

dell'energia elettrica ammessa al contributo, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) della deliberazione n. 70/97, che è passata dai 30.904 milioni di kWh del bimestre precedente a 31.770 milioni di kWh. L'energia elettrica ammessa al contributo è cresciuta del 2,8%, mentre l'energia assoggettata dovrebbe avere una dinamica molto più contenuta, con un tasso di variazione tra il quinto ed il sesto bimestre stimato pari a 0,8%. Il rapporto tra energia elettrica ammessa ed assoggettata dovrebbe quindi aumentare dal valore di 0,839, registrato nel quinto bimestre 1997 a 0,856. A titolo di confronto si vedano le aliquote delle componenti inglobate in tariffa in vigore per il quinto bimestre 1997.

2. Modificazione dell'art. 6, comma 6.14

2.1 L'art. 6, comma 6.14, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, dispone che: "Eventuali differenze tra la parte B della tariffa versata da tutte le imprese distributrici per il bimestre considerato e i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici sono portate in aumento o diminuzione dei contributi riconosciuti alle imprese stesse. Tale aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale alla quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e dall'energia elettrica importata nei corrispondenti bimestri degli anni precedenti".

L'art. 7, comma 7.1 della stessa deliberazione prevede che la parte B della tariffa venga aggiornata dall'Autorità "qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento".

Le differenze a cui l'art. 6, comma 6.14 fa riferimento possono aver quindi origine da tre tipi di situazioni:

a) variazioni, tra un bimestre e quello successivo, nel costo riconosciuto dei combustibili (Vt) minori del 2% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento, che portano ad una modificazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, senza peraltro che si proceda ad un aggiornamento della parte B della tariffa;

b) anche in assenza di variazioni di Vt, differenze tra la struttura dei consumi di energia elettrica per classi di utenza presa a riferimento nella determinazione delle aliquote della parte B della tariffa da parte dell'Autorità, e quella effettivamente registratasi nel bimestre;

c) anche in assenza di variazioni di Vt, variazioni, da un bimestre a quello successivo, della quota di energia elettrica a cui vengono riconosciuti i contributi ai costi di energia, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 (produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali ed importazioni nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti).

In tutti questi casi può emergere una differenza tra il gettito della parte B della tariffa ed il totale dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici. L'art. 6, comma 6.14 prevede che, in presenza di una tale differenza, si proceda, in ciascun bimestre, modificando i contributi erogati a ciascuna impresa in proporzione ai contributi riconosciuti sulla produzione dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) fino all'annullamento della differenza stessa.

2.2 Dato che:

le differenze che emergono in ciascun bimestre potranno essere positive e negative, e plausibilmente di diverso segno nei diversi bimestri;

l'effetto delle conseguenti modificazioni dei contributi sarà diverso, per ciascuna impresa, di bimestre in bimestre, in quanto varia, per l'impresa, la quota della produzione ammessa al contributo di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a);

il meccanismo previsto dall'art. 6, comma 6.11 potrebbe comportare una variabilità dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici maggiore di quella strettamente necessaria per la finalità perseguita di evitare che si accumulino sbilanci nel conto costi energia. Un simile risultato può essere ottenuto, nel medio periodo, anche prevedendo che le modificazioni dei contributi per far fronte a differenze tra gettito della parte B ed ammontare dei contributi stessi avvenga sull'arco di sei bimestri, invece che per ciascun bimestre separatamente.

A tal fine, si propone di sostituire l'art. 6, comma 6.14 con il seguente:

“6.14 Eventuali differenze tra il gettito della parte B della tariffa relativo all'energia elettrica fornita all'utenza finale dalle imprese distributrici nel periodo dall' 1 luglio al 30 giugno dell'anno successivo ed i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici relativi all'energia elettrica prodotta o importata nello stesso periodo, sono portati in aumento o diminuzione di tali contributi. L'aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale ai contributi di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a), riconosciuti per lo stesso periodo.”

Presupposti e fondamenti di nuovi criteri per la definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9

1. Base normativa e situazione esistente

Tra gli obiettivi principali della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91) "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", vi è stato certamente quello di stimolare la autoproduzione di energia elettrica anche al fine di offrire una soluzione alla carenza di capacità di generazione manifestata dall'Enel in quel periodo. E' infatti in questo ambito che viene precisato il ruolo svolto dalle eccedenze di produzione di energia elettrica, distinguendo tra produzione da fonti energetiche convenzionali (ex art. 20 della legge n. 9/91) e quella a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate (ex art. 22 della legge n. 9/91).

Nel primo caso (ex art. 20 della legge n. 9/91) viene stabilito che:

- la costruzione degli impianti di produzione da fonti convenzionali deve essere autorizzata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA);
- la produzione di energia elettrica è consentita per usi propri o per la cessione delle eccedenze all'Enel e si estende anche al caso di imprese costituite in forma societaria, per uso sia del produttore sia delle società controllate, controllanti e loro controllate;
- cade il limite previsto dalla legge di nazionalizzazione ed è quindi concessa la produzione di energia elettrica anche alle imprese i cui autoconsumi siano inferiori al 70% della loro autoproduzione;
tutta la produzione che eccede l'eventuale quota consumata dallo stesso produttore deve essere ceduta all'Enel.

Nel secondo caso (ex art. 22 della legge n. 9/91) è previsto che:

- la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate non è più soggetta alla riserva in favore di Enel disposta dalla legge di nazionalizzazione e cade anche il limite massimo di 3MW di potenza imposto dalla legge 29 maggio 1982 n. 308;
- i soggetti che intendono provvedere all'installazione di tali impianti devono dare comunicazione al MICA, all'Enel e all'UTF;
- tutta la produzione che eccede l'eventuale quota consumata dallo stesso produttore è ceduta all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'art. 4, n. 8 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 (cosiddette "imprese elettriche minori").

Per quanto concerne i prezzi di cessione delle eccedenze la legge n. 9/91 introduceva due criteri su cui basarsi per la determinazione di tali prezzi:

a) il primo fa riferimento alla logica del "costo evitato," per cui l'acquisto delle eccedenze non deve comportare, per il soggetto che le ritira, costi superiori a quelli che sarebbero sostenuti producendo in proprio una medesima quantità di energia elettrica;

b) il secondo si basa sulla logica degli incentivi, per cui lo stimolo all'impiego di fonti rinnovabili e assimilate è fornito da una componente di prezzo delle eccedenze diversa a seconda della tipologia dell'impianto e posta a carico di tutti i consumatori.

Coerentemente il regime dei prezzi di cessione delle eccedenze instaurato dal provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, integrato dai decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992 e del 4 agosto 1994, riconosceva ai produttori che cedono le eccedenze di energia elettrica all'Enel un prezzo di cessione formato, in ore piene, da quattro componenti:

- costo evitato di impianto (1),
- costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (2),
- costo evitato di combustibile (3),
- componente incentivante dipendente dal tipo di impianto, riconosciuta solo agli impianti a fonte rinnovabile e assimilata e per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto (4).

La componente incentivante veniva riconosciuta solo alle eccedenze provenienti da impianti utilizzanti fonti rinnovabili e assimilate e entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991: in questo caso la produzione di energia elettrica veniva definita *nuova* energia elettrica.

Per tutti gli altri impianti, cioè impianti alimentati da fonti convenzionali e impianti alimentati da fonti rinnovabili e da fonti assimilate entrati in servizio prima del 31 gennaio 1991, i prezzi di cessione delle eccedenze erano composti dalle prime tre componenti, essendo esclusa la componente incentivante.

In ore vuote per qualunque tipo di impianto il prezzo di cessione era pari al solo costo evitato di combustibile.

La sola differenza tra il regime determinato con il provvedimento CIP n. 6/92 per gli impianti che mettono a disposizione l'intera potenza (o una quota di potenza prefissata) e quello relativo alla cessione di eccedenze, riguardava il costo evitato di impianto (la componente (1)) che nel caso delle eccedenze veniva riconosciuto per il 20% in misura fissa, e per il restante 80% in funzione della regolarità di cessione; non vi era alcuna differenza per le altre voci di costo evitato (componenti (2), (3) e componente (4)) riconosciute nella stessa misura agli impianti dedicati e a quelli che cedono le eccedenze.

Le componenti (1) e (2) erano a carico del soggetto che ritira le eccedenze di energia elettrica; la componente (3) a carico del conto "onere termico" gestito dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, la componente (4) a carico del conto "sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" gestito dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE). Dall'1 luglio 1997, la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 28 giugno 1997 n.70/97 ha dispo-

sto che entrambe le componenti (3) e (4) siano poste a carico del "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate".

Le componenti (1) (2) e (4) venivano aggiornate annualmente sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo; la componente (3) in base al prezzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica, secondo l'accordo Snam-Confindustria.

Come risultato del regime introdotto dal provvedimento CIP n. 6/92, i prezzi di cessione delle eccedenze hanno subito una forte dinamica, passando in media da 59 lire/kWh nel 1990 a 104 lire/kWh nel 1996 con un aumento del 76%. Il prezzo medio di cessione per il 1996 di 104 lire/kWh è risultato composto da: 40,1 lire/kWh per le componenti (1) e (2), 54,7 lire/kWh per la componente (3); 9,2 lire/kWh per la componente (4). Nello stesso periodo, e a causa almeno in parte delle condizioni di prezzo favorevoli, la quantità di eccedenze ceduta all'Enel si è accresciuta notevolmente: da 1,5 TWh del 1990 a 4,8 TWh del 1996, con un aumento del 220%. Ciò si è tradotto in un fatturato per i produttori indipendenti pari nel 1996 a circa 496 miliardi di lire, di cui 191 miliardi gravanti sul bilancio dell'Enel e 305 miliardi a carico dell'utenza finale, attraverso i conti della CCSE.

Nel 1996 i principali dieci operatori che cedono le eccedenze all'Enel producono il 76% del totale delle cessioni: si tratta del gruppo Edison (che con le due società Edison Termoelettrica S.p.A. ed Edison S.p.A. copre una quota del 40%), di Sondel, Agip Petroli, Frene, Enichem Fibre, Caffaro, Ilva, Cartiere Burgo, Italcementi. A questi si aggiunge un piccolo gruppo di produttori-distributori con impianti idroelettrici che copre il 3%. Infine altri 750 produttori rappresentano il restante 21% delle cessioni (Tab. 1). Per quanto concerne la tipologia degli impianti che cedono le eccedenze: 472 utilizzano fonti rinnovabili, in massima parte idroelettrici; 297 fonti assimilate, per la maggior parte impianti di cogenerazione; 7 fonti convenzionali. Per quanto concerne la data di entrata in servizio, circa la metà degli impianti rinnovabili ed assimilati sono "nuovi" secondo la disciplina del provvedimento CIP n. 6/92, cioè entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991, e godono pertanto dell'incentivazione.

2. Finalità e logica del provvedimento

La legge n. 481/95 ha disposto che il sistema tariffario debba armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse e stabilisce che le tariffe comprendano anche una voce, evidenziata separatamente, corrispondente agli oneri relativi all'incentivazione della nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate.

La necessità di rinnovare il regime di cessione delle eccedenze deriva da due ordini di fattori:

– il mutato rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Italia, in particolare in conseguenza del venir meno del "deficit" di capacità produttiva dell'Enel;

– il progressivo sviluppo della produzione di eccedenze, sostenuto da una dinamica dei prezzi di cessione tra il 1992 e il 1996 più intensa di quella del prezzo medio dell'energia venduta dall'Enel all'utenza diretta, e di quella dei costi evitati di cui i prez-

zi di cessione delle eccedenze dovevano essere rappresentativi.

Per quanto concerne la capacità produttiva, in presenza di una domanda di energia elettrica crescente ad un tasso previsto del 2-2,5% medio annuo, la disponibilità di impianti di generazione per il prossimo quinquennio, secondo le stime dell'Enel, è tale da garantire la copertura della domanda, con una quota di riserva superiore a quella considerata necessaria per il sistema. In queste condizioni il costo-opportunità per Enel di acquistare energia dai produttori di eccedenze (piuttosto che produrla in proprio) è pari al solo costo variabile (la sola componente di costo che viene "evitata" acquistando energia da terzi). Di conseguenza non è più giustificabile, sul piano della razionalità economica, la corresponsione della componente del costo evitato di impianto e di esercizio. Ciò è tanto più vero se si considera che la cessione delle eccedenze avviene, senza garanzia di potenza da parte del generatore, potenza che invece deve essere comunque garantita dall'Enel.

Per quanto concerne le dinamiche dei prezzi la discrasia tra i prezzi di cessione e i costi evitati che essi devono riflettere è stata provocata da un lato dall'intensa dinamica della componente (3), in conseguenza della sua indicizzazione al prezzo del gas naturale; dall'altro lato dall'evoluzione tecnologica, non riflessa nella dinamica della componente (1), che ha ridotto significativamente il valore effettivo del costo evitato di impianto per l'Enel.

Le implicazioni economiche dello sviluppo della produzione di eccedenze sono state:

- un aggravio dei prezzi dell'energia per gli utenti finali sproporzionato rispetto ai corrispondenti obiettivi di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate;
- inefficienze nella generazione di energia elettrica, in quanto le eccedenze sostituiscono produzione che l'Enel potrebbe effettuare a costi inferiori utilizzando impianti esistenti.

Con il presente provvedimento l'Autorità intende sanare le distorsioni del pre-esistente regime di cessione delle eccedenze.

Rimandando alla sezione successiva la descrizione in dettaglio dei contenuti del provvedimento qui ci si limita a segnalare:

- la distinzione tra i tipi di impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate;
- l'aggancio del costo evitato di combustibile riconosciuto alle eccedenze effettuate nelle ore piene al costo di combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (Ct), mentre per le eccedenze effettuate nelle ore vuote, il costo riconosciuto a partire dal 1.1.1999 viene considerato pari al costo variabile medio della produzione nazionale (PB); i valori Ct e PB sono quelli individuati dall'Autorità nella deliberazione n. 70/97;
- la riduzione graduale del costo evitato di impianto e di esercizio riconosciuti alle eccedenze.

L'approccio "per fasi" temporali è motivato dall'esigenza di non compromettere gli equilibri economico-finanziari delle imprese che cedono eccedenze, in quanto da una

tale compromissione potrebbe risultare una dissipazione di capitale, di indiscusso valore energetico ed ambientale, di cui il regime pre-esistente ha consentito la formazione.

L'Autorità intende abbandonare una logica di "prezzi amministrati" per la cessione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate. Ciò sarà possibile con la liberalizzazione del mercato elettrico che trarrà impulso dal recepimento della direttiva europea sul mercato interno dell'energia. Il presente provvedimento assume pertanto la caratteristica di "ponte" tra una situazione caratterizzata da un unico acquirente dell'energia elettrica eccedentaria, ed una in cui le eccedenze potranno essere scambiate sul mercato. Quest'ultimo scenario non contrasterebbe con una collocazione dell'Enel, o di un altro concessionario territorialmente competente, in posizione di acquirente obbligato di ultima istanza ad un prezzo prefissato in via amministrativa pari all'effettivo costo evitato, per garantire l'impiego efficiente di quelle eccedenze per le quali non sussistessero le condizioni per la vendita a soggetti diversi. A questo riguardo va sottolineato che l'abbattimento progressivo della componente del prezzo delle eccedenze corrispondente ai costi evitati di impianto e manutenzione, determinato dal provvedimento, ha l'effetto di avvicinare il costo evitato riconosciuto ai produttori di eccedenze alla nozione di costo evitato che sarebbe compatibile con la posizione di acquirente obbligato di ultima istanza dell'Enel.

3. Contenuto del provvedimento

Il provvedimento modifica i prezzi di ritiro delle eccedenze senza alterare la logica di formazione di tali prezzi rispetto al provvedimento CIP n. 6/92. In analogia con quanto previsto nel provvedimento CIP n. 6/92 gli impianti sono distinti in "nuovi" e "altri".

In armonia con quanto disposto dalla legge n. 481 del 14 novembre 1995 e dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigiano del 24 gennaio 1997, con la dizione di impianti nuovi si intendono:

- impianti di cui al titolo II, comma 1 del provvedimento CIP n. 6/92- entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate;
- impianti già realizzati (utilizzanti fonti convenzionali e fonti rinnovabili ed assimilate) alla data del 22 febbraio 1997;
- impianti in corso di realizzazione (utilizzanti fonti convenzionali e fonti rinnovabili ed assimilate) alla data del 22 febbraio 1997;
- le iniziative e proposte di cessione previste dall'articolo 3, comma 7 della legge n. 481/1991.

Le realizzazioni di cui sopra devono registrare alla data di entrata in vigore della presente delibera uno stato di avanzamento dei lavori di costruzione non inferiore al 50% e comunque l'entrata in servizio non può andare oltre il 31 dicembre 1999.

Mentre per *altri impianti* si devono intendere:

- impianti non realizzati né in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997;

– impianti in corso di realizzazione e con uno stato di avanzamento dei lavori che, alla data di entrata in vigore della presente delibera, era inferiore al 50% o con un'entrata in servizio prevista successivamente al 31 dicembre 1999.

In analogia con quanto previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 il prezzo di cessione delle eccedenze è composto da tre componenti:

- componente relativa alla incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate alle rinnovabili (*a*);
- componente relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali (*b*);
- componente relativa al costo evitato di combustibile (*c*).

La componente (*a*) del prezzo di cessione resta invariata, sia per valore sia per condizioni di corresponsione, rispetto al regime pre-esistente, determinato dal provvedimento CIP n. 6/92 e successive modificazioni e integrazioni. Quindi la componente incentivante all'impiego di fonti rinnovabili ed assimilate viene riconosciuta per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, solo agli impianti "nuovi" e solo per le cessioni in ore piene.

La componente (*b*) del prezzo di cessione delle eccedenze è corrisposta solo per le cessioni nelle ore piene, come nel regime precedente. Rispetto alle corrispondenti componenti (1) e (2) del regime pre-esistente, la componente (*b*) presenta le seguenti differenze:

- viene riconosciuta limitatamente ai primi otto anni di esercizio dell'impianto, mentre nel regime precedente era riconosciuta illimitatamente;
- viene modificato il "coefficiente di regolarità della cessione (*R*)" che, nella formulazione precedente, disincentivava la concentrazione della cessione delle eccedenze nelle ore di punta (rispetto alla cessione nelle ore di alto e medio carico), periodo in cui le eccedenze hanno il più alto valore per il sistema elettrico nazionale;
- viene modificata la modalità di calcolo di tale componente; in luogo del meccanismo descritto nella sezione precedente per le componenti (1) e (2), nel nuovo regime la componente (*b*) è pari a $h \cdot C_f \cdot R$ dove:

– *h* è un parametro che assume i valori riportati nel seguito;

– C_f è il costo evitato di impianto e di esercizio, manutenzione e spese generali, che nel regime pre-esistente era riconosciuto ad un impianto con regolarità massima;

– *R* è il coefficiente di regolarità di cessione, descritto nel seguito.

– per rendere graduale il passaggio al nuovo regime viene stabilito un sentiero decrescente nel tempo per il valore del costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali, riconosciuto agli impianti che cedono eccedenze. Ciò è ottenuto

attraverso il parametro h della formula precedente, che assume i seguenti valori:

	Dall'entrata in vigore del provvedimento, fino al 31.12.1998	Dal 1.1.1999 al 31.12.1999	Dal 1.1.2000
Impianti nuovi	0,6	0,5	0,5
Altri impianti	0,6	0,25	0

– come ulteriore incentivazione all'impiego di fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica, per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3MW, eolici, fotovoltaici, impianti RSU nonché per gli impianti adibiti al teleriscaldamento urbano che utilizzino fonti rinnovabili o assimilate, la componente di prezzo b) viene determinata assumendo, indipendentemente da quella effettiva, la massima regolarità della cessione (il coefficiente di regolarità R è pari a 1).

Per i rimanenti impianti di cui alla tabella 1 del provvedimento CIP n. 6/92, e successive integrazioni e modificazioni il valore del coefficiente di regolarità di cessione su base annua (R) delle eccedenze di energia elettrica è espresso dalla formula:

$$R = 1 - K [\sum S' \sum S''] / Ep,$$

dove:

K è pari a 0,550;

$\sum S'$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di punta di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

$\sum S''$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di alto e medio carico di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

Ep rappresenta il valore della cessione di eccedenze di energia elettrica su base annua nelle ore piene.

La componente (c) del prezzo di cessione delle eccedenze viene modificata rispetto al regime precedentemente in vigore, con il suo aggancio alle nozioni di costo di combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (Ct) e di costo variabile medio della produzione nazionale (PB), introdotte dall'Autorità nella deliberazione n. 70/97.

Ct e PB rappresentano i nuovi riferimenti per i costi evitati di combustibile rispettivamente in ore piene e in ore vuote.

Al fine di operare con gradualità, nel passaggio ai nuovi riferimenti di costo evitato

di combustibile i *valori della componente (c)* sono determinati come illustrato nel seguente prospetto:

	Dall'entrata in vigore del provvedimento, fino al 31.12.1998	Dal 1.1.1999
Cessioni in ore piene	Ct	Ct
Cessioni in ore vuote	Ct	PB

Le componenti (a) e (c) del prezzo di cessione sono a carico del conto "per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" gestito dalla CCSE; la componente (b) è a carico dell'impresa che ritira le eccedenze.

A differenza di quanto previsto dal CIP n. 6/92, va rilevato che le componenti (a) e (b) non sono soggette ad aggiornamenti.

In merito al potenziamento e rifacimento di impianti viene stabilito quanto segue:

a) gli impianti idroelettrici sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della producibilità in ore piene e la producibilità totale nelle stesse ore piene, oppure all'analogo rapporto calcolato nelle sole ore di punta, qualora risulti maggiore, solo nei casi definiti dal titolo II, comma 8, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

b) gli impianti non idroelettrici potenziati sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della potenza e la potenza totale solo nei casi previsti dal titolo II, comma 9, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

c) i rifacimenti di cui al titolo II, comma 10, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni sono equiparati agli impianti nuovi, se ultimati entro il 30 giugno 1998.

4. Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica in base al provvedimento: situazione all'1 novembre 1997

I prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica, determinati secondo quanto indicato al precedente paragrafo 3, in vigore a partire dall'1 novembre 1997 sono riportati nelle tabelle 2, 3, 4.

In Tab. 2 vengono esposti i prezzi relativi alle cessioni delle eccedenze nelle ore piene da parte dei nuovi impianti, mentre in Tab. 3 sono riportati i prezzi nelle ore piene relativi agli altri impianti; in Tab. 4 sono riportati i prezzi di cessione nelle ore vuote.

5. Componenti del prezzo di cessione a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico e contributi alle imprese produttrici-distributrici

Le componenti a) e c) del prezzo di cessione delle eccedenze sono poste a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97. La componente b) di prezzo è invece a carico del cessionario.

All'energia elettrica ceduta come eccedenza ed immessa nella rete pubblica dalle imprese produttrici-distributrici viene riconosciuto e posto a carico del "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97:

- energia prodotta con impianti nuovi:
nelle ore piene un contributo pari alla somma delle componenti a) e c) del prezzo di cessione e nelle ore vuote alla componente c) del prezzo di cessione;
- energia prodotta con altri impianti:
un contributo pari alla componente c) di prezzo di cessione.

Tabella 1 – Elenco principali produttori che hanno ceduto eccedenze nel 1996

PRODUTTORI AUTOPRODUTTORI	TIPO DI IMPIANTI	ENERGIA (GWh)	%
Edison Termoelettrica S.p.A.	Termica	1062	22,3
Edison S.p.A. (Idroelettrica)	Idrica	842	17,7
Sondel Società Nordelettrica	Idrica	358	7,5
Agip Petroli S.p.A.	Termica	290	6,1
Frene	Termica	290	6,1
Enichem Fibre S.p.A.	Termica	275	5,8
Caffaro S.p.A.	Idrica	187	3,9
Ilva	Termica	153	3,2
Cartiere Burgo	Termica	127	2,7
Italcementi	Convenzionale	44	0,9
PRODUTTORI - DISTRIBUTORI			
A.E.C. Bolzano e Merano	Idrica	34	0,7
A.E.C.M. Primiero	Idrica	21	0,4
Cooperativa Agricola Forza e Luce (Aosta)	Idrica	20	0,4
Altri piccoli distributori	Idrica	60	1,4
ALTRI PRODUTTORI (n.750 circa)		1000	21,0
TOTALE ECCEDENZE		4763	100,0

Tabella 2 – Impianti nuovi: prezzi di cessione delle eccedenze nelle ore piene (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto ed esercizio				Costo evitato di combustibile Ct (2)	Totale			
		fino al 31 dicembre 1998		dal 1 gennaio 1999			fino al 31 dicembre 1998 (3)		dal 1 gennaio 1999 (3)	
		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5
Idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3MW	162,8	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	259,9	238,1	252,7	234,5
Idroelettrici ad acqua fluente fino a 3MW	94,0	43,6		36,4		53,5	191,1		183,9	
Eolici e geotermici	162,8	43,6		36,4		53,5	259,9		252,7	
Fotovoltaici e RSU	313,0	43,6		36,4		53,5	410,1		402,9	
Biomasse	313,0	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	410,1	388,3	402,9	384,7
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia (1)	94,0	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	191,1	189,3	183,9	165,7
Impianti assimilati (1)										
ad idrocarburi: con len 0,51-0,6	33,8	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	130,9	109,1	123,7	105,5
ad idrocarburi: con len oltre 0,6	50,1	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	147,2	125,4	140,0	121,6
a carbone: con len oltre 0,51	62,7	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	159,8	138,0	152,6	134,4

(1) Se si tratta di impianto destinato al teleriscaldamento urbano R è sempre pari 1

(2) Valore stabilito con Deliberazione dell'Autorità n.106/1997 e soggetto ad adeguamento bimestrale

(3) Tale importo varia in funzione del valore attribuito a Ct

Tabella 3 – Altri impianti: prezzo di cessione delle eccedenze nelle ore piene (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto e di esercizio						Costo evitato di combustibile Ct (1)	Totale					
		fino al 31/12/1998		nel 1999		dal 1/1/2000			fino al 31/12/1998		nel 1999		dal 1/1/2000 (2)	
		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5
Tutte le tipologie	0	43,6	21,8	18,2	9,1	0	0	53,5	97,1	75,3	71,7	62,8	53,5	53,5

(1) Valore stabilito con Deliberazione n. 106/1997 e soggetto ad adeguamento bimestrale

(2) Tale importo varia in funzione del valore attribuito a Ct

Tabella 4 – Impianti nuovi e altri impianti: prezzi di cessione delle eccedenze nelle ore vuote (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto ed esercizio	Costo evitato di combustibile		Totale	
			fino al 31/12/1998	dal 1/1/1999	fino al 31/12/1998	dal 1/1/1999
Tutte le tipologie	0	0	Ct 53,5	Pb(1) 43,0	53,5	43,0

(1) Valore relativo al bimestre settembre - ottobre 1997

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il primo bimestre (gennaio-febbraio) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70/97 e abolizione della maggiorazione straordinaria di cui all'art. 1, comma 1.5, della medesima deliberazione

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 gennaio 1998 la parte B della tariffa elettrica viene aumentata dell'8,34% rispetto ai valori in vigore per il sesto bimestre (novembre - dicembre) 1997. L'aliquota media passa da 45,81 lire/kWh a 49,63 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza di cui alla tabella n. 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) del 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 225 del 31 ottobre 1997, sono proporzionalmente aumentate come indicato in allegato (Allegato 1).

1.2 Nel primo bimestre (gennaio - febbraio) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito deliberazione n. 70/97), è aumentato del 5,59% rispetto al bimestre precedente, passando da 23,374 a 24,681 lire/Mcal.

Questo aumento riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre agosto - novembre 1997 rispetto al quadrimestre giugno - settembre 1997:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,990 a 14,717 lire/Mcal (-1,8%). La diminuzione è da attribuirsi alla riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 23,720 a 25,452 lire/Mcal (+7,3%). L'aumento è stato determinato dall'incremento delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari e dal contestuale leggero deprezzamento della lira rispetto al dollaro;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 28,596 a 29,935 lire/Mcal (+4,7%). Anche per il gas l'aumento è il risultato dell'effetto congiunto del deprezzamento della lira rispetto al dollaro e dell'incremento delle quotazioni in dollari.

Per effetto dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) cresce a 56,519 lire/kWh, contro le 53,526 lire/kWh del sesto bimestre 1997, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

1.3 L'aumento dell'aliquota media della parte B della tariffa da 45,81 lire/kWh a 49,63 lire/kWh può essere scomposto nelle due sue componenti:

– un aumento, da 45,81 lire/kWh a 47,00 lire/kWh, (+2,60%) dovuto alla variazione, tra il sesto bimestre del 1997 ed il primo bimestre del 1998 della quota di energia elettrica ammessa al contributo;

– un aumento, da 47,00 lire/kWh a 49,63 lire/kWh, (+5,59%) dovuto all'aumento del costo unitario riconosciuto Ct.

L'aumento del 5,59% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si traduce in un aumento più che proporzionale della parte B della tariffa elettrica per effetto dell'aumento della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della stessa deliberazione (energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della deliberazione n. 70/97). Nel primo bimestre del 1998 questa quota dovrebbe raggiungere lo 0,8780, contro lo 0,8558 del bimestre precedente.

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 gennaio 1998.

2. Abolizione della maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa

2.1 Con decorrenza dall'1 gennaio 1998 viene abolita la maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa. Tale maggiorazione era stata introdotta sulla base dell'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per compensare la diminuzione delle entrate dello Stato derivante dall'applicazione della legge stessa. Con tale comma si stabiliva infatti che "Alle minori entrate derivanti dall'applicazione della presente legge, valutate in lire 115 miliardi per l'anno 1990, in lire 335 miliardi per l'anno 1991 ed in lire 400 miliardi per ciascuno degli anni dal 1992 al 1997, si provvede mediante utilizzo di una quota di pari importo del gettito del sovrapprezzo di cui alla deliberazione del CIP del 21 dicembre 1988 ... che ... viene conseguentemente applicato per un periodo di pari durata."

2.2 Le minori entrate di cui sopra erano previste per gli anni dal 1990 al 1997. Pertanto venendo meno, dopo l'1 gennaio 1998, i presupposti che hanno determinato i versamenti annuali alle entrate dello Stato finanziati con la maggiorazione straordinaria in oggetto, si procede all'abolizione della maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa, la cui aliquota media per l'anno 1997 è stimata pari a 1,83 lire/kWh.

Allegato 1 - Effetti dell'aggiornamento della tariffa elettrica

CLASSI DI UTENZA	Sesto bimestre 1997				Primo bimestre 1998			Variazione lire/kWh
	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Sovrap- prezzo non inglobato	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	
BASSA TENSIONE								
1) Fornitura per usi domestici								
a) fino a 3kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	19,7	18,8	1,9	40,4	19,7	20,4	40,1	- 0,3
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,4	80,3	2,1	111,8	29,4	87,0	116,4	4,6
2) Forniture per usi agricoli	25,5	54,6	2,0	82,1	25,5	59,2	84,7	2,6
3) Altri usi	27,3	58,5	2,2	88,0	27,3	63,4	90,7	2,7
MEDIA TENSIONE								
4) Tutti gli usi	21,1	39,8	1,8	62,7	21,1	43,1	64,2	1,5
ALTA TENSIONE								
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,6	37,9	1,4	57,9	18,6	41,1	59,7	1,8
6) Alluminio primario	6,5	6,2	0,4	13,1	6,5	6,7	13,2	0,1
7) Ferrovie dello Stato (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)	4,8	3,6	0,2	8,6	4,8	3,9	8,7	0,1