e di uscita di esercizio delle unità di produzione e dei loro programmi di manutenzione secondo le informazioni fornite da Terna), evoluzione del costo dei combustibili fossili commerciali e di ulteriori costi variabili di generazione, profilo degli apporti naturali agli impianti idroelettrici, profilo del fabbisogno orario, evoluzione dei limiti di transito sui collegamenti tra le diverse zone e modalità di offerta degli impianti sul mercato. Quest'ultimo elemento consente altresì di stimare l'evoluzione del PUN orario. Le curve di offerta utilizzate in input nell'elaborazione sopra descritta, sono definite attraverso un modello ad hoc, che, sulla base del comportamento degli operatori osservato sul mercato, dell'evoluzione strutturale del settore (in particolare: evoluzione della disponibilità di capacità di generazione in relazione alla domanda residuale dei diversi operatori) e dei contratti differenziali in essere con l'Acquirente unico, determina le convenienze relative e l'evoluzione dei comportamenti di offerta nel corso dell'anno. Il PUN risultante da questo tipo di stima è dunque influenzato da un insieme complesso di fattori, che rispecchiano le migliori informazioni disponibili al momento delle elaborazioni, e il suo valore medio è solo in parte condizionato dalla dinamica dei prezzi dei combustibili. La stima del PUN ottenuta con i modelli sopra descritti per il 2006 prevede un valore della media aritmetica annuale in calo del 2% rispetto al 2005.*



3.20 La tabella 6 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2006, 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 questi corrispettivi non si è proceduto all'applicazione di quanto disposto al comma 30.2 del Testo integrato in quanto direttamente determinati sulla base del valore dell'energia elettrica nel mercato.

**Tabella 6: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2006)**

	(c€/kWh)											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
<b>totale</b>	<b>7,413</b>	<b>7,316</b>	<b>7,047</b>	<b>6,821</b>	<b>6,732</b>	<b>6,980</b>	<b>7,020</b>	<b>6,515</b>	<b>6,707</b>	<b>6,504</b>	<b>6,435</b>	<b>6,315</b>

3.21 Per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 il costo medio di acquisto sostenuto dall'Acquirente unico è previsto attestarsi a 7,26 centesimi di euro/kWh, registrando un incremento di circa il 2% rispetto al quarto trimestre (ottobre– dicembre) 2005.

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

3.22 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 nella comunicazione Terna.

3.23 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:

- a) il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
- b) il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- c) il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna;
- d) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- e) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
- f) il corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001 (attualmente fissato pari a zero).

3.24 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 di conseguenza considerati i costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato con riferimento ai restanti corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) del paragrafo 3.23.

3.25 La tabella 7 riporta, per il periodo compreso tra gennaio e dicembre 2006, la stima dei costi di dispacciamento che saranno sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato con riferimento ai suddetti corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) del paragrafo 3.23.

**Tabella 7: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2006)**

	(c€/kWh)											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
<b>totale</b>	0,362	0,382	0,352	0,353	0,352	0,372	0,341	0,392	0,352	0,332	0,352	0,342

3.26 I dati riportati nella tabella 7 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili 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**

3.27 Sulla base dell'analisi del bilancio di esercizio 2004, inviato dall'Acquirente unico con comunicazione 23 marzo 2005, il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica provvede alla quantificazione a titolo definitivo del livello dei costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2004, pari a 6,029 milioni di euro.

3.28 A seguito della nota dell'Autorità in data 14 novembre 2005, prot. GB/M05/4609/mc e della nota dell'Autorità in data 6 dicembre 2005, prot. GB/M05/5115/mc, con comunicazione 1 dicembre 2005 l'Acquirente unico ha inviato informazioni patrimoniali ed economiche relative al pre-consuntivo 2005, mentre non è ancora disponibile lo schema di budget per l'anno 2006.

3.29 Con il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica si è ritenuto di quantificare 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 2006, in linea con le informazioni patrimoniali ed economiche relative al pre-consuntivo 2005, essendo il 2005 il primo anno di piena operatività dell'Acquirente unico. Tale livello di costi riconosciuti in via preliminare risulta pari a 7,4 milioni di euro.

**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, F3 ed F4;
- 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, F3 ed F4.

- 4.2 Analogamente l'elemento *OD*, è definito dal Testo integrato come:
- 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, F3 ed F4 e per quelli dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
  - 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, F3 ed F4.
- 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:
- 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;
  - la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante 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 dei costi suddetti.
- 4.4 Alla regola di cui al precedente paragrafo 4.3, lettera 4.3b), fa eccezione il caso dell'aggiornamento relativo al primo trimestre dell'anno solare. In tale occasione il recupero non avviene tramite l'adeguamento delle componenti tariffarie *PC* e *OD*, ma attraverso 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 di perequazione 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**

- 4.5 I parametri  $PGN$ ,  $PGN_B$ ,  $PGN_T$ , *D* e  $D_T$ , i cui valori per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 sono riportati nelle tabelle 8 e 9, 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.
- 4.6 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.
- 4.7 Per i clienti finali dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 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, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.

**Tabella 8: Valori degli elementi  $PGN$ ,  $PGN_T$  e  $PGN_B$  per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006**

<b>Tabella 5.1: Elemento <math>PGN</math></b>	
Elemento $PGN$	c€/kWh
	6,8041

<b>Tabella 5.2: Elemento <math>PGN_T</math></b>	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	-
F2	10,0569
F3	8,2235
F4	4,9696

<b>Tabella 5.3: Elemento <math>PGN_B</math></b>	
Fascia oraria	c€/kWh
FB1	9,4206
FB2	4,9816

**Tabella 9: Valori degli elementi  $D$  e  $D_T$  per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006**

<b>Tabella 6.1: Elemento <math>D</math></b>	
Elemento $D$	c€/kWh
	0,3568

<b>Tabella 6.2: Elemento <math>D_T</math></b>	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	-
F2	0,3652
F3	0,3652
F4	0,3652

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento  $PC$  è passata da 7,63 centesimi di euro/kWh (aliquota del quarto trimestre 2005 inclusiva della quota di "recupero" pari a 0,29 centesimi di euro/kWh) a 7,35 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2006 (aliquota che non include alcuna quota di "recupero" coerentemente con quanto precisato nel paragrafo 4.4).
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento  $OD$  è passata da 0,37 centesimi di euro/kWh (aliquota del quarto trimestre 2005 inclusiva della quota di "recupero" pari a 0,03 centesimi di euro/kWh) a 0,39 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2006 (aliquota che non include alcuna quota di "recupero" coerentemente con quanto precisato nel paragrafo 4.4).

### **Modifica dell'articolazione della componente CD**

- 4.10 Le risposte ai documenti per la consultazione “Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007” del 30 settembre 2005 (di seguito: documento per la consultazione 30 settembre 2005) e “Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007” del 22 novembre 2005 (di seguito: documento per la consultazione 22 novembre 2005) hanno evidenziato un generale consenso all'eliminazione di ogni riferimento alle fasce orarie nella determinazione del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di cui all'articolo 37.3 della deliberazione n. 168/03.
- 4.11 Di conseguenza, pur mantenendo l'aliquota media dell'elemento *CD* invariata rispetto al valore fissato con deliberazione n. 133/05 e pari a 0,04 centesimi di euro/kWh, i corrispettivi a copertura del costo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, utilizzati per la determinazione del suddetto elemento *CD*, non risultano più differenziati per fascia oraria.

### **Aggiornamento della componente INT**

- 4.12 Sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) e da Terna, il conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006, evidenzia un'eccedenza di gettito rispetto alle necessità previste per il triennio 2004-2006.
- 4.13 Pertanto l'aliquota media dell'elemento *INT* per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 viene ridotta di 0,03 centesimi di euro/kWh e fissata pari a 0,12 centesimi di euro/kWh.
- 4.14 Le risposte ai documenti per la consultazione del 30 settembre 2005 e del 22 novembre 2005 hanno evidenziato un generale consenso all'eliminazione di ogni riferimento alle fasce orarie nella determinazione del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico di cui all'articolo 52.5 della deliberazione n. 168/03.
- 4.15 Di conseguenza i corrispettivi a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, utilizzati per la determinazione del suddetto elemento *INT*, non risultano più differenziati per fascia oraria.

### **Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali**

- 4.16 In ragione degli interventi sopra descritti l'aliquota media della componente *CCA* per i clienti del mercato vincolato, calcolata come somma degli elementi *PC*, *OD*, *CD* e *INT* (essendo gli elementi *VE* e *DP* attualmente fissati pari a zero, come sopra ricordato) aggiornati come descritto sopra, risulta pari a 7,90 centesimi di euro/kWh per il primo trimestre (gennaio- marzo) 2006, con una diminuzione di 0,29 centesimi di euro/kWh rispetto al quarto trimestre (settembre – dicembre) 2005.
- 4.17 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, F3 ed F4.

## **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 primo trimestre (gennaio - marzo) 2006 sono riportati nelle tabelle 8 e 9 allegate alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

## **6 Aggiornamento delle componenti *A* e *UC***

### **Componente *A<sub>3</sub>***

- 6.1 Sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa e dal Gestore del sistema elettrico – GRTN S.p.A. (di seguito: Gestore del sistema elettrico), il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria *A<sub>3</sub>*, evidenzia una carenza di gettito rispetto alla stima degli oneri di competenza del medesimo conto per l'anno 2006.
- 6.2 Pertanto l'aliquota media della componente *A<sub>3</sub>* viene aumentata da 0,55 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 a 1,00 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006.

### **Componente *UC<sub>1</sub>***

- 6.3 Come indicato nel paragrafo 4.4, gli eventuali scostamenti residui tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno 2005 e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno 2006, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie *PC* e *OD*, ma concorrono all'adeguamento della componente *UC<sub>1</sub>* a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 6.4 L'aliquota della componente *UC<sub>1</sub>* in vigore per tutto l'anno 2005 (pari a 0,05 cent€/kWh) ha consentito di raccogliere sul Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (di seguito: Conto *UC<sub>1</sub>*) un gettito di circa 70 milioni di euro.
- 6.5 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – settembre 2005 (periodo per il quale sono disponibili dati a

consuntivo) risulta non essere stato compensato completamente dagli adeguamenti impliciti dell'elemento *PC* in vigore nel secondo, terzo e quarto trimestre 2005, nonché dall'utilizzo delle sopravvenienze da contratti differenziali 2004 (pari a 10,88 milioni di euro) di cui alla deliberazione n. 133/05. Il differenziale relativo all'anno 2005 finora accertato e non ancora recuperato, è attualmente quantificabile in circa 190 milioni di euro.

- 6.6 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – settembre 2005, risulta non essere stato compensato completamente dagli adeguamenti impliciti dell'elemento *OD* in vigore nel secondo, terzo e quarto trimestre 2005. Il differenziale relativo all'anno 2005 finora rilevato e non ancora recuperato è oggi stimabile in circa 58 milioni di euro.
- 6.7 Tenuto conto del differenziale non ancora recuperato di cui ai precedenti paragrafi 6.5 e 6.6, dell'attuale disponibilità del conto *UC<sub>1</sub>*, ed in attesa di disporre dei dati a consuntivo relativi ai costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2005, l'Autorità ritiene opportuno adeguare in aumento la componente *UC<sub>1</sub>*, la cui aliquota media unitaria per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 viene fissata pari a 0,15 centesimi di euro/kWh.

## **7 Aggiornamento annuale della componente MCT**

- 7.1 L'articolo 4, comma 1-*bis*, della legge 24 dicembre 2003, n. 368 (di seguito: legge n. 268/03), prevede che l'ammontare complessivo annuo delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1 della medesima legge sia definito mediante la determinazione di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, con aggiornamento annuale sulla base degli indici Istat dei prezzi al consumo.
- 7.2 Il tasso di variazione medio annuo dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, come rilevato dall'Istat, per il periodo dicembre 2004 - novembre 2005 rispetto ai dodici mesi precedenti, è stato accertato nella misura dell'1,7%.
- 7.3 Per tener conto dell'aggiornamento annuale dell'indice Istat dei prezzi al consumo coerentemente con quanto disposto dalla legge 368/03, il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica fissa, per l'anno 2006, il valore dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-*bis*, della medesima legge n. 368/03, in misura pari a 0,0156 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato.
- 7.4 In coerenza con i criteri di arrotondamento delle componenti della tariffa elettrica, il valore della componente *MCT* è stato fissato anche per l'anno 2006 pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

## **8 Modificazioni del Testo integrato e della deliberazione n. 168/03**

### **Esazione della componente tariffaria A<sub>3</sub>**

- 8.1 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica modifica il Testo integrato prevedendo che le imprese distributrici, che prelevano energia elettrica dalla rete di

trasmissione nazionale, riconoscano al Gestore del sistema elettrico il gettito della componente tariffaria  $A_3$  secondo le stesse modalità adottate precedentemente dal Gestore della rete. Tale modifica si rende necessaria in seguito all'avvenuta unificazione di proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, prevista dal dPCm 11 maggio 2004, che affida al Gestore del sistema elettrico le funzioni in materia di fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 3, commi 12 e 13, e di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo n. 387/03.

**Eliminazione del riferimento alle fasce orarie nella determinazione degli elementi CD e INT**

8.2 Venendo meno la differenziazione nelle modalità di calcolo delle componenti *CD* ed *INT* per i clienti dotati e non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4, come sopra dettagliato, i parametri  $K$ ,  $K_T$ ,  $T$  e  $T_T$  introdotti con la deliberazione 26 marzo 2004, n. 46/04 vengono eliminati.

**Modificazione della deliberazione n. 168/03**

8.3 Sulla base di quanto evidenziato ai paragrafi 4.10e 4.14 relativi all'aggiornamento dei parametri *CD* e *INT*, le tabelle 2 e 3 della deliberazione n. 168/03 sono state sostituite con l'inserimento delle tabelle 1 e 2 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica.

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

Guido Bortoni  
*Direttore*  
*Direzione Energia Elettrica*

Massimo Beccarello  
*Direttore*  
*Direzione Strategie, Studi e*  
*Documentazione*