

Risulta che entrambi gli indicatori comportano una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg. Essendo la variazione del prezzo del gasolio rilevato dal MICA la più favorevole all'utente, dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 8,4 L per metro cubo (mc) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 0,91 L/kcal e 0,78 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi, che nel mese di settembre hanno avuto una ripresa per poi tornare a scendere già nei primi giorni del mese di ottobre. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 13,43 L/kg (-6,3%) risulta attribuibile all'effetto combinato della diminuzione del prezzo espresso in US\$ (da 119,59 a 114,98 US\$ per tonnellata metrica, pari a -3,9%), e del tasso di cambio US\$/L (-2,4%).

3. Il meccanismo di adeguamento periodico delle tariffe del gas tende ad attenuarne la diminuzione, in quanto è basato su medie semestrali. Nel caso dell'indicatore CIF Med del prezzo del gasolio la media semestrale rilevata è superiore a quella degli ultimi due mesi (circa 199 L/kg contro 195); lo stesso accade nel caso del gasolio MICA (436 L/kg contro 429).

Ai fini dell'adeguamento periodico previsto per il bimestre novembre-dicembre 1998, il ribasso dell'indicatore MICA risulta maggiore di quello del prezzo del gasolio CIF Med. Si tratta di un parziale recupero dei più accentuati incrementi registrati in periodi precedenti dal prezzo nazionale del gasolio rispetto a quello internazionale. Il meccanismo di adeguamento periodico previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, prevedendo in via transitoria il ricorso all'indicatore più favorevole all'utente, consente di recuperare almeno in parte gli effetti sul prezzo del gas degli incrementi del prezzo del gasolio in Italia, come rilevato dall'indicatore MICA.

Con questa diminuzione, che è la quarta in ordine di tempo a partire da maggio scorso, le tariffe per uso riscaldamento ed altri usi si sono ridotte di 55,1 L per metro cubo pari a circa il 10% della tariffa media, considerata al netto delle imposte. La riduzione del prezzo di acquisto del metano nello stesso periodo da parte delle aziende distributrici è stato di 50,3 L. per metro cubo pari al 14,3 %.

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 161

PRESUPPOSTI E FONDAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO E LA MODIFICA DELLE COMPONENTI DELLA PARTE A E L'AGGIORNAMENTO DELLA PARTE B DELLA TARIFFA ELETTRICA, AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97 E PER ALCUNE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

1. Premessa

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), oggetto della presente relazione tecnica, si propone di:

- a) riordinare le componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica;
- b) aggiornare la parte B della tariffa elettrica ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97), tenendo anche conto delle possibili modifiche delle accise sui combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica, come previste dal disegno di legge recante Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo, approvato dal Parlamento in data 20 dicembre 1998;
- c) definire i criteri che la Cassa conguaglio per il settore elettrico deve utilizzare nel rimborso degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari, nonché alla loro chiusura.

Segue l'illustrazione dei tre temi in premessa.

2. Riordino delle componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica

L'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 prevede che, a decorrere dall'1 luglio 1997, il Conto per l'onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico continui ad operare esclusivamente per il ripianamento degli squilibri relativi agli anni 1994, 1995, 1996 ed al primo semestre 1997 e che a tale ripianamento venga destinato il gettito della componente tariffaria A1.

Secondo le più recenti stime il ripianamento degli squilibri del Conto per l'onere termico, relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997, dovrebbe essere completato nei primi giorni del primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999. In realtà, il momento effettivo del completamento del ripianamento dipende dalla quantità di energia elettrica consumata dall'utenza e, quindi, non sarà determinabile se non a posteriori. Inoltre, rettifiche di fatturazione, possibili per dieci anni a partire dalla soppressione del sovrapprezzo termico disposta dalla deliberazione n. 70/97, fanno sì che, almeno in linea di principio, il conto non possa essere chiuso se non dopo il 30 giugno 2007. L'effetto delle rettifiche è peraltro di entità trascurabile.

Nonostante queste considerazioni introducano elementi di flessibilità, si ritiene

opportuno procedere, a partire dall'1 gennaio 1999, ad un riordino delle componenti inglobate nella parte A della tariffa al fine di:

- sopprimere la componente tariffaria A1, prevedendo al contempo un meccanismo per far fronte all'eventuale squilibrio del Conto per l'onere termico ancora non ripianato alla suddetta data;
- adeguare la componente tariffaria A2 al fine di provvedere il gettito necessario al rimborso degli oneri pregressi (vale a dire oneri diversi da quelli relativi al riprocessamento del combustibile irraggiato e alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari) connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura (di seguito: oneri nucleari pregressi), anche a seguito della deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 140 del 18 giugno 1998 (di seguito: deliberazione n. 58/98), in materia di verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi dei suddetti oneri e di determinazione degli oneri ammessi a rimborso;
- adeguare la componente tariffaria A3 in connessione con le esigenze di gettito per la copertura dei contributi erogati dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (di seguito: Conto nuovi impianti);
- razionalizzare l'articolazione per classi di utenza delle componenti tariffarie A2 e A3.

Inoltre, si prevede di introdurre una modifica nella struttura delle componenti tariffarie A2 e A3, a decorrere dall'1 marzo 1999, che distingua, per ciascuna componente tariffaria, una parte riferita alla potenza impegnata ed una parte riferita all'energia elettrica fornita.

2.1 Soppressione della componente tariffaria A1

La componente tariffaria A1, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 19,3 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 4300 miliardi di lire, viene soppressa a decorrere dall'1 gennaio 1999. L'eventuale squilibrio residuo del Conto per l'onere termico risultante a tale data verrà coperto con le disponibilità del Conto costi energia.

Qualora il ripianamento del Conto per l'onere termico fosse conseguito prima dell'1 gennaio 1999, le eccedenze di gettito della componente tariffaria A1 saranno accreditate al Conto costi energia.

2.2 Adeguamento della componente tariffaria A2

La componente tariffaria A2, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 1,5 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 330 miliardi di lire, viene incrementata ad un livello medio di aliquota pari a 8,0 L/kWh. Ciò genera un gettito su base annua pari a circa 1760 miliardi di lire, consentendo il rimborso degli oneri nucleari pregressi nell'arco di circa un anno.

2.3 Adeguamento della componente tariffaria A3

La componente tariffaria A3, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 9,7 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 2170 miliardi di lire, viene modificata in relazione alle esigenze di gettito di tale conto, stimabili per il 1999 in circa 2500 miliardi lire.

L'aliquota media della componente tariffaria A3 viene pertanto aumentata di circa 1,5 L/kWh, portandola a circa 11,2 L/kWh. Ciò dovrebbe dare un gettito su base annua di circa 2470 miliardi di lire che, sommato al gettito della componente tariffaria A3bis, stimabile in circa 15 miliardi di lire su base annua, assicurerà la copertura del fabbisogno del Conto nuovi impianti.

2.4 Razionalizzazione dell'articolazione per classe di utenza delle componenti tariffarie A2 e A3

La deliberazione dell'Autorità ridefinisce e razionalizza l'articolazione, per classi di utenza, delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa. La nuova articolazione, comune alle componenti tariffarie A2 e A3, prevede che l'aliquota applicabile a ciascuna classe di utenza sia proporzionale alla quantità di energia elettrica che deve essere immessa in rete per garantire la fornitura di 1 kWh agli utenti appartenenti alla classe stessa, una volta tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulla rete.

Le aliquote delle componenti inglobate nella parte A della tariffa sono perciò identiche per classi di utenza alimentate allo stesso livello di tensione. La differenza tra aliquote applicabili a classi di utenza alimentate a diversi livelli di tensione rispecchia unicamente la differenza nelle perdite sulla rete associate con i suddetti livelli.

Al criterio generale enunciato fanno eccezione le aliquote relative alle forniture per la produzione di alluminio primario e alle forniture alle Ferrovie dello Stato per consumi in eccesso ai quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730. In questi casi le aliquote delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa sono state determinate in modo da lasciare invariata l'aliquota complessiva di questa parte della tariffa.

Non viene modificata l'articolazione per classi di utenza della componente tariffaria A3bis, applicabile all'energia elettrica di cui all'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

2.5 Modifica della struttura delle componenti tariffarie A2 e A3

Si prevede che a decorrere dall'1 marzo 1999, per le forniture diverse da quelle in bassa tensione per usi domestici, le componenti tariffarie A2 e A3 siano specificate con un'aliquota riferita alla potenza impegnata ed un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita.

In questo modo le componenti tariffarie A2 e A3 si baseranno non più su uno solo ma su entrambi i principali parametri che definiscono la fornitura di energia elettrica, distribuendo l'onere tra gli utenti sulla base di una più completa caratterizzazione della fornitura.

Nel caso di forniture di energia elettrica con diverso impegno di potenza in distinti periodi dell'anno, l'aliquota riferita alla potenza impegnata si applica, in ciascun mese, al livello massimo della potenza impegnata nel mese.

Nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie o multiorarie, per l'applicazione dell'aliquota riferita alla potenza impegnata si considera, in ciascun mese, la potenza impegnata equivalente. Questa viene calcolata sulla base delle potenze impegnate in

ciascuna fascia oraria, utilizzando le seguenti espressioni:

- potenza impegnata equivalente nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie:

$$PE = 0,432 PP + 0,568 PV,$$

dove PP e PV sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore piene e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 1), lettera a) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/90;

- potenza impegnata equivalente nel caso di forniture regolate da tariffe multiorarie:

$$PE = 0,059 P1 + 0,207 P2 + 0,143 P3 + 0,591 P4,$$

dove P1, P2, P3 e P4 sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore di punta, nelle ore di alto carico, nelle ore di medio carico e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 2), lettera b) del sopra richiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 45/90.

Si ritiene di prevedere fin da ora questa modifica nella struttura delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa, che avrà effetto solo a decorrere dal secondo bimestre 1999, per permettere agli esercenti il servizio elettrico di adeguare le procedure di fatturazione all'utenza.

La tabella 1 riassume le modifiche alle aliquote di tariffa per le diverse classi di utenza come risultato dell'aggiornamento e modifica illustrati nelle sezioni 2 e 3.

3. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

Per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 la parte B della tariffa viene aggiornata al fine di:

- tener conto delle variazioni nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;
- prevedere la copertura di eventuali maggiori costi della produzione di energia elettrica derivanti dalla variazione delle accise applicabili ai combustibili utilizzati in tale attività.

In particolare, a decorrere dall'1 gennaio 1999, la parte B della tariffa, oltre a riflettere i prezzi dei combustibili sui mercati internazionali ed i costi di trasporto, incorpora una quota a copertura, a titolo di acconto, dei maggiori costi dei combustibili derivanti da eventuali variazioni delle accise a questi applicabili, come previste dal disegno di legge recante Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo, approvato dal Parlamento in data 20 dicembre 1998.

Qualora le suddette variazioni delle accise entrassero in vigore, l'Autorità provvederà ad adeguare il costo unitario riconosciuto dei combustibili per tenere conto dei maggiori oneri fiscali imposti sulla produzione di energia elettrica. Non sarà invece necessario provvedere ad una contestuale modifica della parte B della tariffa, la quale, come sopra detto, già comprende una quota a copertura, a titolo di acconto, di

tali maggiori oneri. La differenza, positiva o negativa, tra la quota di aliquota introdotta a titolo di acconto nella parte B della tariffa e quella corrispondente agli effettivi maggiori oneri fiscali derivanti dalle modificazioni delle aliquote delle accise sui combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica sarà conguagliata nella parte B della tariffa in occasione del prossimo aggiornamento bimestrale.

3.1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili e del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici

Per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, è diminuito del 5,00% rispetto al sesto bimestre 1998, passando da 18,753 a 17,815 L/Mcal.

La diminuzione riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali, sia un apprezzamento della lira nei confronti del dollaro USA, il cui rapporto di cambio ha mostrato un valore medio per il quadrimestre agosto – novembre 1998 pari a 1682,841 L/\$, inferiore del 3,61% rispetto al valore di 1745,874 L/\$ medio per il quadrimestre giugno – settembre 1998 utilizzato in occasione del precedente aggiornamento.

Gli indici relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,499 a 14,008 L/Mcal (-3,4%). La variazione è riconducibile essenzialmente al rapporto di cambio del dollaro USA verso la lira, essendo le quotazioni in dollari del carbone sostanzialmente stabili sul principale mercato di approvvigionamento, ovvero gli Stati Uniti, in lieve rialzo sul mercato sudafricano ed in leggera flessione su tutti gli altri mercati di riferimento del paniere (Polonia, Cina, Colombia, Venezuela);
- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 18,662 a 17,576 L/Mcal (- 5,8%). La diminuzione è dovuta al calo delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari, in particolare durante il mese di novembre;
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 22,108 a 21,235 L/Mcal (-3,9%). Anche per il gas naturale, la diminuzione è il risultato del calo delle quotazioni in dollari degli oli e dei greggi di riferimento.

Per effetto della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) si riduce a 40,796 L/kWh, contro le 42,944 L/kWh del sesto bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

3.2 Aggiornamento delle aliquote della parte B della tariffa elettrica

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 gennaio 1999. L'aggiornamento della parte B della tariffa per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 riflette:

- la riduzione del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici;
- l'aumento della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo ai costi di energia;
- la previsione di una quota di aliquota a copertura, a titolo di acconto, di eventuali variazioni nelle accise applicabili ai combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene infatti determinata moltiplicando il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia ammessa ai contributi¹ (articolo 6 della deliberazione n. 70/97 come integrato dalla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 1998, n. 05/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1998) e valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia assoggettata alla parte B della tariffa (articolo 2 della deliberazione n. 70/97). Per il primo bimestre del 1999 questa quota risulta pari a 0,9940.

In occasione dell'aggiornamento della parte B della tariffa per il primo bimestre 1999 si è anche provveduto ad identificare una quota aggiuntiva di aliquota, pari in media a 0,69 L/kWh, a copertura, a titolo di acconto, di eventuali variazioni delle accise sui combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica, come previste dal già richiamato disegno di legge recante Misure di stabilizzazione e di sviluppo del 20 dicembre 1998.

Pertanto la diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa, da 42,11 L/kWh a 41,24 L/kWh, può essere scomposta nelle seguenti variazioni:

- un aumento da 42,11 L/kWh a 42,69 L/kWh, dovuto alla variazione, tra il sesto bimestre del 1998 ed il primo bimestre del 1999 della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo²;
- una diminuzione, da 42,69 L/kWh a 40,55 L/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct;
- un aumento da 40,55 L/kWh a 41,24 L/kWh, dovuto all'aggiuntiva quota di aliquota.

¹ Energia prodotta da impianti termoelettrici, energia importata, energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997.

² L'energia elettrica ammessa al contributo include l'energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché l'energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997. Si tratta dell'energia elettrica i cui contributi per costo evitato di combustibile, per effetto della deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, sono a carico del conto costi energia per la quota corrispondente ai contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'energia elettrica importata.

La risultante riduzione del 2,06% si applica alle aliquote relative a tutte le categorie di utenza, ad eccezione che nel caso di:

- forniture per uso domestico nelle abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW e per livelli di consumo mensile fino a 150 kWh, già caratterizzate da aliquote della parte B della tariffa significativamente inferiori rispetto a quelle applicabili alle altre forniture per usi domestici, per le quali l'aliquota della parte B della tariffa viene fissata in modo da lasciare invariato l'onere complessivo delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa;
- forniture per la produzione di alluminio primario, per le quali il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996, prevede che le eventuali variazioni in diminuzione dei sovrapprezzi, ora parte B della tariffa, non siano applicate alle suddette forniture fino a che non sia stato raggiunto il trattamento previsto per le forniture normali.

4. Criteri per il rimborso degli oneri nucleari

La deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, all'articolo 5, ha disposto l'istituzione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico di due nuovi conti destinati alla gestione dei rimborsi degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura:

- a) "Conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici", per la gestione dei rimanenti rimborsi nei confronti delle imprese appaltatrici;
- b) "Conto per il rimborso all'Enel di oneri relativi ad attività nucleari residue", per la gestione dei rimborsi all'Enel degli oneri riconosciuti per il "riprocessamento combustibile irraggiato" e per la "messa in sicurezza e smantellamento" delle centrali nucleari.

Lo stesso articolo 5 prevede che il "Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari", di cui al punto 2 del provvedimento del CIP 21 dicembre 1988, n. 27/88, venga utilizzato per la gestione dei rimborsi all'Enel degli oneri nucleari pregressi.

La deliberazione dell'Autorità n. 58/98 non prevede peraltro in che modo i suddetti conti debbano essere alimentati, né come debbano essere imputati i rimborsi all'Enel ed alle imprese appaltatrici disposti fino ad ora dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

La deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica precisa pertanto che:

- i rimborsi disposti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico fino al 31 dicembre 1998 debbano intendersi riferiti agli oneri nucleari pregressi. Pertanto, l'ammontare da reintegrare degli oneri relativi al riprocessamento del combustibile nucleare irraggiato ed alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari è pari al valore riconosciuto dai provvedimenti in materia del Comitato interministeriale dei prezzi, aumentato degli interessi per differito pagamento;
- il gettito della componente tariffaria A2 viene utilizzato per alimentare il Conto

per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici e il Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari, in proporzione ai rispettivi livelli degli oneri ancora da reintegrare.

Tabella 1 – Aliquote in vigore dal 1 gennaio 1999 rispetto a quelle in vigore nel 6° bimestre novembre-dicembre 1998

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	6° bimestre Novembre-Dicembre 1998			1° bimestre 1999 Gennaio-Febbraio 1999		
	Comp.li inglobate nella parte A	Parte B	Totale	Comp.li inglobate nella 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	21,2	18,9	40,1	19,9	20,2	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	44,4	72,0	116,4	19,9	70,6	90,5
2) Forniture per usi agricoli	34,8	49,9	84,7	19,9	48,9	68,8
3) Altri usi	37,1	53,6	90,7	19,9	52,5	72,4
MEDIA TENSIONE						
4) Tutti gli usi	27,9	36,3	64,2	18,8	35,6	54,4
ALTA TENSIONE						
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	24,9	34,8	59,7	18,4	34,1	52,5
6) Alluminio primario	7,5	5,7	13,2	7,5	5,7	13,2
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)	5,3	3,4	8,7	5,3	3,3	8,6

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 162

PRESUPPOSTI PER LA DEFINIZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELLE ECCEDENZE DI ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE FINO A 3 MW

1. Premessa

Con lettera in data 13 maggio 1998 (prot. A/82) l'Enel Spa (di seguito: Enel), con sede legale in via G.B. Martini 3, Roma, ha informato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) che "in relazione alla scadenza di numerose convenzioni per cessioni destinate all'Enel, riguardanti quasi esclusivamente produzioni da impianti idroelettrici di piccola potenza, l'Enel proporrà agli interessati di regolare le cessioni con accordi di durata annuale, tacitamente rinnovabili, nei quali viene prevista l'applicazione del trattamento stabilito dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97".

Si stima che le convenzioni stipulate dall'Enel con produttori terzi relative ad impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW riguardino 464 impianti, per una capacità installata pari a 307 MW, con 238 convenzioni già scadute od in scadenza entro la fine del 1998. Ciò rispetto ad un totale di convenzioni stipulate dall'Enel con produttori terzi che riguarda 858 impianti alimentati da fonti 'rinnovabili pure' (di cui 629 nel segmento con potenza fino a 3 MW e 561 idroelettrici), per una capacità installata equivalente di 2 949 MW (di cui 510 nel segmento con potenza fino a 3 MW), con 291 convenzioni già scadute od in scadenza entro la fine del 1998 (Tavola 1).

Con lettera in data 1 giugno 1998 (prot. 4827.A2) la Federazione produttori energie rinnovabili (di seguito: Federpern), con sede legale in corso Re Umberto, 44, Torino, ha richiesto un incontro al Presidente dell'Autorità per illustrare le problematiche relative ai piccoli produttori idroelettrici. Nell'incontro, tenutosi in data 26 giugno 1998 presso la sede dell'Autorità tra rappresentanti di Federpern e funzionari dell'Autorità, la Federpern ha consegnato un memoriale ed ha richiesto l'intervento dell'Autorità per una proroga, almeno fino alla data di apertura del mercato, delle convenzioni per cessione destinata scadute il 31 dicembre 1997 ed in corso di scadenza.

Con lettera in data 1 giugno 1998 (prot. 4992.A2) l'Unione produttori energie rinnovabili (di seguito Uper), con sede legale in via S. Quintino 28, Torino, ha rappresentato all'Autorità la situazione dei piccoli produttori idroelettrici membri dell'Uper, includendo anche una relazione tecnica dal titolo "Problematiche connesse all'attuale situazione di cessione dell'energia elettrica ottenibile dagli impianti idroelettrici minori e proposte per un miglioramento della redditività di tali impianti" ed una tabella di comparazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili praticati in alcuni Paesi europei. L'Uper ha trasmesso successivamente all'Autorità copia della segnalazione inviata in data 30 giugno 1998 al Presidente della Repubblica.

Con nota in data 22 luglio 1998 l'Associazione produttori energia da fonti rinnovabili (di seguito Aper), con sede legale in piazza Cinque Giornate 10, Milano, ha tra-

smesso all'Autorità una relazione sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e successivamente, in data 24 settembre 1998, un documento concernente l'analisi di redditività per cinque impianti idroelettrici tipici.

2. Finalità della deliberazione dell'Autorità

Avendo considerato i documenti e le informazioni acquisite anche nel corso di incontri con i soggetti interessati, l'Autorità ritiene opportuno riconoscere i costi relativi agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua fino a 3 MW tenendo conto dei vantaggi ambientali e delle ricadute socio-economiche locali.

La deliberazione dell'Autorità, oggetto della presente relazione tecnica, si propone pertanto di:

- a) modificare e integrare i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW di cui alla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 108/97);
- b) integrare i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta fino a garantire un'adeguata copertura dei costi allo scadere delle convenzioni di cessione destinata all'Enel e comunque per tutti gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW che cedono energia all'Enel come eccedenze.

La deliberazione dell'Autorità ha tuttavia carattere temporaneo in attesa di nuove norme e provvedimenti di sostegno delle fonti rinnovabili di energia che potrebbero essere adottate per l'attuazione del protocollo di Kyoto e per il conseguimento di finalità di politica energetica nazionale ed europea.

3. La situazione tariffaria in atto

L'attuale ordinamento tariffario in materia di cessione dell'energia elettrica dal produttore al soggetto cessionario (Enel e imprese elettriche minori, secondo l'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9) prevede due tipologie distinte: la cessione destinata (o 'dedicata') e la cessione di eccedenze, regolate ciascuna da convenzioni-tipo che il produttore di energia ed il soggetto cessionario sono tenuti a stipulare ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992.

3.1 Prezzi di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW

Alla nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, di cui al titolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92), come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994, oggetto dei contratti di cessione destinata viene riconosciuto un prezzo, inclu-

sivo dell'ulteriore componente, di 160,3 L/kWh (valore di acconto 1 gennaio-31 dicembre 1998 determinato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico) per un periodo massimo di 8 anni.

Alla fine di tale periodo, o per gli impianti riconosciuti come esistenti, viene riconosciuto un prezzo di cessione pari a 102,8 L/kWh, corrispondente al costo evitato di produzione (valore di acconto 1 gennaio – 31 dicembre 1998).

3.2 Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW

In base alla deliberazione dell'Autorità n. 108/97, il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW è differenziato a seconda che l'energia venga prodotta da 'impianti nuovi' o da 'altri impianti', in 'ore piene' o 'ore vuote'.

Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'impianti nuovi' è composto:

a) nelle ore piene da tre componenti:

- la componente di incentivazione di cui al titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 e successive integrazioni e modificazioni, riconosciuta per i primi otto anni dalla data di entrata in servizio dell'impianto (94 L/kWh);
- la componente di prezzo relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse, riconosciuta per i primi otto anni dalla data di entrata in servizio dell'impianto, pari a 43,6 L/kWh fino al 31 dicembre 1998 ed a 36,4 L/kWh dall'1 gennaio 1999;
- la componente di prezzo relativa al costo evitato di combustibile (Ct), come definito dal comma 6.5 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), soggetto ad aggiornamento bimestrale;

b) nelle ore vuote dal costo evitato di combustibile (Ct) fino al 31 dicembre 1998 e, dopo l'1 gennaio 1999, dal valore medio unitario della parte B della tariffa (PB), come definito dal comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

Con riferimento all'ultimo aggiornamento tariffario dell'anno 1998 (bimestre novembre-dicembre 1998: Ct=42,9 L/kWh e PB=42,1 L/kWh), il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'impianti nuovi' dall'1 gennaio 1999 risulta quindi pari a:

a) ore piene $94 + 36,4 + 42,9 = 173,3$ L/kWh per gli impianti con meno di otto anni di esercizio, oppure $36,4 + 42,9 = 79,3$ L/kWh per quelli con più di otto anni di esercizio

b) ore vuote $B = 42,1$ L/kWh

equivalente ad una tariffa media di 95,4 L/kWh per gli impianti con meno di otto anni di esercizio e di 57,2 L/kWh per quelli con più di otto anni di esercizio, ipotizzando una cessione uniforme nel corso dell'anno.

Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'altri impianti' è composto:

a) nelle ore piene da due componenti:

- componente di prezzo relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse pari a 43,6 L/kWh fino al 31 dicembre 1998, 18,2 L/kWh nel 1999 e 0 L/kWh dall'1 gennaio 2000;
- componente di prezzo pari al costo evitato di combustibile Ct;

b) nelle ore vuote dalla sola componente costo evitato di combustibile Ct (fino al 31 dicembre 1998) e dalla componente PB dopo l'1 gennaio 1999.

Con riferimento ai valori di Ct e di PB dell'ultimo bimestre 1998, il prezzo medio di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da 'altri impianti' risulta pari a:

- *nel 1999*: ore piene 18,2 + Ct, ore vuote PB, equivalente ad una tariffa media di 49,8 L/kWh, con riferimento ai valori di Ct e di PB dell'ultimo bimestre 1998 ed ipotizzando una cessione uniforme nel corso dell'anno;
- *dall'1 gennaio 2000*: ore piene Ct, ore vuote PB, equivalente ad una tariffa media di 42,4 L/kWh, con riferimento agli stessi valori di Ct, PB e del rapporto tra ore piene e vuote sopra utilizzati.

4. I risultati dell'indagine sui costi

Dall'indagine condotta dagli uffici dell'Autorità relativamente ai costi degli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale di concessione non superiore a 3 MW è emerso che:

- gli *investimenti unitari* sono compresi tra 3 milioni di lire a kW (taglia da 2.5 MW) e 4 milioni di lire a kW per le taglie inferiori a 220 kW;
- i *costi fissi di impianto*, in assenza di alcun tipo di finanziamento, sono compresi tra 32 e 53 L/kWh in misura pari agli *ammortamenti fiscali*, in base ai quali sono consentite percentuali annue di ammortamento pari all'1% per le opere idrauliche, al 3% per le opere civili, al 7% per gli equipaggiamenti elettromeccanici ed al 20% per gli investimenti immateriali (Tavola 2);
- i *costi di esercizio* variano in modo sensibile al variare della taglia degli impianti tra 31 e 69 L/kWh secondo i dati forniti dalle associazioni dei produttori (Tavola 2) e tra 25 e 63 L/kWh secondo le valutazioni degli uffici dell'Autorità (Tavola 3). Infatti le voci di costo relative al canone di concessione e all'addizionale regionale riportate nella Tavola 3 sono inferiori alle corrispondenti voci indicate nella documentazione fornita dall'Aper: ciò in quanto quest'ultima ha fatto riferimento ai canoni di concessione previsti dal decreto del Ministro delle finanze 2 marzo 1998, n. 258, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 179 del 3 agosto 1998. Gli uffici dell'Autorità, previe le opportune verifiche presso l'Amministrazione delle finanze, hanno accertato che, per il periodo successivo all'1 gennaio 1994 e per tutti i tipi di utenza di acqua pubblica, trovano applicazione i canoni previsti dall'articolo 18 della legge 5 gennaio 1994, n.36 e le successive norme di attuazione contenute nei decreti del Ministro delle finanze 25 febbraio 1997, n. 90, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 77 del 3 aprile 1997 e 20 marzo 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 95 del 24 aprile 1998.
- sia i costi unitari di impianto che quelli di esercizio presentano un sensibile *effetto scala* (Tavola 4).

Pur trattandosi in generale di impianti "non presidiati", alcune voci di costo — come la quota parte di costo del personale addetto alle ispezioni periodiche di controllo ed alla manutenzione ordinaria — gravano in modo particolare sugli impianti di taglia medio piccola.

Trattandosi di investimenti ad alta intensità di capitale, considerati i rapporti tipici tra capitale investito e flussi di ricavi, le diverse associazioni interpellate hanno formulato ipotesi di remuneratività dei costi basate su indicatori diversi, quali il tasso di redditività interno (al lordo ed al netto delle tasse) relativo ad alcune tariffe di cessione dell'energia per impianti che hanno già usufruito di 8 anni di incentivi (Tavola 5, di fonte Aper), oppure il tasso di remunerazione del capitale investito netto (Tavola 6, di fonte Uper).

Infine, gli uffici dell'Autorità hanno ritenuto di svolgere un'indagine in ordine al trattamento tariffario applicato in alcuni Paesi dell'arco alpino (Francia, Germania e Austria), dalla quale sono emersi livelli tariffari superiori a quelli previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97.

5. Metodologia seguita per la determinazione dei nuovi prezzi di cessione

5.1 Determinazione dei prezzi di cessione per gli impianti che hanno usufruito dei contributi previsti dai provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92

Oltre alla specificità dei costi, come sopra evidenziata, nella quantificazione dei prezzi da riconoscere per le eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici 'minori' un ulteriore elemento da considerare riguarda l'effetto che su tali prezzi consegue dalla corresponsione del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 34/90) o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n. 6/92 per gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989 (di seguito: provvedimento CIP n.15/89), del provvedimento CIP n. 34/90 e del provvedimento CIP n.6/92. Infatti, trattandosi di impianti che hanno già usufruito per alcuni anni di prezzi incentivati, ovvero del trattamento tariffario a 'gradino' previsto dai provvedimenti sopracitati, i prezzi dell'energia elettrica prodotta alla fine di tale periodo devono tener conto che i costi fissi sono stati remunerati ed ammortizzati in maniera accelerata rispetto ad un situazione di tariffa costante durante la vita dell'impianto.

Di seguito si indicano con:

- X il prezzo di cessione, espresso in L/kWh, che deve essere riconosciuto per una adeguata copertura dei costi alla fine del periodo complessivo di corresponsione T1 del contributo per la produzione da fonti rinnovabili o dell'ulteriore componente;
- T2 il periodo residuo, espresso in anni, nel corso del quale riconoscere il prezzo di cessione X, pari alla differenza tra la vita economica dell'impianto, assunta pari a trenta anni, ed il periodo T1 sopra definito;
- P tariffa, espressa in L/kWh, corrisposta nel periodo di incentivazione T1;
- C il costo di esercizio, differenziato in funzione dei costi specifici delle diverse taglie di impianto, come riportato nella Tavola 3;
- Io l'investimento unitario iniziale, espresso in lire per kW, dove la potenza si riferisce alla potenza nominale installata totale dell'impianto;

- h le ore annue di utilizzazione media, pari al rapporto tra l'energia annua producibile e la potenza nominale installata dell'impianto;
- r il tasso di rendimento del capitale investito o di attualizzazione dei flussi netti di cassa, espresso in % per anno;

Deve risultare pari a zero la somma dei flussi di cassa netti attualizzati, ovvero che:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^T (Ph - Ch)/(1+r)^t + 1/(1+r)^T * \sum_{t=1}^T (Xh - Ch)/(1+r)^t = 0$$

Risolviendo per X si ottiene:

$$X = C + (r(1+r)^{T_1+T_2}/((1+r)^{T_2}-1)) * [I_0/h - (P-C) * ((1+r)^{T_1}-1)/r(1+r)^{T_1}]$$

Nella Tavola 7 sono riportati i prezzi di cessione X che, in funzione dei parametri caratteristici per taglia di impianto (investimento unitario I_0 , costi di esercizio C ed ore annue di utilizzazione), consentono di remunerare, ad un tasso di rendimento r che si è assunto pari al 6% all'anno (valor medio risultante dalla somma di due componenti: l'una relativa al costo medio ponderato del capitale, l'altra a copertura dei rischi dell'investimento), gli investimenti relativi alle tre classi di impianti così individuate:

Classe I comprendente gli impianti completamente ammortizzati dal punto di vista dei costi in conto capitale e che presentano quindi i soli costi di esercizio;

Classe II comprendente gli impianti che hanno usufruito del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento CIP n.34/90 o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 per gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92, considerando tre periodi complessivi di corresponsione di detti contributi di incentivazione (3, 5 ed 8 anni);

Classe III comprendente gli impianti che non rientrano nella Classe II (caso: $T_1=0$) e nella Classe I.

Si osserva che per gli impianti di taglia più elevata (1001-2000kW e 2001-3001 kW) e che hanno beneficiato di 8 anni di incentivazione, i prezzi di cessione ammissibili risultano inferiori alla tariffa di cessione delle eccedenze da nuovi impianti (57,3 L/kWh) o da altri impianti (49,8 L/kWh); pertanto, per semplificare il trattamento tariffario, si è ritenuto opportuno considerare come livello minimo riconosciuto un prezzo pari a 60 L/kWh.

5.2 Determinazione dei prezzi di cessione per gli impianti che hanno usufruito di eventuali contributi in conto capitale

Poiché alcuni impianti possono aver beneficiato anche di contributi in conto capitale erogati sia ai sensi delle leggi 29 maggio 1982, n. 308 e 9 gennaio 1991, n.10, che fissavano limiti massimi nella misura del 30% (trenta per cento) della 'spesa ammesa', sia da altri organismi statali nazionali, sovranazionali (in particolare la Commissione europea) o da amministrazioni locali, occorre prevedere una riduzione dei

prezzi di cessione in funzione di diverse soglie di contribuzione in conto capitale.

Per tener conto dei contributi in conto capitale, tra cui quelli previsti per la costruzione di 'nuovi impianti' ai sensi dell'articolo 14, comma 2, della legge 29 maggio 1982, n.308, e degli articoli 14 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n.10, di cui almeno una parte degli impianti idroelettrici oggetto del presente provvedimento possono aver beneficiato, è stato quantificato l'impatto sui prezzi di cessione di un contributo a fondo perduto pari all'1% (uno per cento) del valore totale dell'investimento iniziale.

Inoltre, mentre il riconoscimento dei prezzi di cessione in base al titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 era alternativo ai contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, ed infatti, al titolare dell'impianto od al suo legale rappresentante, veniva richiesto di trasmettere al Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato e alla CCSE dichiarazione giurata di non aver fruito di contributi e di rinunciare ad eventuali contributi relativi a domande già presentate, può invece verificarsi il caso di impianti che hanno usufruito sia di contributi CIP n. 6/92 che di contributi in conto capitale. Pertanto, nel caso di impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW che hanno usufruito di *contributi in conto capitale*, ai prezzi di cessione come sopra calcolati e riportati nella tabella A del paragrafo 6.4, righe Classe II e III, si ritiene congruo applicare una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo in conto capitale ricevuto, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale.

6. Contenuto della deliberazione dell'Autorità

6.1 Definizioni

Ai fini della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica:

- per *potenza nominale media annua* si intende la potenza nominale di concessione valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- per *potenza installata delle singole unità di generazione* si intende la potenza efficiente lorda di ciascuna delle turbine idrauliche in servizio o, in alternativa, il valore della potenza nominale o di targa in kW delle turbine in servizio riportato nella denuncia UTF di attivazione di officina elettrica;
- per *potenza convenzionale* si intende la media ponderata delle potenze installate delle singole unità di generazione, dove i pesi sono proporzionali alle potenze stesse. Ad esempio, se P_1 è la potenza installata della prima unità di generazione, P_2 della seconda e P_n della n-esima unità di generazione, la potenza convenzionale P_{conv} si calcola nel modo seguente:

$$P_{conv} = (P_1 \times P_1 + P_2 \times P_2 + \dots + P_n \times P_n) / (P_1 + P_2 + \dots + P_n)$$

Naturalmente se $P_1 = P_2 = \dots = P_n$, risulta che: $P_{conv} = P_1 = P_2 = \dots = P_n$

Sulla base dei criteri già esposti nel paragrafo 5.1, sono inoltre individuate le seguenti classi di impianti: