

**RELAZIONE TECNICA**  
**relativa alla deliberazione 28 settembre 2005, n. 201/05**

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE OTTOBRE –  
DICEMBRE 2005 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA E  
DEL PARAMETRO *CT*”**

## **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 dell’elemento *INT*, fissati con deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05 (di seguito: deliberazione n. 54/05);
  - c) conferma i valori dell’elemento *CD*, fissati con deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2005, n. 133/05 (di seguito: deliberazione n. 133/05);
  - d) fissa pari a zero il valore dell’elemento *DP*, fissato con deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04 (di seguito: deliberazione n. 46/04);
  - e) conferma i valori delle componenti tariffarie *A<sub>2</sub>*, *A<sub>3</sub>* e *A<sub>4</sub>* fissati con deliberazione n. 133/05;
  - f) conferma la transitoria sospensione dell’applicazione delle componenti *A<sub>5</sub>* e *A<sub>6</sub>*; disposta con la deliberazione n. 133/05;
  - g) conferma i valori delle componenti *MCT*, *UC<sub>1</sub>* e *UC<sub>6</sub>* fissati con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 252/04 (di seguito: deliberazione n. 252/04);
  - h) conferma i valori della componente *UC<sub>3</sub>* fissati con deliberazione 25 giugno 2004, n. 103/04;
  - i) conferma i valori della componente *UC<sub>4</sub>* fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03;
  - j) conferma i valori della componente *UC<sub>5</sub>* fissati con deliberazione n. 54/05;
  - k) aggiorna il valore del parametro *Ct*, fissato con deliberazione n. 133/05;
  - l) modifica l’Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: 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 S.p.A. (di seguito: 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 dal Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (di seguito: Gestore della rete) 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 Prima dell'avvio della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi, determinata ex ante a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello nazionale, ed in una componente a copertura dei costi variabili (parametro *Ct*), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo pre-determinato.
- 2.3 A partire dal mese di aprile 2004, invece, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati al fine di coprire i 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.

## **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 le comunicazioni (di seguito: comunicazioni Acquirente unico):

- a) del 15 settembre 2005, prot. Autorità n. 020820, del 16 settembre 2005;
- b) del 15 settembre 2005, prot. Autorità n. 020821, 16 settembre 2005;
- c) del 19 settembre 2005, prot. Autorità n. 021311, del 20 settembre 2005;
- d) del 19 settembre 2005, prot. Autorità n. 021312, del 20 settembre 2005;
- e) del 20 settembre 2005, prot. Autorità n. 021422, del 21 settembre 2005;

e dal Gestore della rete con le comunicazioni (di seguito: comunicazioni Gestore della rete):

- a) del 21 luglio 2005, prot. Autorità n. 016118, del 25 luglio 2005;
- b) del 17 agosto 2005, prot. Autorità n. 018324, del 24 agosto 2005;
- c) del 16 settembre 2005, prot. Autorità n. 020981, del 19 settembre 2005;
- d) del 23 settembre 2005, prot. Autorità n. 022015, del 27 settembre 2005;

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 settembre a dicembre dell'anno 2005.
- 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 2005. I dati relativi al periodo gennaio - luglio fanno riferimento a valori di consuntivo. Per il mese di agosto i valori riportati in tabella sono un pre-consuntivo non essendo ancora disponibili le quantità di sbilanciamento. Con riferimento al periodo settembre - dicembre sono state utilizzate le quantità stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.
- 3.7 Le quantità di energia elettrica per i mesi da gennaio ad luglio potrebbero essere oggetto di successivi aggiustamenti marginali conseguenti:
- all'applicazione dell'articolo 6 della deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata;
  - ad eventuali rettifiche alle comunicazioni effettuate dalle imprese distributrici circa l'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Va inoltre sottolineato che per i mesi a consuntivo, con particolare riferimento ai primi tre mesi dell'anno, permane comunque un elemento di incertezza relativo alla quantità di energia elettrica acquistata dall'Acquirente unico a seguito del ritiro effettuato dai gestori di rete ai sensi del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03) e della legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04).

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

|                                     | GEN    | FEB    | MAR    | APR    | MAG    | GIU    | LUG    | AGO    | SET    | OTT    | NOV    | DIC    |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| GWh                                 |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Importazioni                        | 1.856  | 1.686  | 1.869  | 1.824  | 1.804  | 1.737  | 1.797  | 1.647  | 1.747  | 1.887  | 1.824  | 1.883  |
| Acquisti in borsa (a)               | 12.752 | 11.931 | 12.857 | 11.065 | 10.709 | 11.050 | 12.282 | 11.158 | 11.050 | 11.102 | 11.370 | 12.549 |
| di cui                              |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| CIP6                                | 1.726  | 1.559  | 1.724  | 1.670  | 1.726  | 1.670  | 1.726  | 1.726  | 1.670  | 1.728  | 1.670  | 1.726  |
| contratti differenziali             | 6.645  | 6.555  | 6.262  | 4.718  | 4.953  | 4.940  | 5.740  | 4.718  | 5.633  | 5.854  | 5.890  | 5.228  |
| Sbilanciamenti (b)                  | 640    | 397    | -337   | -547   | -124   | 447    | 399    |        |        |        |        |        |
| Totale (c)                          | 15.248 | 14.015 | 14.389 | 12.342 | 12.465 | 13.038 | 15.028 | 13.635 | 13.325 | 13.562 | 13.664 | 14.864 |
| Acquisti in borsa non coperti (d)   | 1.172  | 964    | 883    | 182    | 41     | 165    | 451    | 50     | 93     | 107    | 431    | 734    |
| <u>Qtà aggiudicata di copertura</u> | 12.443 | 11.911 | 13.170 | 12.762 | 13.187 | 12.762 | 13.187 | 13.187 | 12.762 | 13.205 | 12.762 | 13.187 |
| % coperture                         | 92%    | 93%    | 94%    | 99%    | 100%   | 99%    | 97%    | 100%   | 99%    | 99%    | 97%    | 95%    |
| % quota non coperta (e)             | 8%     | 7%     | 6%     | 1%     | 0%     | 1%     | 3%     | 0%     | 1%     | 1%     | 3%     | 5%     |

Per i mesi da gennaio a luglio le informazioni riportate sono di consuntivo fatta eccezione per quanto evidenziato al paragrafo 3.7. Per il mese di agosto le informazioni riportate sono di pre consuntivo in quanto non complete dell'energia elettrica di sbilanciamento. Per i mesi successivi le informazioni riportate sono state stimate dall'Acquirente unico.

(a) E' il totale delle quantità acquisite su MGP e MA;

(b) Da aprile il dato è comprensivo dello sbilanciamento delle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui legge n. 239/04;

(c) Comprensivo dell'energia elettrica ritirata ai sensi del decreto legislativo n. 387/03 e di cui legge n. 239/04;

(d) E' il totale del fabbisogno approvvigionato in borsa non coperto da contratti di importazione 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 ritirata ai sensi del decreto legislativo n.387/03 e di cui legge n. 239/04.

- 3.8 Relativamente al periodo aprile-luglio 2005, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, ai fini della determinazione dell'energia elettrica utilizzata per il calcolo del prezzo di cessione (di seguito: energia elettrica rilevante), è stata considerata l'energia elettrica di sbilanciamento delle 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 di approvvigionamento 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 20 dicembre 2004, n. 224/04 e del decreto del Ministro delle Attività produttive 17 dicembre 2004 (di seguito: decreto 17 dicembre 2004);
  - b) l'energia elettrica oggetto dei contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel S.p.A. 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).
- 3.10 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2005 è pari, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 24 dicembre 2004, al 40% del totale assegnabile, e corrisponde a 20.323 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 50 euro/MWh.
- 3.11 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti differenziali fa riferimento alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2005. Le aste effettuate nel corso del mese di dicembre 2004 hanno avuto per oggetto cinque prodotti per un totale di 16.725 MW. E' stata successivamente indetta, nel mese di gennaio, una sesta asta a copertura di ulteriori 1.000 MW. Questi prodotti sono contratti differenziali ad "una via" con un prezzo strike (euro/MWh) ed un corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: 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, 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 i mesi da maggio ad agosto l'energia elettrica acquistata in borsa e coperta con contratti differenziali è risultata pari al 45%; nei mesi a seguire, sulla base dei valori stimati relativamente al PUN, tale percentuale dovrebbe registrare un sensibile incremento e attestarsi intorno al 49%. Calcolato sull'intero anno 2005, l'ammontare di fabbisogno coperto con contratti differenziali risulta pari al 48,7%.
- 3.12 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.

- 3.13 Per quanto riguarda la quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica nel mercato del giorno prima e in quello di aggiustamento, per i mesi da maggio ad agosto questa è stata poco superiore all'86% del fabbisogno dell'Acquirente unico; dalle stime emerge un andamento piuttosto stabile per i mesi a seguire.
- 3.14 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 contratti differenziali più l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6/92, e dei contratti di importazione (portafoglio "scoperto") risulta in media pari al 3,3% del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico durante tutto il 2005. Per il periodo compreso tra maggio e agosto il portafoglio "scoperto" è risultato pari al 1,4%.

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

*Per l'anno 2005, il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento corrisponde al PUN, per ciascuna fascia oraria, per il totale dell'energia elettrica. A tale costo vanno sottratti, per la quota di energia elettrica coperta con contratti differenziali, i ricavi conseguenti all'esercizio del diritto all'opzione acquisito con la conclusioni dei medesimi contratti. Tale diritto prevede che le differenze tra il PUN e il prezzo strike stabilito in ciascun contratto differenziale siano corrisposte all'Acquirente unico dalle controparti nel caso in cui il PUN sia superiore allo strike e che, per contro, l'Acquirente Unico corrisponda alla controparte cedente un premio.*

*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 settembre-dicembre 2005, sono stati rivisti, rispetto alla previsione effettuata per il precedente aggiornamento tariffario, per tener conto sia della recente evoluzione dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali e della dinamica del tasso di cambio dollaro/euro sia delle aspettative per l'ultimo trimestre dell'anno. In particolare, il prezzo del petrolio, che nel terzo trimestre del 2005 ha registrato un valore medio intorno ai 62 US\$/barile (Brent dated), in aumento del 19% sul trimestre precedente, è stato rivisto al rialzo rispetto alla precedente previsione, in linea con le analisi dei principali istituti italiani di ricerca in campo energetico, ed è ora previsto attestarsi su 57 US\$/barile, in media annua per il 2005, contro i 49 US\$/barile della previsione precedente. Sul fronte valutario si conferma sostanzialmente il leggero rafforzamento dell'euro sul dollaro, nel valore medio del 2005 rispetto al 2004, già indicato nel precedente aggiornamento tariffario: il tasso di cambio dollaro/euro dovrebbe pertanto attestarsi in media annua 2005 sul livello di 1,26. 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, sono stati aggiornati per riflettere le nuove proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui del 2005 rispetto al 2004, l'indice Pcarbone (c€/Mcal) è previsto in calo del 4,8%, mentre gli indici Polio (c€/Mcal) e Pgas (c€/Mcal) sono previsti in aumento, rispettivamente, del 41,6% e del 39,2%.*

*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:*

- c) un modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione italiano*
- d) 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 GRTN), evoluzione del costo dei combustibili fossili commerciali utilizzati nella 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 sopra descritta.*

- 3.15 La tabella 2 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2005, la stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico. Tale costo 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 (si confrontino i successivi punti 3.20, 3.21 e 3.22) e i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente<sup>1</sup>. 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.
- 3.16 Relativamente al periodo aprile-luglio 2005 sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, sono stati considerati tra i costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico anche i corrispettivi di sbilanciamento delle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04.

**Tabella 2: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2005)**

| GEN       | FEB  | MAR  | APR  | MAG  | GIU  | LUG  | AGO  | SET  | OTT  | NOV  | DIC  |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| cent€/kWh |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 6,41      | 6,43 | 6,49 | 6,36 | 6,34 | 6,73 | 6,99 | 6,79 | 7,13 | 7,07 | 7,25 | 7,04 |

*Per i mesi da settembre a dicembre il prezzo di cessione è stimato. La stima è effettuata sulle base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente Unico e sulla base delle previsioni formulate dall'Autorità relativamente all'andamento del PUN e del prezzo degli strike dei contratti differenziali.*

- 3.17 Per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 il costo medio di acquisto sostenuto dall'Acquirente unico è previsto attestarsi a 7,11 centesimi di euro/kWh, registrando un incremento superiore del 10,5% rispetto al terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.
- 3.18 Con la partecipazione della domanda nella borsa elettrica, avviata con il primo aprile, si è reso necessario quantificare anche gli oneri di sbilanciamento attribuiti all'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato. Considerate le tempistiche previste nella deliberazione n. 168/03, come successivamente modificata, relative alla determinazione dei corrispettivi di dispacciamento, le informazioni relative agli oneri di sbilanciamento sono disponibili per i mesi da gennaio a

<sup>1</sup> Tali corrispettivi sono a carico dell'Acquirente unico per la quota parte di importazioni assegnata al mercato vincolato ai sensi del combinato disposto della deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224/04 e del decreto 17 dicembre 2004.

luglio; per i mesi successivi, in assenza di informazioni, si è assunto l'ammontare di energia elettrica di sbilanciamento pari a zero.

3.19 L'energia elettrica di sbilanciamento è risultata per il mese maggio pari a circa -59 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state superiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato), mentre per i mesi di giugno e luglio l'energia elettrica di sbilanciamento è risultata rispettivamente pari a circa 495 e 399 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state inferiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato). Le differenze più rilevanti tra le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico e quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato si riscontrano nelle ore di fascia F4 nei mesi di giugno e luglio.

3.20 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 10% del programma finale cumulato relativo ad un punto di dispacciamento 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 10%) 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 di cui all'articolo 48 della medesima deliberazione determinato in relazione allo sbilanciamento zonale.

Al totale dell'energia elettrica di sbilanciamento, inoltre, è applicato un corrispettivo di non arbitraggio 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.

3.21 Dall'applicazione dei corrispettivi di cui al precedente paragrafo 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:

- a) del prodotto tra il totale dell'energia elettrica di sbilanciamento e il PUN;
- b) del prodotto tra l'energia elettrica di sbilanciamento superiore al 10% per il fattore di correzione di cui all'articolo 48 della deliberazione n. 168/03.

3.22 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:

- a) 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);
- b) 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 10% (di seguito: penale da sbilanciamento).

La tabella 3 riporta i costi di cui alle precedenti lettere a) e b) per ciascun mese.

Tabella 3: Valorizzazione degli sbilanciamenti attribuiti all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato

|             | Sbilanciamento a Pun | Penale da sbilanciamento |
|-------------|----------------------|--------------------------|
| mln di euro |                      |                          |
| MAG         | -4,42                | 1,76                     |
| GIU         | 35,06                | 6,67                     |
| LUG         | 25,32                | 3,35                     |

3.23 I dati riportati nelle tabelle 2 e 3 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico. Tali dati, oggetto di revisione su base trimestrale, non possono costituire titolo di affidamento in relazione alle decisioni future dell'Autorità.

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

3.24 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 del Gestore della rete.

3.25 Secondo quanto previsto nella deliberazione n. 168/03, come successivamente modificata, l'Acquirente unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato, è tenuto a versare al Gestore della rete:

- 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 del Gestore della rete;
- 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.

3.26 Il corrispettivo a copertura delle unità essenziali di cui alla lettera b) del precedente paragrafo è stato modificato con i valori riportati nella tabella 1 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica, come meglio precisato nel successivo capitolo 6.

3.27 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). Della modificazione del corrispettivo di cui alla lettera b) si è pertanto tenuto conto ai fini del dimensionamento dell'elemento *OD*.

- 3.28 La tabella 4 riporta, per il periodo compreso tra gennaio e dicembre 2005, la stima dei costi di dispacciamento 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) e alla penale da sbilanciamento di cui alla lettera 3.22b) del precedente punto 3.22.

**Tabella 4: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2005)**

| GEN       | FEB  | MAR  | APR  | MAG  | GIU  | LUG  | AGO  | SET  | OTT  | NOV  | DIC  |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| cent€/kWh |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 0,26      | 0,29 | 0,32 | 0,29 | 0,29 | 0,28 | 0,40 | 0,38 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,30 |

*Per i mesi da gennaio a luglio le informazioni riportate si riferiscono a valori di consuntivo. Per i mesi successivi i valori indicati rappresentano stime formulate dal Gestore della rete.*

- 3.29 I dati riportati nella tabella 4 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dal Gestore della rete e dall'Acquirente unico. 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**

- 3.30 Le decisioni relative alla determinazione in via definitiva dei costi riconosciuti per il funzionamento dell'Acquirente unico, sia per l'anno 2004 che per l'anno 2005, come già precisato nella relazione tecnica alla deliberazione di aggiornamento tariffario relativa al periodo luglio – settembre 2005, sono rimandate a successivi provvedimenti.

**4 Aggiornamento degli elementi *PC*, *OD*, *DP* 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:

- 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, F3 ed F4 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, 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:
- 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 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.

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

- 4.4 I parametri  $PGN$ ,  $PGN_B$ ,  $PGN_T$ ,  $D$  e  $D_T$ , i cui valori per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 sono riportati nelle tabelle 5 e 6, sono stati calcolati sulla base dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'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.
- 4.5 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 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.
- 4.6 Poiché parte delle coperture dell'Acquirente unico sono indicizzate al valore assunto dal parametro  $C_t$ , i prezzi di cessione a copertura dei costi di acquisto, sulla base dei quali viene calcolato il parametro  $PGN$ , sono determinati, per tutto l'anno, considerando un livello del parametro  $C_t$  pari a quello in vigore nel trimestre oggetto dell'aggiornamento.
- 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 5: Valori degli elementi  $PGN$ ,  $PGN_T$  e  $PGN_B$  per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005**

| <b>Tabella 5.1: Elemento <math>PGN</math></b> |        |
|---|--------|
| Elemento $PGN$                                | c€/kWh |
|   | 6,7941 |

| <b>Tabella 5.2: Elemento <math>PGN_T</math></b> |         |
|---|---------|
| Fascia oraria                                   | c€/kWh  |
| F1  | 12,0644 |
| F2  | 10,1620 |
| F3  | 8,7086  |
| F4  | 4,8434  |

| <b>Tabella 5.3: Elemento <math>PGN_B</math></b> |        |
|---|--------|
| Fascia oraria                                   | c€/kWh |
| FB1   | 9,2731 |
| FB2   | 4,8274 |

**Tabella 6: Valori degli elementi  $D$  e  $D_T$  per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005**

| <b>Tabella 6.1: Elemento <math>D</math></b> |        |
|---|--------|
| Elemento $D$                                | c€/kWh |
|   | 0,3138 |

| <b>Tabella 6.2: Elemento <math>D_T</math></b> |        |
|---|--------|
| Fascia oraria                                 | c€/kWh |
| F1  | 0,2954 |
| F2  | 0,2954 |
| F3  | 0,2954 |
| F4  | 0,2954 |

4.8 L'aliquota media dell'elemento  $PC$  passa da 6,90 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 a 7,34 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2005 (aliquote al netto della quota di “recupero”).

4.9 L'aliquota media dell'elemento  $OD$  passa da 0,31 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 a 0,34 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 (aliquote al netto della quota di “recupero”).

**Recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico**

4.10 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 pubblicati dall'Acquirente unico, con

riferimento esclusivamente ai mesi completamente trascorsi alla data dell'aggiornamento per i quali siano disponibili dati a consuntivo dei costi suddetti.

#### **Recupero relativo ai costi di acquisto**

- 4.11 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico e relativo al periodo gennaio - luglio 2005, pur permanendo qualche elemento di incertezza relativo alla quantità di energia elettrica destinata all'Acquirente unico e ritirata dai gestori della rete ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, ammonta complessivamente a circa 231 milioni di euro.
- 4.12 Tale differenziale è stato recuperato in maniera parziale tramite l'adeguamento implicito dell'elemento *PC* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 che era stato maggiorato in media di 0,12 cent€/kWh. In particolare l'aliquota media dell'elemento *PC* nel secondo trimestre è stata aumentata da 6,59 a 6,71 cent€/kWh, permettendo un recupero stimabile in circa 41 milioni di euro.
- 4.13 A parziale recupero del differenziale sono state destinate le sopravvenienze, pari a 10,88 milioni di euro per l'anno 2004, dovute al pagamento, da parte delle controparti aggiudicatrici di “Contratti differenziali secondo semestre 2004”, del prodotto tra il corrispettivo di capacità, di cui ai all'articolo 36 della deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04 (di seguito: deliberazione n. 48/04), e la quota del corrispettivo di capacità (di seguito: sopravvenienza da contratti differenziali 2004), quest'ultima pari al minor valore tra 1 ed il rapporto tra la quantità aggiudicata e l'energia complessivamente prodotta dalle unità di cui all'articolo 36, comma 36.1, della deliberazione n. 48/04, nella disponibilità dell'operatore aggiudicatario nel periodo che va dal 9 luglio al 31 dicembre 2004.
- 4.14 Nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 l'elemento *PC* è stato maggiorato in media di 0,18 cent€/kWh. In particolare l'aliquota media dell'elemento *PC* nel terzo trimestre è stata aumentata da 6,90 a 7,08 cent€/kWh, permettendo un recupero stimabile in circa 67 milioni di euro.
- 4.15 Tenuto conto del recupero realizzato tramite gli adeguamenti impliciti dell'elemento *PC* nel secondo e nel terzo trimestre 2005 e tramite l'utilizzo della sopravvenienza da contratti differenziali 2004, il differenziale residuo da recuperare relativamente al periodo gennaio – luglio 2005 risulta essere pari a circa a 112 milioni di euro.
- 4.16 Il suddetto differenziale residuo viene recuperato tramite un adeguamento implicito dell'elemento *PC* in vigore per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 pari in media a 0,29 cent€/kWh.
- 4.17 Di conseguenza, l'aliquota media complessiva dell'elemento *PC* passa da 7,08 cent€/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 a 7,63 cent€/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 (aliquote comprensive della quota di recupero).

#### **Recupero relativo ai costi di dispacciamento**

- 4.18 Il differenziale emerso dal confronto tra i costi di dispacciamento effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico e quelli stimati ex ante dall'Autorità, relativamente al periodo gennaio - luglio 2005, è stimabile complessivamente in circa 29 milioni di euro.

- 4.19 L'elemento *OD* in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, la cui aliquota media valeva 0,28 cent€/kWh, non era stato maggiorato della componente a copertura del recupero, non essendo emerso, in occasione del relativo aggiornamento, alcun differenziale di rilievo per i mesi di gennaio e febbraio 2005.
- 4.20 In occasione dell'aggiornamento per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005, relativamente al periodo gennaio – aprile, è emerso un differenziale pari a 19 milioni di euro.
- 4.21 L'intero ammontare del differenziale emerso nel periodo gennaio – aprile 2005 avrebbe potuto essere interamente recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento *OD* in vigore per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005, applicando una maggiorazione all'elemento stesso pari, in media, a 0,04 cent€/kWh.
- 4.22 Secondo quanto previsto dalla “Nota metodologica relativa all'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi per la vendita di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato” del 20 ottobre 2004 (di seguito: Nota metodologica), ai fini di ridurre la variabilità della tariffa, il valore medio dell'ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell'aggiornamento non deve essere superiore al 10% del valor medio della somma della componente *OD* e della relativa componente di recupero riferiti al trimestre precedente per la tariffa monoraria.
- 4.23 Il completo recupero dello scostamento di cui al punto 4.20 nel corso del terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 avrebbe comportato l'applicazione di una maggiorazione della componente *OD*, rispetto al valore medio della medesima componente in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, superiore al predetto limite del 10% previsto dalla Nota metodologica.
- 4.24 Come conseguenza di quanto evidenziato al precedente paragrafo, pertanto, l'elemento *OD* in vigore per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005, la cui aliquota media al netto della quota di “recupero” valeva 0,31 cent€/kWh, è stato maggiorato in media di 0,03 cent€/kWh. Tale maggiorazione ha consentito un recupero nel corso del terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 stimabile in circa 12 milioni di euro.
- 4.25 Tenuto conto del recupero realizzato tramite gli adeguamenti impliciti dell'elemento *OD* nel secondo e nel terzo trimestre 2005, il differenziale residuo da recuperare relativamente al periodo gennaio – luglio 2005 risulta essere pari a circa a 17 milioni di euro.
- 4.26 Il suddetto differenziale residuo viene recuperato solo parzialmente (a causa di un nuovo superamento del tetto) tramite un adeguamento implicito dell'elemento *OD* in vigore per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005 pari, in media, a 0,03 cent€/kWh. Tale maggiorazione dovrebbe consentire un recupero nel quarto trimestre stimabile in circa 11,5 milioni di euro.
- 4.27 L'aliquota media dell'elemento *OD*, tenendo conto anche della quota a copertura del recupero, passa da 0,34 cent€/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 a 0,37 cent€/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2005.
- 4.28 Il differenziale residuo non recuperato nel corso del terzo trimestre 2005, stimabile in circa 5,5 milioni di euro verrà tenuto in conto nella quantificazione dell'aliquota della

componente  $UC_1$  destinata alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato in occasione del prossimo aggiornamento.

#### **Aggiornamento dell'elemento DP**

- 4.29 Tenuto conto di quanto comunicato dal Gestore della rete in merito alle esigenze di gettito a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001, come meglio precisato nel successivo paragrafo 6.3, l'elemento *DP* è stato fissato pari a zero a partire dall' 1 ottobre 2005.

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

- 4.30 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, dell'elemento *CD*, aggiornato con deliberazione n. 133/05, dell'elemento *INT*, aggiornato con deliberazione n. 54/05, e dell'elemento *DP* (fissato pari a zero) di cui alla deliberazione n. 46/04, risulta pari a 8,19 centesimi di euro/kWh per il quarto trimestre (ottobre- dicembre) 2005, con un aumento di 0,57 centesimi di euro/kWh rispetto al terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.
- 4.31 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 quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2005 sono riportati nelle tabelle 6 e 7 allegate alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

## **6 Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03**

- 6.1 Le modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03 sono riferite ad adeguamenti del corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema di cui all'articolo 37 della medesima deliberazione e del corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001 di cui all'articolo 52.6 della medesima deliberazione.
- 6.2 L'articolo 26, comma 26, della deliberazione n. 48/04 prevede che per l'anno 2004, l'Autorità determini il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico con riferimento alle unità di produzione che hanno fatto richiesta e ottenuto l'ammissione alla reintegrazione dei costi ai sensi dell'articolo 26, comma 26.5, della medesima deliberazione. La società Tirreno Power S.p.A. ha ottenuto l'ammissione di due unità di produzione essenziali alla reintegrazione dei suddetti costi. Da una valutazione preliminare, il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione di tali unità essenziali risulta essere positivo.
- 6.3 Si è ritenuto opportuno attivare in via prudenziale la raccolta delle risorse necessarie alla copertura degli oneri per l'anno 2004 connessi con la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, adeguando coerentemente il corrispettivo di cui all'articolo 37 della deliberazione n. 168/03.
- 6.4 L'Allegato A alla deliberazione n. 168/03, pertanto, è stato modificato con l'inserimento della tabella 1 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica.
- 6.5 Con la comunicazione del 23 settembre 2005, il Gestore della rete ha comunicato all'Autorità che il gettito complessivamente generato fino alla fine del mese di settembre 2005 dal corrispettivo di cui all'articolo 52.6 della deliberazione n. 168/03, a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001, è stimato sufficiente a coprire i relativi oneri. Conseguentemente, a partire dall'1 ottobre 2005, il valore di tale corrispettivo è stato adeguato e fissato pari a zero.
- 6.6 La tabella 4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03, pertanto, è sostituita con la tabella 2 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica.

## **7 Il parametro $C_t$**

- 7.1 Come accennato nel paragrafo 2, fino al primo trimestre 2004 i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono stati determinati, tra l'altro, sulla base dell'andamento della componente a copertura dei costi variabili di generazione (parametro  $C_t$ ), aggiornata trimestralmente con un meccanismo predeterminato. In particolare la componente CCA veniva aggiornata trimestralmente dall'Autorità qualora si fossero registrate variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% del parametro  $V_t$ , rispetto al valore applicato nel trimestre precedente.
- 7.2 Con l'avvio della borsa, ossia a partire dal mese di aprile 2004, il parametro  $C_t$  non rappresenta più il costo unitario riconosciuto all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, ma continua a costituire un parametro di riferimento:

- a) per i regimi tariffari speciali, come previsto dall'articolo 73 del Testo integrato come successivamente modificato dalla deliberazione 9 agosto 2004 n. 148/04;
- b) per l'aggiornamento dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite ad Enel S.p.A., secondo quanto disposto dalla deliberazione 4 ottobre 2000, n. 182/00;
- c) per gli impianti che cedono la propria energia al gestore di rete cui l'impianto è collegato ai sensi dell'articolo 1, comma 41, della legge n. 239/04 (fonti non rinnovabili ed eccedenze), ai quali, ad eccezione degli impianti di cogenerazione fino a 10 MVA, viene riconosciuto un prezzo di ritiro pari al parametro  $C_t$ , come previsto dall'articolo 4, comma 4.3, della deliberazione 23 febbraio 2005, n. 34/05.

7.3 L'andamento del parametro  $C_t$ , inoltre, ha effetti sull'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento nel caso in cui una parte del portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente unico sia indicizzata a tale parametro.

### Aggiornamento del parametro $C_t$

7.4 Ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità del 20 dicembre 2000 n. 230/00 (di seguito: deliberazione n. 230/00), come modificato dall'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002 n. 194/02 (di seguito: deliberazione n. 194/02), è previsto che il parametro  $C_t$  sia aggiornato all'inizio di ciascun trimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% rispetto al valore del parametro  $V_t$  preso come riferimento nel trimestre precedente.

7.5 Per il quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2005 il parametro  $V_t$ , come definito dall'articolo 1, comma 1.1, lettera e), della deliberazione n. 230/00, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, come definito nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99, come modificato con la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2002, n. 24/02, ha registrato una variazione, in aumento, del 20,45%, rispetto al corrispondente valore del terzo trimestre (luglio - settembre) 2005, passando da 1,980 a 2,385 centesimi di euro/Mcal.

7.6 In particolare, gli indici calcolati per il semestre marzo – agosto 2005 relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni, che tengono conto del mutato rapporto di cambio del dollaro USA rispetto all'euro, passato, nei due semestri a confronto, da un valore medio di 1,3062 US\$/euro (media dicembre 2004 – maggio 2005) a 1,2555 US\$/euro (media marzo 2005 – agosto 2005):

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 0,864 a 0,883 centesimi di euro/Mcal (+ 2,2%). La riduzione riflette l'andamento delle quotazioni del carbone da vapore sui principali mercati internazionali;
- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 2,062 a 2,518 centesimi di euro/Mcal (+ 22,1%). L'aumento riflette l'andamento delle quotazioni degli oli combustibili di riferimento;
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 2,581 a 3,134 centesimi di euro/Mcal (+ 21,4%). L'aumento è il risultato dell'andamento delle quotazioni dei greggi di riferimento.

- 7.7 La componente fiscale del parametro  $Ct$  non è variata rispetto ai valori in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e le aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, fissate per l'anno 1999 dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, in attuazione dell'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448 (di seguito: legge n. 448/98), non sono state ad oggi rideterminate. Ciò trova conferma nel comma 513 della legge finanziaria 2005, che recita "Per l'anno 2004 non si fa luogo all'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri previsto dall'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448". Pertanto, nella determinazione del parametro  $Ct$  le medesime accise rimangono inalterate rispetto ai valori fissati per gli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 e 2004. Detta componente fiscale non verrà modificata neanche nel 2005: il comma 514 della legge finanziaria 2005, infatti, ha abrogato il comma 4 dell'articolo 8 della legge n. 448/98, che fissava le aliquote in vigore dall'1 gennaio 2005 secondo i valori riportati nella tabella A dell'Allegato 1 alla medesima legge.
- 7.8 Stante il livello del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, come modificato dalla deliberazione 28 dicembre 2000, n. 244/00 e come rideterminato in base alle disposizioni della deliberazione n. 252/04 in misura pari a 2.230 kcal/kWh, per effetto dell'aumento del parametro  $Vt$  superiore al 3%, il parametro  $Ct$  per il quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2005 è pari a 5,319 centesimi di euro/kWh, aumentando del 20,48% rispetto a 4,415 centesimi di euro/kWh, ovvero il valore assunto nel terzo trimestre (luglio - settembre) 2005. La tabella 7 riporta l'andamento dei parametri  $Vt$  e  $Ct$  a partire dal primo bimestre 2002.

**Tabella 7: Andamento dei parametri *Vt* e *Ct* nel periodo 1° bimestre 2002 - 4° trimestre 2005**

|                      | <b>Vt</b><br><b>c€/Mcal</b> | <b>Variazione</b><br><b>% Vt</b> | <b>Ct</b><br><b>c€/kWh</b> |      |
|----------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------|------|
| 1° bimestre 2002     | 1,646                       | -9,06%                           | 3,720                      |      |
| 2° bimestre 2002     | 1,555                       | -5,53%                           | 3,514                      |      |
| 3° bimestre 2002     | 1,611                       | 3,60%                            | 3,641                      |      |
| 4° bimestre 2002     | 1,744                       | 8,26%                            | 3,941                      |      |
| 1 sett.-30 nov. 2002 | 1,744                       | -                                | 3,941                      | (°)  |
| 1-31 dic. 2002       | 1,744                       | -                                | 3,941                      | (§)  |
| 1° trimestre 2003    | 1,817                       | 4,19%                            | 4,106                      |      |
| 2° trimestre 2003    | 1,958                       | 7,76%                            | 4,425                      |      |
| 3° trimestre 2003    | 1,892                       | -3,37%                           | 4,276                      |      |
| 4° trimestre 2003    | 1,763                       | -6,82%                           | 3,984                      |      |
| 1° trimestre 2004    | 1,729                       | -                                | 3,984                      | (**) |
| 2° trimestre 2004    | 1,613                       | -8,51%                           | 3,645                      |      |
| 3° trimestre 2004    | 1,646                       | -                                | 3,645                      | (**) |
| 4° trimestre 2004    | 1,776                       | 10,11%                           | 4,014                      |      |
| 1° trimestre 2005    | 1,848                       | 4,05%                            | 4,121                      |      |
| 2° trimestre 2005    | 1,825                       | -                                | 4,121                      | (**) |
| 3° trimestre 2005    | 1,980                       | 7,13%                            | 4,415                      |      |
| 4° trimestre 2005    | 2,385                       | 20,45%                           | 5,319                      |      |

(°) Effetto dovuto al decreto-legge 4 settembre 2002, n. 193/02.

(§) Effetto dovuto a nuovi criteri introdotti con deliberazione n. 194/02.

(\*\*) Trimestri nei quali il *Ct* non è stato aggiornato rispetto al trimestre precedente poiché il parametro *Vt* ha registrato una variazione inferiore al 3%.

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

Guido Bortoni  
*Direttore*  
*Direzione Energia Elettrica*

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