

RELAZIONE TECNICA
PRESUPPOSTI E FONDAMENTI DEL PROVVEDIMENTO DI RAZIONALIZZAZIONE
ED INGLOBAMENTO NELLA TARIFFA ELETTRICA DEI SOVRAPPREZZI NON
DESTINATI ALLE ENTRATE DELLO STATO
(proposto per l'approvazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il
gas, ai sensi del decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con
modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577)

23 giugno 1997

A	ASPETTI PRINCIPALI	3
B	INGLOBAMENTO DEI SOVRAPPREZZI IN TARIFFA	5
B.1	INGLOBAMENTO DEI SOVRAPPREZZI IN TARIFFA	5
B.2	STRUTTURA DELLA PARTE A DELLA TARIFFA	8
B.3	STRUTTURA DELLA PARTE B DELLA TARIFFA	11
B.4	ESONERI	12
C	DETERMINAZIONE DEI CONTRIBUTI RICONOSCIUTI ALLE IMPRESE PRODUTTRICI-DISTRIBUTRICI ED IMPORTATRICI-DISTRIBUTRICI	12
C.1	CRITERI	12
C.2	MECCANISMO DI DETERMINAZIONE DEI CONTRIBUTI RICONOSCIUTI ALLE IMPRESE PRODUTTRICI-DISTRIBUTRICI ED IMPORTATRICI-DISTRIBUTRICI	14
C.3	COPERTURA DEL FABBISOGNO PER L'EROGAZIONE DEI CONTRIBUTI RICONOSCIUTI	16
C.4	DETERMINAZIONE DEL COSTO UNITARIO VARIABILE RICONOSCIUTO DELL'ENERGIA TERMOELETTRICA E DELL'ENERGIA IMPORTATA.	17
C.5	VARIAZIONI DEL COSTO UNITARIO RICONOSCIUTO E AGGIORNAMENTO AUTOMATICO DELLA PARTE B DELLA TARIFFA	18
D	GESTIONE DEI CONTI PRESSO LA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO	19
D.1	ISTITUZIONE DEI NUOVI CONTI RELATIVI ALLE COMPONENTI TARIFFARIE DELLA PARTE A ED ALLA PARTE B DELLA TARIFFA	19
D.2	VERSAMENTI ALLA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO	19
	APPENDICE 1 - ESONERI	20
A1.1	<i>Energia esonerata dal pagamento delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa</i>	20
A1.2	<i>Energia esonerata dalla parte B della tariffa ed assoggettata a regime speciale per le componenti della parte A</i>	21
	APPENDICE 2 - DETERMINAZIONE DEL COSTO UNITARIO RICONOSCIUTO DEI COMBUSTIBILI	21
A2.1	<i>Indice carbone</i>	23
A2.2	<i>Indice olio combustibile</i>	25
A2.3	<i>Indice gas naturale</i>	26

A Aspetti principali

Il provvedimento proposto prevede l'inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, come disposto dall'art. 1, comma 2, del decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577.

I sovrapprezzi vengono inglobati in due parti della tariffa: la parte A e la parte B.

- nella parte A vengono inglobati, oltre alla preesistente parte variabile della tariffa, i sovrapprezzi destinati alla copertura di oneri pregressi (ripianamento conto onere termico e reintegro dei costi relativi alla sospensione dei lavori per la costruzione delle centrali nucleari), nonché dei contributi alla nuova energia da fonti rinnovabili ed assimilate;
- nella parte B della tariffa viene inglobato il sovrapprezzo termico ordinario a copertura dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale e all'importazione di energia elettrica.

Il provvedimento proposto razionalizza la gestione di tali contributi, introducendo il nuovo contributo ai "costi di energia" in sostituzione del contributo "onere termico" precedentemente erogato, e prevede:

- un contributo costi energia unico per l'energia termoelettrica di produzione nazionale, indipendentemente dal combustibile utilizzato, e un contributo costi energia per l'energia elettrica importata non superiore a quello riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale;
- un contributo unitario riconosciuto all'energia termoelettrica di produzione nazionale determinato sulla base di un valore prefissato di consumo specifico degli impianti termoelettrici nazionali e del prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali;
- l'utilizzo di un paniere diversificato di combustibili fossili come riferimento per la determinazione dei contributi ai costi di energia, e l'aggiornamento della parte B della tariffa (il cui gettito è destinato alla copertura di tali contributi) a cadenza bimestrale, quando si verificano variazioni non trascurabili (maggiori del 2%) nel prezzo del paniere;
- il riconoscimento di contributi unitari maggiori, per un periodo triennale e con valori

decrementi, sulla produzione termoelettrica e sull'energia elettrica importata nei casi in cui l'impresa produttrice-distributrice diminuisca il ricorso ad esse, sia in assoluto, che proporzionalmente alla produzione totale di energia elettrica. Analogamente, il provvedimento proposto prevede contributi proporzionalmente maggiori se l'impresa aumenta la produzione di energia elettrica da fonti non termiche.

Questa razionalizzazione introduce forti stimoli per le imprese produttrici-distributrici a:

- una gestione più efficiente degli impianti termoelettrici;
- una maggiore economicità nelle scelte di approvvigionamento dei combustibili, pur proteggendo le imprese stesse da variazioni rilevanti e durature del prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;
- un aumento del ricorso alle fonti non termiche di produzione di energia elettrica;

con benefici diretti sui costi del servizio e sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica.

Il provvedimento proposto introduce inoltre i presupposti per un più rapido ripianamento del disavanzo accumulatosi nella gestione del conto onere termico, che ammonta attualmente a circa 5000 miliardi di lire. Si prevede che il ripianamento del conto onere termico possa essere completato entro l'anno 2000. A tal scopo, il provvedimento proposto aumenta l'aliquota destinata a tale scopo e stabilisce che, fino a quando non verrà completato il ripianamento, ogni riduzione della parte B della tariffa, conseguente ad un calo del prezzo internazionale dei combustibili, sia accompagnato da un contestuale incremento, di pari importo, dell'aliquota destinata al ripianamento del conto onere termico.

Il provvedimento proposto prevede infine una riduzione temporanea della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri relativi alla sospensione ed interruzione dei lavori per la costruzione di centrali nucleari. Questa riduzione temporanea ha natura prettamente prudenziale, per evitare che vengano erogati contributi che potrebbero rivelarsi non dovuti sulla base della conclusione di un'apposita commissione di studio, istituita dall'Autorità, per accertare la sussistenza dei presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione di tali oneri, come disposto dall'art. 3, comma 2, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Quanto previsto dal provvedimento proposto implica, a partire dall'1 luglio 1997, una riduzione media di 1,09 L per kWh delle tariffe elettriche pagate dall'utenza.

B Inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa

B.1 Inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa

Fino al 30 giugno 1997 il prezzo pagato dagli utenti finali per l'energia elettrica, al netto delle imposte, si componeva di due tipi di voci:

- 1 la "tariffa" in senso stretto, costituita da una quota fissa, commisurata alla potenza impegnata, ma indipendente dalla quantità di energia elettrica consumata, e da una parte variabile in funzione dei consumi;
- 2 i seguenti "sovrapprezzi", elementi aggiuntivi alla tariffa introdotti nel tempo con finalità diverse:
 - il sovrapprezzo termico ordinario;
 - l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare, direttamente o indirettamente, energia elettrica;
 - l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994, 1995, 1996;
 - la maggiorazione straordinaria¹ per la reintegrazione, all'ENEL ed alle altre imprese appaltatrici, degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari;
 - l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate².

I valori dei sovrapprezzi in vigore al 30 giugno 1997 sono riportati nella Tabella 1.

¹ Di cui all'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

² Di cui al titolo VI del provvedimento CIP 6/1992.

Tabella 1- Sovrapprezzi al 30 giugno '97 (L/kWh)

Classi di utenza	Sovrapp. Termico ordinario	Aliquota di recupero imposta di fabbr. Oli combustibili	Aliquota aggiuntiva di sovrapprezzo ripianamento conto onere termico	Maggioraz. straordinaria reintegraz. oneri per interruzione lavori per centrali nucleari	Sovrapp. nuovi impianti per nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate
BASSA TENSIONE					
1) Fornitura per usi domestici					
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	14	6,6	4,5	9,7	3,2
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	81,6	6,6	5	10,3	3,2
2) Forniture per usi agricoli	53,4	6,6	4,8	10,2	3,2
3) Altri usi	57,7	6,6	5,4	10,8	3,2
MEDIA TENSIONE					
4) Tutti gli usi	43,7	-	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE					
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6), 7) e 8)	41,7	-	4,1	7,1	2,3
6) Alluminio primario	7,3	-	0,5	2,2	2,3
7) Ferrovie dello Stato – eccedenze ⁽¹⁾	4,2	-	0,6	1,1	2,3
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa ⁽²⁾	-	-	-	-	2,3

(1) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

Come disposto dall'art. 1, comma 2, del decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577³, il provvedimento ha inglobato nella tariffa tutti i sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, quindi tutti i sovrapprezzi

³ Questa decreto legge, all'art. 1, comma 2, richiede che il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, siano inglobati nella tariffa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro il 30 giugno 1997, in misura comunque coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato.

esistenti al 30 giugno 1997, ad eccezione della quota della maggiorazione straordinaria relativa alla copertura delle minori entrate per lo Stato, pari a 400 miliardi di lire per anno. Il prezzo pagato dagli utenti, al netto delle imposte, si presenta quindi formato dalla nuova tariffa e dalla maggiorazione straordinaria.

I sovrapprezzi e la preesistente parte variabile della tariffa sono stati accorpati, ai fini dell'inglobamento, in due parti, denominate "parte A" e "parte B", così da mantenere distinte:

- le componenti tariffarie relative alla copertura di costi passati o all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate, che insieme alla preesistente parte variabile della tariffa costituiscono la parte A, per le quali non si è introdotto alcun meccanismo di aggiornamento automatico ma che verranno, quando necessario, modificate dall'Autorità;
- la componente tariffaria destinata alla copertura dei costi variabili correnti relativi alla produzione ed importazione di energia elettrica, che costituisce la parte B, per la quale si è introdotto un meccanismo di adeguamento tariffario predeterminato, così che i contributi riconosciuti alle imprese possano trovare adeguata copertura nelle tariffe.

La parte A e la parte B costituiscono pertanto la nuova parte variabile della tariffa⁴. Ai fini della trasparenza tariffaria, nella fatturazione all'utenza dovranno essere evidenziate separatamente: quota fissa (o corrispettivo di potenza), parte variabile, sovrapprezzo non inglobato e imposte.

La struttura tariffaria per classi di utenza delle parti A e B è riportata, ad esclusione della preesistente parte variabile, nella Tabella 2. L'articolazione dell'importo totale inglobato in tariffa è stata effettuata applicando la medesima variazione percentuale alla somma dei preesistenti sovrapprezzi inglobati per ciascuna classe di utenza. Rispetto alla situazione preesistente, per ciascuna classe di utenza la quota del gettito totale generato dai sovrapprezzi inglobati resta quindi invariata⁵.

⁴ Le imprese distributrici dovranno dare separata evidenza contabile alla parte A della tariffa in tutte le sue componenti ed alla parte B.

⁵ Per la determinazione delle aliquote medie per classi di utenza di ogni componente tariffaria sono state utilizzate previsioni formulate dal Ministero dell'industria, commercio ed artigianato di un totale di energia assoggettata pari a 217.900 GWh per il 1997.

Tabella 2– Sovrapprezzi inglobati in tariffa (Valori in L/kWh)

Classi di utenza	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	Sovrapprezzi non inglobati (magg. straord. art.33, comma 1, legge n. 9/91 per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato)
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,2	18,2	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	27,1	77,9	105,0	2,1
2) Forniture per usi agricoli	23,9	53,0	76,9	2,0
3) Altri usi	25,6	56,8	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	20,0	38,6	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6), 7) e 8)	17,5	36,8	54,3	1,4
6) Alluminio primario	6,3	6,0	12,3	0,4
7) Ferrovie dello Stato – eccedenze ⁽¹⁾	4,7	3,5	8,2	0,2
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa ⁽²⁾	2,3	-	2,3	-

(1) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica per trazione nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

B.2 Struttura della parte A della tariffa

Nella parte A della tariffa sono compresi tutti i preesistenti sovrapprezzi, ad esclusione di quelli a copertura dei costi variabili di combustibile e dell'energia elettrica importata, dell'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili, nonché della maggiorazione straordinaria destinata alla copertura di minori entrate dello Stato. La parte A comprende quindi i seguenti elementi:

a) la preesistente parte variabile della tariffa, che non è stata modificata dal provvedimento e che

sarà oggetto di successiva revisione ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481;

b) l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre del 1997 (denominata "componente A1"). Per consentire una più rapida copertura del disavanzo, che a fine giugno 1997 è dell'ordine di 5000 miliardi di lire, questa aliquota è stata aumentata mediamente di 0,2 L per kWh. Inoltre, il provvedimento proposto introduce⁶ un meccanismo automatico di compensazione che, fino a totale ripianamento del disavanzo, prevede che eventuali aggiustamenti in riduzione della parte B della tariffa diano luogo a contestuali aumenti della componente A1 di pari importo. Questo meccanismo crea i presupposti per l'ulteriore accelerazione del ripianamento del conto, che dovrebbe concludersi entro l'anno 2000, ed implica che i consumatori non potranno nel frattempo beneficiare delle riduzioni nel costo variabile dell'energia elettrica;

c) la quota della maggiorazione straordinaria per la reintegrazione all'ENEL ed alle altre imprese appaltatrici degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (denominata "componente A2"). Come previsto dalla legge istitutiva⁷, l'Autorità ha avviato l'accertamento della "sussistenza di presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione" di questi oneri. In attesa dei risultati di questo accertamento, in via prudenziale, questa componente tariffaria è stata temporaneamente ridotta, per un importo medio di 7,8 L per kWh. Ciò assicura comunque la copertura degli interessi. Questa componente è utilizzata anche per compensare eventuali differenze tra il gettito effettivo del sovrapprezzo non inglobato e l'importo di 400 miliardi di lire che la Cassa conguaglio per il settore elettrico è tenuta a versare a questo titolo allo Stato;

d) l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate, compreso il sovrapprezzo termico ordinario per la quota necessaria alla copertura del relativo costo evitato di combustibile⁸ (denominata "componente A3"). Le modalità di determinazione di questa componente sono ancora quelle previste dal Provvedimento CIP 6/92. L'aliquota della componente A3 è mediamente più alta di quella del preesistente sovrapprezzo nuovi impianti di 12,5 L per kWh. Questa differenza è determinata:

⁶ Art. 8, comma 3.

⁷ Art. 3, comma 2, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

- dallo spostamento dal sovrapprezzo termico ordinario (parte B della tariffa) alla componente A3 di un'aliquota mediamente pari a 9,0 L per kWh necessaria per la copertura del costo evitato di combustibile; e
- da un aumento medio di 3,5 L per kWh per far fronte alla crescita del fabbisogno per la copertura dell' "ulteriore componente"⁹ incentivante dei contributi, in ragione dell'entrata in funzione dei nuovi impianti autorizzati.

La maggiore aliquota consente inoltre il graduale ripianamento del "conto nuovi impianti", che registra, al 30 giugno 1997, uno squilibrio pari a oltre 900 miliardi di lire.

I nuovi livelli delle componenti della parte A, ad esclusione della preesistente parte variabile, sono riportati nelle colonne A1, A2 e A3 della Tabella 3.

⁸ Punto 2, titolo II, del provvedimento CIP 6/1992.

⁹ Punto 3, titolo II, del provvedimento CIP 6/1992.

Tabella 3- Componenti tariffarie della parte A (L/kWh)

Classi di utenza	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	4,7	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	5,2	1,6	20,3	7,0
2) Forniture per usi agricoli	5,0	1,6	17,3	7,0
3) Altri usi	5,6	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	4,5	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6), 7) e 8).	4,3	1,1	12,1	4,8
6) Alluminio primario	0,5	2,2	3,6	-
7) Ferrovie dello Stato – eccedenze ⁽¹⁾	0,6	1,1	3,0	-
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa ⁽²⁾	0,0	0,0	-	2,3

(1) Quantitativi di energia elettrica in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

B.3 Struttura della parte B della tariffa

La parte B della tariffa comprende:

- a) il precedente sovrapprezzo termico ordinario, al netto della quota destinata all'erogazione del contributo riconosciuto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate relativamente al costo evitato di combustibile;
- b) l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica¹⁰.

¹⁰ Questa accisa è inserita con provvedimento CIP 26/89 tra gli elementi costituenti l'onere termico.

Il gettito di questa parte della tariffa finanzia il nuovo “conto costi energia”, utilizzato per l'erogazione dei contributi alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici per i costi variabili di energia (combustibili ed energia elettrica importata), in sostituzione del precedente contributo onere termico.

Il meccanismo di determinazione del contributo riconosciuto è stato radicalmente innovato ed è descritto nel successivo capitolo C.

B.4 Esoneri

All'energia elettrica precedentemente esonerata da tutti i sovrapprezzi¹¹ non si applicano né le componenti inglobate nella parte A, né la parte B, né la maggiorazione straordinaria non inglobata. All'energia elettrica precedentemente assoggettata solamente al sovrapprezzo nuovi impianti¹² si applica la sola componente A3, con le aliquote riportate nella colonna A3bis della Tabella 3.

C Determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

C.1 Criteri

Il meccanismo di determinazione del contributo per la copertura dei costi variabili di energia è stato radicalmente innovato.

Il nuovo metodo si propone in primo luogo di incentivare la gestione efficiente degli impianti, aderendo al criterio del riconoscimento dei costi corrispondenti a livelli raggiungibili di efficienza, in sostituzione del criterio del rimborso dei costi effettivamente sostenuti che ispirava il precedente regime, e che non conteneva stimoli all'efficienza gestionale. Il costo unitario riconosciuto per ogni kWh prodotto da impianti termoelettrici è infatti determinato con riferimento a valori storici di consumo specifico medio di combustibile di tali impianti. Dal momento che il consumo specifico di riferimento rimane fisso per un periodo predeterminato, miglioramenti nel rendimento termico degli impianti che diminuiscono il consumo specifico effettivo di combustibile, riducendo i costi variabili si traducono automaticamente in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributtrice, almeno fino alla successiva revisione dei parametri utilizzati per il calcolo dei contributi. I miglioramenti dei

¹¹ Si veda l'appendice 1.

¹² Si veda l'appendice 1.

rendimenti, che il nuovo meccanismo stimola, hanno altresì un riflesso positivo sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica.

In secondo luogo, il nuovo metodo si propone di incentivare la scelta efficiente del mix di combustibili utilizzati nella generazione di energia elettrica. A tale fine il costo unitario riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale non è stato differenziato in funzione del tipo di combustibile impiegato. Nel rispetto dei vincoli ambientali risparmi nei costi di acquisto dei combustibili si traducono quindi automaticamente, in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributrice, stimolando l'impiego dei combustibili di minor costo.

Coerentemente il preesistente meccanismo di rimborso a piè di lista dei costi di acquisto di energia elettrica dall'estero è stato sostituito con un metodo che riconosce all'energia elettrica importata al massimo il costo medio della produzione termoelettrica nazionale, assicurando così che il ricorso alle importazioni non riceva trattamento più favorevole della produzione di energia elettrica nazionale.

In terzo luogo, l'utilizzo del prezzo sui mercati internazionali di un paniere diversificato di combustibili fossili, quale riferimento per la determinazione dei contributi unitari da riconoscere alla produzione termoelettrica nazionale ed alle importazioni di energia elettrica, introduce un significativo elemento di stabilità nel meccanismo di determinazione di tali contributi, a vantaggio dei consumatori. Le imprese produttrici-distributrici sono comunque salvaguardate rispetto ad aumenti strutturali e permanenti nei prezzi internazionali dei combustibili.

In quarto luogo, per stimolare la produzione idroelettrica e geotermoelettrica, anche la produzione da questo tipo di impianti è stata ammessa al contributo per la quota in eccesso rispetto alla produzione media del triennio precedente. Il meccanismo introdotto ha un duplice effetto. Da un lato rende più conveniente l'impiego di queste fonti nei confronti di quelle termiche convenzionali e delle importazioni di energia elettrica per il soddisfacimento della domanda aggiuntiva rispetto alla media storica. Dall'altro induce a sostituire energia termoelettrica con energia idroelettrica e geotermoelettrica, con conseguente beneficio ambientale. Infatti, a parità di produzione totale, la sostituzione di un kWh prodotto da impianti termoelettrici convenzionali con un kWh da fonte idroelettrica o geotermoelettrica non comporterà alcuna riduzione del contributo riconosciuto all'impresa produttrice, nel breve periodo.

Infine, i meccanismi di aggiustamento tariffario sono stati organizzati in modo da garantire in ogni

bimestre il pareggio del “conto costi energia” attraverso cui i contributi sono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

C.2 Meccanismo di determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

Ciascuna impresa produttrice-distributtrice o importatrice distributtrice riceve dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico un contributo per la copertura dei costi variabili di energia elettrica. L'energia elettrica ammessa al contributo è quella importata e quella prodotta nel bimestre:

- da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;
- da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, relativamente alla produzione in eccesso al livello medio nei corrispondenti bimestri dell'ultimo triennio.

La produzione da impianti¹³ che utilizzano fonti di energia rinnovabili ed assimilate continua ad essere regolata dai provvedimenti CIP 34/1990 e CIP 6/1992.

Al fine di garantire in ogni bimestre l'equilibrio tra le entrate e le uscite del conto costi energia, il contributo riconosciuto a ciascuna impresa produttrice-distributtrice e importatrice-distributtrice è stato strutturato in due addendi, definiti come segue.

Il primo addendo, C_a , è calcolato con riferimento alle quantità medie di produzione termoelettrica (Q_t^o) e di importazione (Q_m^o) rilevate nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti:

$$C_a = Q_t^o C_t + Q_m^o C_m, \quad (1)$$

dove C_t e C_m (espressi in L/kWh) sono i costi unitari riconosciuti rispettivamente alla produzione termoelettrica ed alle importazioni.

Il secondo addendo, C_b , è calcolato partendo dalla differenza tra la quantità totale di energia elettrica prodotta o importata nel bimestre ed il livello medio dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

¹³ Di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n.9

Questa differenza viene moltiplicata per un valore unitario PB, espresso in L/kWh, pari al gettito medio unitario effettivamente generato a livello nazionale nel bimestre dalla parte B della tariffa, e corretta per le perdite di energia elettrica registrate nel trasporto all'utenza finale¹⁴. $PB(1 - \text{perdite})$ rappresenta quindi il gettito della parte B per unità di energia immessa in rete (prodotta o importata).

$$C_b = (Q_{tot} - Q_{tot}^o) PB (1 - \text{perdite}), \quad (2)$$

dove Q_{tot} è la produzione totale effettivamente prodotta nel bimestre (ad eccezione di quella da impianti che beneficiano di contributi ai sensi del provvedimento CIP 6/1992). Per stimolare la nuova produzione da fonti a ridotto impatto ambientale nel calcolo di questa parte del contributo vengono considerate non solo l'energia importata (Q_m) e quella prodotta da impianti termoelettrici convenzionali (Q_t), ma anche quella prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (Q_i). Quindi:

$$Q_{tot} = Q_t + Q_m + Q_i, \quad (3)$$

mentre Q_{tot}^o è quella media degli stessi bimestri dei tre anni precedenti.

Il contributo totale riconosciuto a ciascuna impresa è quindi definito come:

$$C = (C_t Q_t^o + C_m Q_m^o) + (Q_t + Q_m + Q_i - Q_t^o - Q_m^o - Q_i^o) PB (1 - \text{perdite}). \quad (4)$$

Se le quantità effettivamente prodotte o importate nel bimestre risultano pari alla media storica il secondo addendo è nullo. In questo caso, il contributo per unità di energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata è tanto maggiore quanto minore è tale energia.

Se la produzione di energia elettrica nel bimestre è maggiore o minore di quella storica, il secondo addendo, riconoscendo un contributo unitario pari al gettito medio unitario della parte B della tariffa, assicura comunque che i contributi unitari sull'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata siano tanto maggiori quanto minore è la quota di tale energia nel totale.

¹⁴ La quota media di energia elettrica persa nel trasporto (*perdite*) è assunta pari a 0,065.

C.3 Copertura del fabbisogno per l'erogazione dei contributi riconosciuti

I contributi ai costi di energia sono finanziati attraverso la parte B della tariffa che ad ogni aggiornamento deve essere sufficiente a garantire l'equilibrio del conto costi energia, salvo scostamenti nel gettito imputabili a variazioni nella composizione dei consumi per classe di utenza. Il provvedimento prevede infatti¹⁵ che la parte B della tariffa sia fissata in modo da coprire il fabbisogno per il primo addendo dei contributi riconosciuti nel caso in cui a livello aggregato le quantità prodotte o importate nel bimestre fossero pari a quelle medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti. Vale a dire:

$$PB(1 - \text{perdite}) = \frac{\hat{C}_a}{\hat{Q}_{tot}^0}, \quad (5)$$

dove \hat{C}_a è la somma degli elementi C_a dei contributi riconosciuti alle imprese e \hat{Q}_{tot}^0 è la quantità prodotta o importata in aggregato da tutte le imprese nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

Pertanto, a meno di variazioni non previste nella struttura dei consumi per classi di utenza, questo assicura il pareggio del conto costi energia¹⁶. Questo risultato deriva dall'articolazione del contributo in due parti valorizzate in modo diverso. Ciò consente di definire il contributo riconosciuto come funzione del gettito effettivamente raccolto, compensando automaticamente eventuali errori di previsione dell'energia elettrica soggetta alla parte B della tariffa. Infatti, mentre nel primo addendo (C_a) la produzione e le importazioni sono valorizzate utilizzando i rispettivi costi unitari riconosciuti, nel secondo addendo (C_b) si utilizza il gettito unitario effettivo della parte B della tariffa. Variazioni del gettito effettivo del bimestre rispetto alle previsioni vanno quindi a modificare automaticamente il contributo riconosciuto ad ogni impresa produttrice-distributrice.

Se si abbandona l'ipotesi semplificatrice di invarianza della struttura dei consumi per classi di utenza dell'energia soggetta, il pareggio non è più assicurato¹⁷. Per assicurare comunque il pareggio

¹⁵ Art. 7, comma 2.

¹⁶ E' infatti immediato verificare che, sostituendo nella componente C_b dei contributi riconosciuti questo valore di $PB(1 - \text{perdite})$, il gettito totale della parte B della tariffa eguaglia il totale dei contributi riconosciuti.

¹⁷ Infatti, la differenziazione delle aliquote per categorie di utenza impedisce di fissare il gettito unitario $PB(1 - \text{perdite})$ in modo univoco. Ex post l'uguaglianza tra gettito e contributi (di cui alla formula 4) si verifica solo se

il provvedimento prevede che, qualora nel bimestre il gettito della parte B della tariffa risulti superiore o inferiore al totale dei contributi riconosciuti alle imprese, i contributi saranno modificati nella misura necessaria a riportare in equilibrio il conto costi energia¹⁸.

Per carenza di informazioni sulla totalità delle imprese produttrici¹⁹, per la determinazione del fabbisogno da coprire attraverso il gettito della parte B della tariffa nel primo bimestre di applicazione del provvedimento non sono state utilizzate le quantità medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, ma le previsioni formulate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per la produzione e le importazioni di energia elettrica per l'anno 1997²⁰. In sede di prima liquidazione dei contributi riconosciuti potrebbero quindi verificarsi degli scostamenti tra il totale dei contributi riconosciuti e il gettito raccolto. Per questo il provvedimento proposto prevede che il primo aggiornamento della tariffa rettifichi l'eventuale squilibrio²¹.

C.4 Determinazione del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia termoelettrica e dell'energia importata.

Per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali i costi unitari variabili riconosciuti dell'energia elettrica sono determinati sulla base di un valore medio di costo unitario della caloria (V_t , in L/kcal) calcolato con riferimento al prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali e di un indice di consumo specifico medio unico per tutti i tipi di impianti termoelettrici (R_t , in kcal/kWh). Il costo unitario variabile riconosciuto (C_t , espresso in L/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_t = R_t V_t, \quad (6)$$

nel corso del bimestre la composizione dell'utenza non si è modificata rispetto a quanto ipotizzato al momento della determinazione delle aliquote.

¹⁸ Art. 6, comma 14.

¹⁹ Per il futuro, il provvedimento richiede che entro l'8 agosto 1997, le imprese produttrici dichiarino alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da altri impianti in ogni bimestre degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997. Entro la stessa data, l'ENEL deve dichiarare le quantità di energia elettrica importata ed esportata in ciascun bimestre dello stesso periodo.

²⁰ Si veda l'Allegato B del verbale della riunione del Comitato di gestione del 12 marzo 1997, approvato il 25 aprile 1997

²¹ Art. 8, comma 1.

dove R_t è fissato pari al consumo specifico medio della produzione netta degli impianti termoelettrici convenzionali nazionali nel 1996²² e V_t è determinato come descritto nell'Appendice 2.

Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica importata (C_m , espresso in L/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_m = P_m + \text{alfa} (R_t V_t - P_m) \quad \text{se} \quad P_m < R_t V_t, \quad (7)$$

$$C_m = R_t V_t \quad \text{se} \quad P_m \geq R_t V_t, \quad (8)$$

dove P_m (in L/kWh) è il costo medio dell'energia elettrica importata ed è determinato come media ponderata dei costi unitari delle importazioni effettuate negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione, ove la ponderazione riflette le quantità effettivamente importate nello stesso periodo. Il parametro alfa riflette la quota del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale riconosciuta all'importatore²³.

Tale meccanismo di riconoscimento dei costi delle importazioni stimola l'importazione di energia elettrica a costi inferiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale, in quanto all'importatore viene riconosciuta una quota (alfa) del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale. Al contrario l'importazione di energia a costi superiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale è fortemente disincentivata, in quanto il maggior costo dell'energia importata rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale resta completamente a carico dell'importatore.

C.5 Variazioni del costo unitario riconosciuto e aggiornamento automatico della parte B della tariffa

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili V_t viene ricalcolato con cadenza bimestrale. Qualora si registrassero variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% rispetto al valore preso precedentemente come riferimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede ad aggiornare la Parte B della tariffa, mantenendo invariata l'articolazione per classi di utenza.

²² L'indice di consumo specifico (R_t) è fissato pari a 2290 kcal/kWh.

²³ Il parametro alfa è fissato pari a 0,20.

D Gestione dei conti presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico

D.1 Istituzione dei nuovi conti relativi alle componenti tariffarie della parte A ed alla parte B della tariffa

A decorrere dall'1 luglio 1997 la Cassa conguaglio per il settore elettrico dovrà provvedere a quanto segue:

- istituire appositi nuovi conti per ciascuna delle componenti tariffarie A1, A2 e A3;
- considerare il “conto onere termico” attivo esclusivamente per le operazioni di ripianamento relativamente alla gestione degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997;
- far confluire il “conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate” nel nuovo conto relativo alla componente A3;”
- istituire il “conto costi energia” per la parte B della tariffa.

La Cassa conguaglio per il settore elettrico cura la gestione amministrativa dei suddetti conti provvedendo anche alla determinazione dei contributi spettanti a ciascuna impresa produttrice-distributrice e importatrice-distributrice e alla loro liquidazione.

D.2 Versamenti alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, per ogni bimestre, gli importi relativi alle componenti della parte A ed alla parte B della tariffa, in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre. Per ridurre il flusso dei fondi movimentati dai conti, evitando inutili duplicazioni di trasferimenti, le imprese distributrici che ne hanno diritto sono autorizzate a trattenere il gettito relativo alla componente A1 entro i limiti delle loro spettanza al 30 giugno 1997. Inoltre, per la parte B della tariffa alle imprese produttrici-distributrici e importatrici-distributrici è concesso di trattenere, a titolo di acconto sui contributi spettanti per ciascun bimestre, un importo pari, di norma, al 95% dei contributi spettanti in relazione alle quantità prodotte e impostate nei bimestri corrispondenti del triennio precedente²⁴.

²⁴ In particolare, l'importo che l'impresa produttrice-distributrice può trattenere è pari al minor valore tra:

Appendice 1 - Esoneri

A1.1 Energia esonerata dal pagamento delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa

Il provvedimento proposto fa salvi i preesistenti esoneri dal pagamento dei sovrapprezzi. Le componenti inglobate della parte A e la parte B della tariffa non si applicano quindi all'energia elettrica:

- a) ceduta alle imprese distributrici;
- b) che le imprese produttrici-distributrici cedono a titolo di permuta ad altre imprese nazionali, sino a concorrenza dei ritiri di energia effettuati dalla stessa impresa nel corso di ciascun periodo contrattuale;
- c) che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai Comuni per uso esclusivo dei servizi comunali nei limiti della produzione non ammessa al contributo a copertura dei costi di energia;
- d) fornita dall'ENEL, ai sensi dell'art. 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'ENEL;
- e) destinata da società cooperative al soddisfacimento dei fabbisogni dei propri soci, nei limiti delle loro disponibilità di autoproduzione;
- f) prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici nei propri stabilimenti per le destinazioni consentite dagli artt. 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

$$\left\{ \begin{array}{l} 0,95 C_a \\ 0,95 C_a + C_t \left[(Q_t + Q_m + Q_i) - (Q_t^0 + Q_m^0 + Q_i^0) \right] \end{array} \right.$$

A1.2 Energia esonerata dalla parte B della tariffa ed assoggettata a regime speciale per le componenti della parte A

È esonerata dalla parte B e assoggettata per le componenti inglobate nella parte A esclusivamente alle aliquote specificate nella colonna A3bis della Tabella 3:

- a) l'energia elettrica ceduta alle utenze sottese, nei limiti della loro spettanza a tale titolo;
- b) l'energia elettrica ceduta dall'ENEL alle Ferrovie dello Stato ed alla Società Terni e sue aventi causa nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, ed all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;
- c) l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi e destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli artt. 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959.

Appendice 2 - Determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t) è fissato sulla base del prezzo medio di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali (P_t), rilevato negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione:

$$V_t = \frac{(P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4} + P_{t-5})}{4.000} \quad (9)$$

Per il bimestre luglio-agosto 1997 invece, il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (V_0) è calcolato sulla base delle quotazioni medie sui mercati internazionali nei mesi da dicembre 1996 a maggio 1997²⁵:

$$V_0 = \frac{(P_{12/96} + P_{1/97} + P_{2/97} + P_{3/97} + P_{4/97} + P_{5/97})}{6.000} \quad (10)$$

Il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (P)²⁶ è determinato, per ogni mese, come media ponderata di tre indici di mercato, uno per il carbone (P_{carbone}), uno per gli oli combustibili (P_{oli}) ed

²⁵ Nel bimestre luglio-agosto il prezzo medio del paniere è pari a 23,343 L/Mcal.

uno per il gas naturale ($P_{\text{gas naturale}}$), dove i pesi riflettono la struttura del fabbisogno complessivo di combustibile. Il prezzo del paniere è calcolato come segue:

$$P = F_{\text{carbone}} P_{\text{carbone}} + F_{\text{oli}} P_{\text{oli}} + F_{\text{gasnaturale}} P_{\text{gasnaturale}}, \quad (11)$$

dove:

- P è il prezzo del paniere espresso in L/Mcal;
- P_{carbone} , P_{oli} e $P_{\text{gasnaturale}}$ sono gli indici espressi in L/Mcal rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale;
- F_{carbone} , F_{oli} e $F_{\text{gasnaturale}}$ sono i pesi rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale.

La Tabella A2-1 mostra come viene costruita la struttura dei pesi. Il fabbisogno è rapportato alla produzione nazionale complessiva di energia termoelettrica prevista per il 1997, pari a circa 147 miliardi di kWh. In relazione ai diversi rendimenti termoelettrici, il fabbisogno totale è di circa 336 miliardi di Mcal. Di questi, il 16,72% è relativo al carbone, il 60,45% è relativo agli oli combustibili ed il 22,83% al metano.

Tabella A2-1

Tipo di combustibile	Energia Prodotta	Consumo Specifico	Fabbisogno energetico	Pesi
:	kWh x 10 ⁹	Mcal/kWh	Mcal x 10 ⁹	%
Carbone	23,737	2,364	56,115	16,72
Olio combustibile	90,105	2,251	202,825	60,45
Gas naturale	33,148	2,311	76,606	22,73
Totale	146,990		335,546	100,00

Ne segue che:

²⁶ Per semplificare la rappresentazione, nel seguito viene ommesso il riferimento al tempo dal momento che tutti i simboli in ogni equazione di riferiscono al medesimo periodo.

$$P = 0,1672 P_{\text{carbone}} + 0,6045 P_{\text{oli}} + 0,2273 P_{\text{gasnaturale}} \cdot \quad (12)$$

A2.1 Indice carbone

L'indice per il carbone è stato costruito come media pesata dei prezzi del carbone importato, a cui è stato aggiunto il costo di posizionamento franco centrale.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice P_{carbone} è la seguente:

$$P_{\text{carbone}} = \frac{(P_{\text{CIF}} + T_{\text{carbone}})}{6,3}, \quad (13)$$

dove:

- P_{CIF} è il prezzo medio CIF espresso in L/kg;
- T_{carbone} è il costo di posizionamento franco centrale per il carbone, assunto pari a 14,1 L/kg.
- 6,3 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il carbone espresso in Mcal/kg;

Il prezzo P_{CIF} viene calcolato come segue:

$$P_{\text{CIF}} = (P_{\text{FOB}} + P_{\text{nolo}}) \frac{E}{1000}, \quad (14)$$

dove:

- P_{FOB} è il prezzo medio FOB espresso in US\$/MT;
- P_{nolo} è il prezzo medio del nolo, il cui valore, pari a 9,96 US\$/MT, è stato calcolato come media pesata dei noli relativi ai singoli paesi di provenienza, come specificato in Tabella A2-2:
- E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in L/US\$.

Tabella A2-2

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2
Nolo (US\$/MT)	9,29	11,34	9,00	8,00	10,00	13,00
media pesata = 9,96						

Il prezzo P_{FOB} è la media ponderata delle quotazioni dei prezzi FOB del carbone proveniente da diversi paesi, indicate su *Coal Week International* nella tabella *Current Steam Coal Price*, dove i pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni ENEL di carbone del 1996, mostrate in Tabella A2-3.

Tabella A2-3

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Importazioni 1996 (MT*10 ³)	4225	2380	350	350	180	670
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2

Il prezzo P_{FOB} è calcolato come segue:

$$P_{FOB} = 0,518P_{FOB}^{USA} + 0,292P_{FOB}^{SA} + 0,043P_{FOB}^{Cin.} + 0,043P_{FOB}^{Pol.} + 0,082P_{FOB}^{Col.} + 0,022P_{FOB}^{Ven.}, \quad (15)$$

dove:

P_{FOB}^{USA} , P_{FOB}^{SA} , $P_{FOB}^{Cin.}$, c , $P_{FOB}^{Col.}$ e $P_{FOB}^{Ven.}$ sono i prezzi FOB espressi in US\$/MT per il carbone proveniente rispettivamente da USA, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela. In particolare:

1. P_{FOB}^{USA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB dei seguenti carboni: USA ROADS (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA BALTIMORA (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA GULF COAST (12500 BTU 1,0% S 12% ASH);
2. P_{FOB}^{SA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone:

RICHARDS BAY (11500 BTU 1,0% S 16% ASH);

3. $P_{FOB}^{Cin.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone:
QINHUANGDAO (11200 BTU 0,8% S 8% ASH);
4. $P_{FOB}^{Pol.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone:
BALTIC PORTS (12600 BTU 0,8% S 8,5% ASH);
5. $P_{FOB}^{Col.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone:
(11800 BTU 0,8% S 8% ASH);
6. $P_{FOB}^{Ven.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone:
MARACAIBO (12600 BTU 0,8% S 7% ASH).

A2.2 *Indice olio combustibile*

In relazione alle specifiche ambientali ed alle tecnologie disponibili, le centrali utilizzano combustibili di diversa qualità e provenienza. Il principale elemento di distinzione è rappresentato dal tenore di zolfo. Il tenore medio di zolfo degli acquisti ENEL nel 1996 è risultato pari all'uno per cento. Tale valore è però il risultato di un mix comprendente il 17% di olio a bassissimo tenore di zolfo (STZ), la cui maggiore quotazione rispetto al BTZ (con tenore di zolfo pari all'uno per cento) è più che proporzionale al minore tenore di zolfo. Di ciò si tiene conto nella definizione dell'indice olio combustibile.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice P_{oli} è la seguente:

$$P_{oli} = \frac{\left[(0,80 P_{BTZ} K + 0,20 C_{STZ} P_{STZ}) \frac{E}{1000} + T_{oli} + A \right]}{9,8}, \quad (16)$$

dove:

- T_{oli} è il costo del posizionamento franco centrale per gli oli combustibili, assunto pari a 10,3 L/kg;
- K è un parametro, che esprime il rapporto tra quotazioni CIF Italia e quotazioni CIF NWE,

assunto pari a 1,04;

- A è il valore corrente dell'accisa, pari a 28,4 L/kg.
- E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in L/US\$;
- 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg;

P_{BTZ} ed P_{STZ} sono quotazioni medie ricavate dal "Platt's European MarketScan". In particolare, il prezzo P_{BTZ} è la quotazione BTZ 1% Fuel Oil Cargoes CIF NWE Basis ARA espressa in US\$/MT indicata sul "Platt's Oligram Price Report" nella tabella "European Monthly Average Prices, European Bulk" ed il prezzo P_{STZ} è la quotazione STZ ESTIMATED NY SPOT (Cargo No.6 0,3% S LP) espressa in US\$/bbl indicata sul "Platt's Oligram Price-Average Supplement". C_{STZ} è il fattore di conversione da barili a tonnellate metriche di STZ CIF NY, corrispondente alla densità media di riferimento riportata sul Platt's, pari a 6,7.

A2.3 Indice gas naturale

L'indice per il gas naturale è definito da una formula simile a quella utilizzata contratto stipulato fra ENEL e SNAM vigente alla data del provvedimento.

La formula per il calcolo dell'indice $P_{\text{gas naturale}}$ è la seguente:

$$P_{\text{gas naturale}} = \left[\frac{(0,5P_{BTZ} + 0,5P_{GREGGI})}{9,8} \frac{E}{1000} + \frac{T_{\text{gas naturale}}}{8,25} \right], \quad (17)$$

dove:

- 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg ed 8,25 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il gas naturale espresso in Mcal/mc;
- $T_{\text{gas naturale}}$ è il costo del posizionamento franco centrale per il gas naturale, assunto pari a 54 L/mc;

- E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in L/US\$;
- P_{BTZ} , espresso in US\$/MT, è lo stesso prezzo utilizzato per il calcolo di P_{oli} ;
- P_{GREGGI} è la media pesata, espressa in US\$/MT, delle quotazioni di un paniere di quattro greggi. I greggi utilizzati sono quei greggi inclusi come riferimento nella contratto stipulato fra ENEL e SNAM vigente alla data del provvedimento ed effettivamente importati in Italia. I pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni ENEL di greggi del 1996, mostrate in Tabella A2-4.

Tabella A2-4

	Arabia Saudita	Iran	Egitto	Libia
Importazioni 1996 (MT*10 ³)	5950	1596	1873	1036
Percentuale	57	15	18	10
Greggio	Arabian Light	Iranian Light	Saharan Blend	Zuetina
C_i (bbl/MT)	7,374	7,374	7,819	7,686

La formula per il calcolo di P_{GREGGI} è la seguente:

$$P_{GREGGI} = 0,57 C_{AL} P_{AL} + 0,15 C_{IL} P_{IL} + 0,18 C_{SB} P_{SB} + 0,10 C_Z P_Z, \quad (18)$$

dove:

- P_{AL} e C_{AL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio Arabian Light;
- P_{IL} e C_{IL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio Iranian Light;
- P_{SB} e C_{SB} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio Saharian Blend;
- P_Z e C_Z sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio Zuetina.

Le quotazioni mensili ed i fattori di conversione dei greggi sono ricavate dal *“Platt’s Oligram Price Report”* nella tabella *“World Crude Oil Price”* (FOB Breakeven price).