

RELAZIONE TECNICA relativa alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 252/04

“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE GENNAIO - MARZO 2005 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA E DEI PARAMETRI *RT* E *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 5 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 oggetto della presente relazione tecnica:
- a) fissa nuovi livelli degli elementi PC, OD, PV e delle componenti CCA e CAD, il cui valore dipende dal valore assunto dai parametri PGN, PGN_B, PGN_T, D e D_T;
 - b) conferma i valori dell’elemento CD fissati con deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 171/04 (di seguito: deliberazione n. 171/04);
 - c) conferma i valori degli elementi INT e DP, fissati con deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04 (di seguito: deliberazione n. 46/04);
 - d) fissa un nuovo livello dell’elemento VE, istituito con deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2002, n. 227/02;
 - e) adegua i valori delle componenti tariffarie A₂, A₄ e A₆;
 - f) attiva la componente UC₁;
 - g) conferma i valori delle componenti A₃, A₅, UC₃, UC₅ e UC₆ fissati con deliberazione dell’Autorità 25 giugno 2004, n. 103/04;
 - h) sospende l’applicazione della componente A₈ e conferma i valori della componente UC₄ fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03 (di seguito: deliberazione n.109/03);
 - i) prevede disposizioni all’Acquirente unico riguardo alla destinazione del margine economico lordo residuo, relativo all’attività di compravendita dell’energia elettrica di cui alla deliberazione dell’Autorità 6 febbraio 2004, n. 13/04 (di seguito deliberazione n. 13/04);
 - j) fissa nuovi criteri per la determinazione dell’indice del gas naturale di cui all’Allegato n. 1 della deliberazione dell’Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99 (di seguito: deliberazione n. 24/99), come modificata dalla deliberazione dell’Autorità 27 febbraio 2002, n. 24/02 (di seguito: deliberazione n. 24/02);
 - k) adegua il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta di energia elettrica degli impianti termoelettrici nazionali (parametro R_t) di cui all’articolo 2, comma 2.2, della deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2000, n. 244/00 (di seguito: deliberazione n. 244/00);
 - l) prevede l’aggiornamento del parametro C_t.

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

- 2.1 Il Testo integrato, definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato (componente CCA) come somma dei seguenti elementi:
- a) PC, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica;
 - b) OD, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato;
 - c) VE, a copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) sino all'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 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 in modo da 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 dell'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 alla precedente 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 ad 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 23 dicembre 2004, prot. Autorità n. 028677 del 27 dicembre 2004 (di seguito: comunicazione del 23 dicembre 2004) e con la comunicazione del Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete) del 9 dicembre 2004, prot. Autorità n. 027427 del 10 dicembre 2004 (di seguito: comunicazione del 9 dicembre 2004) si è provveduto a valorizzare, rispettivamente, il costo unitario di acquisto di cui alla lettera a) del precedente paragrafo 3.1 e il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento di cui alla lettera b) del precedente paragrafo 3.1.

Costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico

3.5 Ai fini della valorizzazione dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico, sono state utilizzate le informazioni fornite dall'Acquirente unico con comunicazione del 23 dicembre 2004 relative alla composizione del portafoglio di approvvigionamento e della stima del costo previsto per ciascun mese 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. Le quantità di energia elettrica approvvigionata attraverso contratti bilaterali e attraverso acquisti in borsa sono state stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato effettuata dal medesimo Acquirente unico.

Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento

Fonte di approvvigionamento	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
GWh												
Contratti bilaterali	4311	3856	4296	4215	4398	4022	4345	4230	4151	4315	4137	4423
Contratti differenziali	6297	6075	6469	5397	4441	5546	6328	5535	6306	5305	5057	3967
Acquisti in borsa	3744	3497	3108	2727	3423	3037	3524	2219	2254	3345	3836	4864
Totale	14352	13428	13873	12340	12262	12604	14197	11984	12710	12966	13030	13255
Acquisti in borsa non coperti (*)	852	963	537	88	219	219	547	5	108	153	439	358
<u>Quota aggiudicata di copertura</u>	11755	10618	11739	11376	11755	11376	11755	11755	11376	11771	11771	11755
% coperture	94%	93%	96%	99%	98%	98%	96%	100%	99%	99%	97%	97%
% quota non coperta (**)	6%	7%	4%	1%	2%	2%	4%	0%	1%	1%	3%	3%

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

(**) rapporto tra Acquisti in borsa non coperti e Totale

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

- 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 17 dicembre 2004;
- l'energia elettrica oggetto dei contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel S.p.A. rilevata dall'Acquirente unico ai sensi del decreto 19 dicembre 2003;
- l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6 in banda annuale assegnata all'Acquirente unico ai sensi del decreto 24 dicembre 2004;
- l'energia elettrica oggetto di altri contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

3.8 La quota di portafoglio coperta attraverso contratti differenziali fa riferimento alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite nell'anno 2004 dall'Acquirente unico per l'anno 2005. Le aste hanno avuto per oggetto cinque prodotti per un totale di 16725 megawatt. 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 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.

- 3.9 Nel periodo considerato, la quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica nel mercato del giorno prima e in quello d'aggiustamento dovrebbe essere mediamente pari a poco meno del 70% del fabbisogno dell'Acquirente unico con un andamento piuttosto costante nel corso dell'anno, attestandosi nei primi due mesi dell'anno intorno a valori appena superiori al 70% e nei mesi di aprile e agosto intorno al 64% del fabbisogno. La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto di tutte le coperture esercitabili e dei contratti bilaterali risulta in media pari al 3%.
- 3.10 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 i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente¹. 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.
- 3.11 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 un premio.
- 3.12 Il costo medio di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico incorpora alcuni dati previsionali relativi all'andamento orario del prezzo di borsa e all'andamento mensile dei prezzi strike dei contratti differenziali. Il primo è stato previsto sulla base della dinamica del PUN elaborata dall'Acquirente unico. Le previsioni dei prezzi dei combustibili, necessarie per il calcolo dei prezzi strike, sono state predisposte dall'Autorità tenendo conto delle analisi dei principali istituti italiani di ricerca in campo energetico, e riflettono un prezzo del petrolio in media annua pari a 39,3 US\$/barile e un valore atteso del tasso di cambio dollaro/euro che si attesta, sempre in media annua, sul livello di 1,35.

Tabella 2: Stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
cent€/kWh											
6,110	6,275	6,168	5,725	5,407	6,348	6,619	5,766	6,319	5,631	5,701	5,175

- 3.13 La stima del costo medio di approvvigionamento sostenuto dall'Acquirente unico da gennaio a dicembre 2005 è risultata, in media, pari a 5,95 centesimi di euro/kWh. Per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 tale costo è previsto attestarsi a 6,17 centesimi di

¹ 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 n. 224/04 e del decreto 17 dicembre 2004.

euro/kWh, registrando un incremento di circa il 17% rispetto al quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004.

Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 3.14 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 dal Gestore della rete con comunicazione del 9 dicembre 2004.
- 3.15 Secondo quanto previsto nella deliberazione 24 dicembre 2004, n. 237/04, 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.
- 3.16 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).
- 3.17 La tabella 3 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).

Tabella 3: Stima dei costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
cent€/kWh											
0,252	0,272	0,252	0,252	0,252	0,351	0,321	0,282	0,301	0,242	0,261	0,271

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

- 3.18 L'Acquirente Unico non ha ancora trasmesso il rendiconto circa i costi sostenuti nell'anno 2004 per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato e il budget relativo all'anno 2005.
- 3.19 L'Autorità intende quantificare in via preliminare, anche ai fini della determinazione del prezzo di cessione di cui al comma 30.1 del Testo integrato, il livello dei costi riconosciuti all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2005, pari al livello dei costi riconosciuti in via preliminare per l'anno 2004, vale a dire 8,2 milioni di euro.

4 Aggiornamento degli elementi PC, OD, VE e della componente CCA della tariffa elettrica

Aggiornamento degli elementi PC e OD

- 4.1 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 valorizzazione 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.
- 4.2 Alla regola di cui alla precedente lettera b) fa eccezione il caso di 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, con la componente tariffaria UC₁, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 4.3 L'elemento PC è definito dal Testo integrato, come:
- il prodotto tra il parametro γ 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;
 - il prodotto tra il parametro λ 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;
 - il prodotto tra il parametro λ 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.
- 4.4 Analogamente l'elemento OD, è definito dal Testo integrato come:

- a) il prodotto tra il parametro γ_{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 λ 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.

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) 2005 sono riportati nelle tabelle 4 e 5, 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 misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie.
- 4.6 Per i clienti finali non dotati di misuratore atto a misurare 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.
- 4.7 Poiché parte delle coperture dell'Acquirente unico sono indicizzate al valore assunto dal parametro Ct, 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 Ct pari a quello in vigore nel trimestre oggetto dell'aggiornamento.
- 4.8 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 misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.

Tabella 4: Valori degli elementi PGN, PGN_T e PGN_B per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005

Tabella 4.1: Elemento PGN	
Elemento PGN	c-€/kWh
	5,9633

Tabella 4.2: Elemento PGN _T	
Fascia oraria	PGN _T c-€/kWh
F1	-
F2	8,0100
F3	7,3833
F4	4,5785

Tabella 4.3: Elemento PGN_B	
Fascia oraria	PGN _B c€/kWh
FB1	7,4950
FB2	4,5918

Tabella 5: Valori degli elementi D e D_T per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005

Tabella 5.1: Elemento D	
Elemento D	c€/kWh
	0,2750

Tabella 5.2: Elemento D_T	
Fascia oraria	D _T c€/kWh
F1	-
F2	0,2581
F3	0,2581
F4	0,2581

- 4.9 L'aliquota media dell'elemento PC è passata da 6,27 centesimi di euro/kWh (aliquota del quarto trimestre 2004 inclusiva della quota di "recupero" pari a 0,04 centesimi di euro/kWh) a 6,44 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2005.
- 4.10 L'aliquota media dell'elemento OD è passata da 0,31 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2004 a 0,30 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.

Aggiornamento dell'elemento VE

- 4.11 Gli accantonamenti realizzati nel corso degli anni 2003 e 2004 dal Conto oneri per certificati verdi, finanziato dall'elemento VE, consentono la riduzione dell'aliquota unitaria che passa da 0,07 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004 a 0,02 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.

Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali

- 4.12 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 e VE, aggiornati come descritto sopra, dell'elemento CD di cui alla deliberazione n.171/04 e degli elementi INT e DP di cui alla deliberazione n. 46/04, risulta pari a 7,01 centesimi di euro/kWh per il primo trimestre (gennaio- marzo) 2005, con un aumento di 0,11 centesimi di euro/kWh rispetto al quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004.

- 4.13 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) 2005 sono riportati nelle tabelle 4 e 5 allegate alla deliberazione oggetto della presente relazione tecnica.

6 Aggiornamento delle componenti A e UC

Componente A₂

- 6.1 Ai sensi dell'articolo 1, comma 298, della legge 30 dicembre 2004, n.311 (di seguito: legge finanziaria 2005), a partire da gennaio 2005 è prevista una entrata nel bilancio dello Stato pari a 100 milioni di euro annui, alimentata dal versamento del 70% del gettito derivante dall'applicazione dell'aliquota della componente della tariffa elettrica di cui all'articolo 4, comma 1-bis, del decreto legge 14 novembre 2003, n.314, convertito con modificazioni dalla legge 24 dicembre 2003, n.368/03 (che corrisponde alla componente tariffaria MCT istituita dall'Autorità con la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2004, n. 231/04) nonché da una ulteriore quota che assicuri il suddetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A₂.
- 6.2 Sulla base delle informazioni fornite dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), il gettito della componente A₂, a copertura degli oneri in capo al Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, in attesa della rideterminazione degli oneri per il triennio 2005-2007 di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto ministeriale 26 gennaio 2000, e tenuto conto dell'istituzione della componente MCT fissata dalla deliberazione n. 231/04 pari a 0,02 centesimi di euro/kWh, può essere destinato per far fronte agli oneri derivanti dalla legge finanziaria, che ammontano a circa 100 milioni di euro, di cui circa 30 a carico delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 e la restante parte a carico della componente A₂.

- 6.3 Alla luce di quanto sopra, l'aliquota media unitaria della componente A_2 può essere fissata per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 pari a 0,04 centesimi di euro/kWh. La riduzione di 0,02 centesimi di euro/kWh è perfettamente compensata dall'attivazione della componente MCT pari, per l'appunto, a 0,02 centesimi di euro/kWh.

Componente A_4

- 6.4 Sulla base delle previsioni fornite dalla Cassa gli oneri di competenza dell'anno 2005 del Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente A_4 , risultano superiori al gettito garantito dalle aliquote medie unitarie in vigore nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004.
- 6.5 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede il conseguente adeguamento delle aliquote applicate ai clienti finali non titolari di regimi tariffari speciali.
- 6.6 Tenuto conto che le aliquote previste dalla componente A_4 non sono applicate a tutti i clienti, ma solamente ai quelli non titolari di regimi tariffari speciali, l'aliquota media unitaria risulta pari a 0 centesimi di euro/kWh, ove si consideri come componente negativa dell'aliquota l'erogazione delle agevolazioni agli aventi diritto. Ciò nonostante l'adeguamento delle aliquote finalizzato a coprire gli oneri di competenza del conto previsti per l'anno 2005, ha comportato un aumento dell'aliquota media applicata ai clienti finali non titolari di regimi tariffari speciali che è passata da un valore di circa 0,09 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004 a circa 0,14 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.

Componente A_6

- 6.7 Sulla base delle previsioni fornite dalla Cassa il gettito derivante dalle aliquote della componente A_6 in vigore nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004 non sarebbe sufficiente, nel medio periodo, a coprire le esigenze di gettito del Conto per la reintegrazione delle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione.
- 6.8 Pertanto l'aliquota media unitaria della componente A_6 è passata da 0,04 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004 a 0,08 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.

Componente UC_1

- 6.9 Come indicato nel paragrafo 4, gli eventuali scostamenti tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2004 e quantificati nel corso del 2005 non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie PC e OD, ma concorrono all'adeguamento della componente UC_1 a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 6.10 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo aprile - agosto

2004 risulta essere stato interamente recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2004 e nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004, nonché attraverso l'utilizzo del margine economico lordo realizzato dall'Acquirente unico nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2004 dalla compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 13/04.

- 6.11 Relativamente al periodo settembre – ottobre 2004, il confronto tra i costi di acquisto e di dispacciamento effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico e quelli stimati ex-ante dall'Autorità non ha evidenziato un differenziale di rilievo.
- 6.12 In attesa di disporre dei dati a consuntivo relativi ai costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi di novembre e dicembre 2004 e dei dati necessari alla quantificazione dello scostamento tra costi di approvvigionamento e ricavi ottenuti dalle imprese distributrici relativo al primo trimestre (gennaio – marzo) 2004, l'Autorità ha ritenuto opportuno attivare la componente UC₁, la cui aliquota media unitaria per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 è stata fissata, in via prudenziale, pari a 0,05 centesimi di euro/kWh.

Componenti UC₄ e A₈

- 6.13 L'applicazione della componente A₈ di cui al comma 52.2, lettera f), del Testo Integrato è sospesa e, pertanto, per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 le tariffe per il servizio di vendita comprendono anche la componente UC₄, come già previsto per il trimestre precedente.
- 6.14 Le imprese distributrici, pertanto, anche per il primo trimestre 2005 applicheranno ai propri clienti del mercato vincolato la componente UC₄, con le aliquote di cui alla deliberazione dell'Autorità, n. 109/03.

7 Nuovi criteri per la determinazione dell'indice gas nel paniere di combustibili utilizzato per il calcolo del parametro Ct

- 7.1 La determinazione dell'indice gas nel prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione dell'Autorità n. 24/99, è stato modificato con la deliberazione n. 24/02, sostituendo, a partire dal mese di gennaio 2002, le quotazioni mensili, espresse in US\$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Libya- Zuetina con valori calcolati a partire dalla tipologia Arabian Light e Iranian Light. Ciò in quanto, a partire dall'1 gennaio 2002, il bollettino *Platt's Oilgram Price Report* non ha più pubblicato le quotazioni dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Libya- Zuetina.
- 7.2 Poiché, a partire dal mese di settembre 2004, il bollettino *Platt's Oilgram Price Report* ha ripreso a pubblicare le quotazioni mensili dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Libya-Zuetina, si ritiene opportuno ripristinare, nella disciplina relativa alla determinazione dell'indice gas nel prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, il riferimento alle quattro quotazioni mensili, espresse in US\$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei greggi

denominati Arabian Light, Iranian Light, Algeria-Saharan Blend e Libya-Zuetina. Ciò almeno fintantoché le medesime saranno pubblicate dal bollettino *Platt's Oilgram Price Report*, nella tabella World Crude Oil Price.

8 Adeguamento del parametro Rt

- 8.1 L'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 244/00 ha fissato il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali (parametro Rt) pari a 2260 kcal/kWh, modificando il valore di 2290 kcal/kWh precedentemente fissato dall'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97.
- 8.2 Nel corso del 2004, il consumo specifico medio per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali è ulteriormente migliorato a seguito dell'entrata in esercizio di un numero significativo di impianti di produzione di energia elettrica, nuovi o potenziati o rifatti, di elevata efficienza rispetto a quelli esistenti. Non disponendo al momento di dati statistici ufficiali a consuntivo dell'anno 2004, è stata fatta una stima di detto consumo specifico medio secondo criteri prudenziali, valutando, in base alla tipologia e alle prestazioni degli impianti di produzione di energia elettrica, nuovi o potenziati o rifatti, entrati in esercizio nel corso dell'anno 2004, un miglioramento di almeno 30 kcal/kWh.
- 8.3 Si è ritenuto pertanto opportuno prevedere un adeguamento, con effetto dall'1 gennaio 2005, del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta di energia elettrica degli impianti termoelettrici nazionali di cui all'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 244/00, dal valore attualmente in vigore pari a 2260 kcal/kWh a 2230 kcal/kWh.

9 Il parametro Ct

- 9.1 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 Ct), aggiornata trimestralmente con un meccanismo predeterminato. In particolare la componente CCA veniva aggiornata trimestralmente dall'Autorità qualora si registrassero variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% del parametro Vt, rispetto al valore applicato nel trimestre precedente.
- 9.2 Con l'avvio della borsa, ossia a partire dal mese di aprile 2004, il parametro Ct 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 prezzi di cessione, da parte del GRTN, dell'energia incentivata (decreti ministeriali recanti modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99);
 - b) per i regimi tariffari speciali, come previsto dall'articolo 73 del Testo integrato come successivamente modificato dalla deliberazione dell'Autorità del 9 agosto 2004 n. 148/04 (di seguito: deliberazione n. 148/04);

- c) per l'aggiornamento dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, secondo quanto disposto dalla deliberazione 4 ottobre 2000, n. 182/00.

9.3 Inoltre l'andamento del parametro Ct 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 Ct

9.4 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, è previsto che il parametro Ct sia aggiornato all'inizio di ciascun trimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% del parametro Vt, rispetto al valore preso precedentemente come riferimento.

9.5 Per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 il parametro Vt, 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, definito come nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità, n. 24/99, come modificato con la deliberazione dell'Autorità n. 24/02, ha registrato una variazione, in aumento, del 4,05%, rispetto al corrispondente valore del quarto trimestre (ottobre-dicembre) 2004, passando da 1,776 a 1,848 centesimi di euro/Mcal.

9.6 In particolare, gli indici calcolati per il semestre giugno – novembre 2004 relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni, che tengono conto del rapporto di cambio del dollaro Usa rispetto all'euro, passato, nei due semestri a confronto, da un valore medio di 1,2139 US\$/euro (media marzo – agosto 2004) a 1,2380 US\$/euro (giugno – dicembre 2004):

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 0,952 a 0,975 centesimi di euro/Mcal (+2,4%). L'aumento 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 1,801 a 1,868 centesimi di euro/Mcal (+3,7%). L'incremento riflette l'andamento delle quotazioni degli oli e dei greggi di riferimento che sono risultate in aumento rispetto al precedente semestre di riferimento (dicembre 2003 – maggio 2004);
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 2,312 a 2,435 centesimi di euro/Mcal (+5,4%). Anche per il gas naturale l'aumento è il risultato dell'andamento delle quotazioni degli oli e dei greggi di riferimento.

9.7 La componente fiscale del parametro Ct non è variata rispetto ai valori in vigore nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2004. 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, non sono state ad oggi rideterminate per l'anno 2004 con decreto su proposta

della commissione del Comitato interministeriale per la programmazione economica. 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: infatti, il comma 514 della legge finanziaria 2005 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.

- 9.8 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 n. 70/97, come modificato dalla deliberazione n. 244/00 e come rideterminato in base alle considerazioni esposte al precedente paragrafo 8 in misura pari a 2.230 kcal/kWh, per effetto dell’aumento del parametro Vt, il parametro Ct per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 è pari a 4,121 centesimi di euro/kWh, contro i 4,014 centesimi di euro/kWh del quarto trimestre (ottobre-dicembre) 2004.
- 9.9 La tabella 6 riporta l'andamento dei parametri Vt e Ct a partire dal primo bimestre 1998.

Tabella 6: Andamento dei parametri Vt e Ct nel periodo 1° bimestre 1998 - 4° trimestre 2004

	Vt L/Mcal	Variazione % Vt % Vt	Ct L/kWh	
1° bimestre 1998	24,681	5,59%	56,519	
2° bimestre 1998	23,828	-3,46%	54,566	
3° bimestre 1998	20,996	-11,89%	48,081	
4° bimestre 1998	20,169	-3,94%	46,187	
5° bimestre 1998	20,169	-	46,187	(*)
6° bimestre 1998	18,753	-7,02%	42,944	
1° bimestre 1999	18,000	-4,02%	41,220	
2° bimestre 1999	17,573	-2,37%	40,242	
3° bimestre 1999	17,573	-	40,242	(*)
4° bimestre 1999	19,104	8,71%	43,748	
5° bimestre 1999	22,030	15,32%	50,449	
6° bimestre 1999	25,372	15,17%	58,102	
1° bimestre 2000	28,087	10,70%	64,319	
2° bimestre 2000	30,211	7,56%	69,183	
3° bimestre 2000	33,903	12,22%	77,638	
4° bimestre 2000	35,688	5,27%	81,726	
5° bimestre 2000	37,089	3,93%	84,934	
6° bimestre 2000	40,205	8,40%	92,069	

1° bimestre 2001	44,081	9,64%	99,623	
2° bimestre 2001	42,462	-3,67%	95,964	
3° bimestre 2001	36,967	-12,94%	83,545	
4° bimestre 2001	36,967	-	83,545	(*)
5° bimestre 2001	36,967	-	83,545	(*)
6° bimestre 2001	35,040	-5,21%	79,190	

	Vt c€/Mcal	Variazione % Vt	Ct c€/kWh	
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	

(*) Bimestri nei quali il costo unitario riconosciuto dei combustibili ha registrato una variazione inferiore al 2%, senza aggiornamento quindi del parametro Ct rispetto al bimestre precedente

(°) 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%.

10 Disposizioni all'Acquirente Unico

10.1 L'Acquirente Unico ha quantificato un margine economico lordo, conseguito in seguito all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/04 nel primo trimestre dell'anno 2004, pari a 5,2 milioni di euro, ulteriore rispetto a quanto evidenziato dall'Acquirente Unico stesso in occasione del precedente aggiornamento trimestrale.

- 10.2 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede di destinare tale margine economico lordo residuo al Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, di cui al comma 59.1 del Testo integrato, gestito dalla Cassa.
- 10.3 Il versamento sarà effettuato dall'Acquirente Unico alla Cassa entro il 28 febbraio 2005, previa comunicazione all'Autorità dell'effettivo ammontare del margine economico in oggetto.

Milano, 30 dicembre 2004

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore della direzione tariffe