

RELAZIONE TECNICA

PRESUPPOSTI PER LA DETERMINAZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI IDROELETTRICI CON POTENZA FINO A 3 MW, AI SENSI DEL COMBINATO DISPOSTO DELL'ARTICOLO 22, COMMA 5, DELLA LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9 E DELL'ARTICOLO 3, COMMA 12, DEL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79

1. Premessa

Con la deliberazione 8 giugno 1999, n. 82/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 189 del 13 agosto 1999 (di seguito: deliberazione n. 82/99), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ha determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW al fine di garantire la copertura dei costi di produzione dei medesimi impianti in condizioni di economicità e redditività, con effetto dall'1 settembre 1999.

Con la deliberazione 16 marzo 2000, n. 56/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 74 del 29 marzo 2000 (di seguito: deliberazione n. 56/00) l'Autorità ha esteso l'applicazione della deliberazione n. 82/99 con decorrenza dalla data in cui è cessata l'efficacia delle disposizioni in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui ai titoli II e III del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 170 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92), al fine di assicurare agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW, relativamente alle cessioni di energia elettrica non regolate da convenzioni di cessione destinate stipulate 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 (di seguito: decreto 25 settembre 1992), la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività. Con la deliberazione n. 56/00 l'Autorità ha inoltre riconosciuto agli impianti titolari di convenzioni di cessione destinate, stipulate ai sensi del decreto 25 settembre 1992 e scadute nel periodo compreso tra la data in cui è cessata l'efficacia delle disposizioni in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui ai titoli II e III del provvedimento Cip n. 6/92 e la data di entrata in vigore della deliberazione n. 82/99, i prezzi di cessione dell'energia elettrica previsti dalla deliberazione n. 82/99, a decorrere dalla scadenza delle convenzioni medesime.

In seguito all'approvazione della deliberazione n. 82/99, i soggetti esercenti gli impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW e le loro associazioni rappresentative hanno segnalato all'Autorità che, poiché la deliberazione medesima rideterminava i prezzi di cessione dell'energia elettrica con riferimento ai soli impianti idroelettrici ad acqua fluente, allo scadere delle convenzioni di cessione destinate alla società Enel Spa e, a far data dall'1 gennaio 2001, alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: Gestore della rete), agli impianti a bacino si applicano i prezzi di cessione previsti dalla deliberazione dell'Autorità 28

ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 108/97) che non garantiscono livelli di economicità e redditività degli impianti tali da consentire il mantenimento degli stessi in esercizio. Tali soggetti hanno quindi segnalato la necessità di estendere i prezzi di cessione dell'energia elettrica previsti dalla deliberazione n. 82/99 anche agli impianti a bacino, lamentando un'illegittima disparità di trattamento.

2. Il quadro normativo

L'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 13 del 16 gennaio 1991 (di seguito: legge n. 9/91) ha attribuito al Cip la definizione dei prezzi relativi alla cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione a mezzo di fonti rinnovabili, assicurando prezzi incentivanti. Tale scelta è stata a più riprese confermata mediante la previsione di misure volte al sostegno e all'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

La deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (di seguito: Cipe), 3 dicembre 1997, n. 211/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 18 del 23 gennaio 1998, recante approvazione delle linee generali della Seconda comunicazione nazionale alla convenzione sui cambiamenti climatici, identifica l'esigenza di sottoporre al Cipe specifici programmi, predisposti da ciascuna amministrazione competente, contenenti politiche e misure per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e la riduzione delle emissioni di gas serra dai settori di produzione, trasporto e distribuzione di energia.

La deliberazione del Cipe, 19 novembre 1998, n. 137/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1999, recante linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, ha fissato, tra l'altro, obiettivi di riduzione delle emissioni che assegnano alla produzione da fonti rinnovabili un contributo importante, prevedendo una riduzione pari a 4-6 Mt (milioni di tonnellate) di CO₂ rispetto ad una riduzione totale di 20-25 da conseguire entro il 2002 e una riduzione di 18-20 Mt di CO₂ su un totale di 95-112 Mt da conseguire entro il periodo 2008-2012.

L'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), prevede l'obbligo per il Gestore della rete di ritirare l'energia elettrica di cui al comma 3 dell'articolo 22 della legge n. 9/91, offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato.

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 242 del 14 dicembre 1999, recante direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1,2 e 3, dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto 11 novembre 1999), prevede per l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento o riattivazione, in data successiva all'1 aprile 1999, misure di promozione e incentivazione per i primi otto anni di esercizio.

3. Finalità della deliberazione dell'Autorità

Le misure di promozione e incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili previste dal citato articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 e che hanno trovato attuazione nel decreto 11 novembre 1999, o gli stanziamenti stabiliti dal Cipe a favore delle

regioni e province autonome e destinati all'incentivazione, si applicano ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, rifacimento o riattivazione in data successiva all'1 aprile 1999. Non vengono invece contemplati gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili esistenti e con convenzioni di cessione destinata, ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, scadute, oppure esistenti che non hanno usufruito degli incentivi previsti dallo stesso provvedimento. All'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti sono applicati i prezzi di cessione previsti dalla deliberazione n. 108/97.

In relazione alla significatività del segmento degli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, alle caratteristiche specifiche di costo e di localizzazione in aree ad elevato rischio idrogeologico, l'Autorità ha ritenuto opportuno riconoscere prezzi di cessione tali da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata economicità e redditività determinando, con la deliberazione n. 82/99, successivamente modificata dalla deliberazione n. 56/00, i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW. Tali prezzi sono stati determinati:

- a) sulla base del criterio del costo evitato di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- b) riconoscendo altresì una componente ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91, fino a garantire la copertura dei costi in condizioni di adeguata economicità e redditività.

Come è stato segnalato da diversi soggetti titolari di impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW e dalle loro associazioni rappresentative, gli impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW non presentano caratteristiche che giustifichino un trattamento differenziato rispetto agli impianti idroelettrici ad acqua fluente della medesima potenza. Gli impianti idroelettrici a bacino presentano infatti costi unitari di investimento e di esercizio simili, se non superiori, a quelli degli impianti idroelettrici ad acqua fluente. Per contro, le limitate dimensioni degli invasi non consentono agli impianti idroelettrici a bacino, così come non è in generale possibile per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente, destinare l'energia elettrica prodotta ai clienti del mercato libero, non essendo in grado di garantire profili prevedibili di potenza e di energia. Inoltre l'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici, sia ad acqua fluente che a bacino ha un valore significativo sotto il profilo della tutela dell'ambiente poiché sostituisce in generale quella prodotta a mezzo di altre fonti con maggior impatto negativo sull'ecosistema, contribuisce a ridurre il carico sulla rete elettrica nazionale, contenendo le perdite di trasmissione, trasformazione e distribuzione e consente lo sviluppo di risorse rinnovabili marginali.

Pertanto la finalità della deliberazione dell'Autorità, oggetto della presente relazione tecnica, è quella di determinare i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW, eliminando la disparità di trattamento attualmente esistente tra gli impianti idroelettrici a bacino rispetto a quelli ad acqua fluente, ai sensi del combinato disposto dell'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91 e dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

La deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica si applica agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW che cedono l'energia elettrica prodotta al Gestore della rete, ad eccezione dell'energia elettrica ceduta nell'ambito di:

- a) convenzioni di cessione destinata all'Enel Spa e, a far data dall'1 gennaio 2001, al Gestore della rete, di cui al decreto 25 settembre 1992, ancora in vigore fino alla loro scadenza;
- b) misure di promozione e incentivazione previste dal decreto 11 novembre 1999, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 18 marzo 2002, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 71 del 25 marzo 2002 (di seguito: decreto 18 marzo 2002), per gli impianti di nuova realizzazione, riattivati, ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, rifatti parzialmente, limitatamente alla quota di energia elettrica incentivata, o rifatti totalmente, dopo l'1 aprile 1999.

Il rifacimento parziale di un impianto idroelettrico è la fattispecie individuata dall'articolo 5, comma 1, del decreto 18 marzo 2002. Tale decreto modifica ed integra il decreto 11 novembre 1999 e, nel caso dei rifacimenti parziali di impianti idroelettrici e geotermoelettrici, sostituisce l'ultimo periodo dell'articolo 4, comma 3, del decreto 11 novembre 1999.

La deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica si applica pertanto a tutta l'energia elettrica ceduta al Gestore della rete dagli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, ad eccezione dell'energia ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata di cui al decreto 25 settembre 1992 (convenzioni Cip n. 6/92) e dell'energia che usufruisce dei cosiddetti certificati verdi, ai sensi del decreto 11 novembre 1999, come modificato e integrato dal decreto 18 marzo 2002, per i primi otto anni di esercizio successivi al periodo di collaudo e di avviamento, limitatamente alla quota di energia che usufruisce dei certificati verdi medesimi. Nel caso di potenziamento o di rifacimento parziale ai sensi del decreto 11 novembre 1999, come modificato e integrato dal decreto 18 marzo 2002, solo la quota di energia che non percepisce i certificati verdi viene ritirata dal Gestore della rete ai prezzi stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica.

Nella deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica si applicano altresì le seguenti definizioni:

- con il termine *potenza nominale media annua* si intende la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- con il termine *ore piene* si intende l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico, come definite dal provvedimento del Cip 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, serie generale, supplemento ordinario, n. 90 del 29 dicembre 1990;
- con il termine *ore vuote* si intende le rimanenti ore dell'anno solare che non rientrano nella precedente definizione di ore piene.

La soglia di 3 MW della potenza nominale media annua è individuata dall'articolo 1 della legge 24 gennaio 1977, n. 7, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 25 del 27 gennaio 1977, che modifica l'articolo 6 del testo unico di leggi sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775

4. Metodologia di determinazione dei prezzi di cessione

4.1 Impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW che non sono in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote

Agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW che non sono in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote (prevalentemente impianti idroelettrici ad acqua fluente) si applicano prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta fissati nella tabella 1, differenziati per i diversi scaglioni di quantità di energia elettrica progressivamente prodotta nel corso dell'anno solare, costituiti da due componenti:

- a) una componente pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (di seguito: parametro Ct), espresso in centesimi di euro/kWh, ai sensi della deliberazione n. 70/97 e sue successive modificazioni e integrazioni;
- b) una componente ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91, pari alla differenza tra il prezzo di cessione riportato nella tabella 1 e la componente di cui alla precedente lettera a).

I prezzi riportati in tabella 1 si applicano pertanto a quegli impianti che non consentono una programmazione della produzione di energia elettrica, né possono assicurare impegni di potenza garantita, essendo soggetti alla aleatorietà delle precipitazioni meteoriche e degli apporti irrigui dei corsi d'acqua su cui si trovano. Tali impianti sono assegnati ad un servizio di base ed i prezzi di cessione sono indifferenziati tra fasce orarie.

Gli scaglioni delle quantità di energia elettrica progressivamente prodotte nel corso dell'anno solare e i prezzi di tabella 1 vanno applicati con riferimento alla produzione totale di ciascun impianto, anche nel caso di cessione al Gestore della rete solo di una quota parte di energia elettrica ai prezzi stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica, essendo la restante parte autoconsumata, oppure ceduta al mercato libero, oppure ceduta nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al decreto 25 settembre 1992 (convenzioni Cip n. 6/92), oppure soggetta alle misure di promozione e incentivazione previste dal decreto 11 novembre 1999, come modificato e integrato dal decreto 18 marzo 2002.

I prezzi di cessione, tradotti in centesimi di euro/kWh, e le modalità con cui sono stati stabiliti derivano dalla deliberazione n. 82/99 e tengono conto degli aggiornamenti annuali intervenuti ai sensi dell'articolo 4 della medesima deliberazione.

Tabella 1 - Prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici fino a 3 MW non in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, espressi in centesimi di euro/kWh

Produzione totale di energia elettrica su base annua di ciascun impianto	Componente di cui alla precedente lettera a)	Componente di cui alla precedente lettera b)	Prezzo di cessione (centesimi di euro/kWh)
fino a 1 milione di kWh	Ct	8,23-Ct	8,23
oltre 1 fino a 2 milioni di kWh	Ct	6,32-Ct	6,32
oltre 2 fino a 3 milioni di kWh	Ct	5,78-Ct	5,78
oltre 3 fino a 4 milioni di kWh	Ct	5,47-Ct	5,47
oltre 4 fino a 5 milioni di kWh	Ct	5,20-Ct	5,20
oltre 5 fino a 10 milioni di kWh	Ct	4,78-Ct	4,78

oltre 10 milioni di kWh	Ct	4,35-Ct	4,35
-------------------------	----	---------	------

4.2 Impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW che sono in grado di modulare, anche solo parzialmente, l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote

Per gli impianti idroelettrici in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, in grado cioè di programmare e spostare la produzione dalle ore vuote verso le ore piene (prevalentemente impianti idroelettrici a bacino), viene introdotta una differenziazione dei prezzi tra ore piene e ore vuote per tenere conto del diverso valore dell'energia elettrica prodotta e dell'esigenza di promuovere la produzione in ore di punta e di alto e medio carico rispetto a quella in ore vuote.

Allo stesso tempo, per evitare una disparità di trattamento rispetto agli impianti ad acqua fluente di medesima potenza nominale media annua, si propone di riconoscere per gli impianti in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote gli stessi prezzi medi di cessione riconosciuti agli impianti non in grado di modulare l'energia elettrica prodotta, considerato che i costi unitari di investimento e di esercizio sono simili. Per ogni scaglione di produzione annua, come individuati in tabella 1 per gli impianti di cui al paragrafo 4.1, si propone di riconoscere lo stesso prezzo medio di cessione, introducendo una distinzione tra ore piene e ore vuote basata sul rispetto dei seguenti principi:

- in ore vuote viene riconosciuto un prezzo pari al parametro Ct;
- in ore piene viene riconosciuto un prezzo tale che, su base annua, con riferimento ad una produzione di energia elettrica ottenuta senza modulazione e, quindi, associata al rapporto P tra le ore piene e le ore vuote dell'anno solare, il risultato del prodotto del prezzo in ore piene per la percentuale di ore piene sul totale annuo P, sommato al prodotto del prezzo in ore vuote per la percentuale di ore vuote sul totale annuo (1-P), sia pari al prezzo riconosciuto agli impianti ad acqua fluente (per lo stesso scaglione di produzione annua).

La scrittura matematica del prezzo in ore piene (ad esempio con riferimento al primo scaglione di produzione) è: $(8,23 - Ct) / P + Ct$, espresso in centesimi di euro/kWh.

Moltiplicando infatti tale formula per la percentuale di ore piene sul totale delle ore annue (P) e sommando al risultato il prodotto tra il prezzo in ore vuote (Ct) e la percentuale di ore vuote sul totale delle ore annue (1-P) si ottiene il valore 8,23 centesimi di euro/kWh.

Agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW in grado di modulare, anche solo parzialmente, l'energia elettrica prodotta in ore piene e ore vuote (impianti idroelettrici a bacino) si applicano i prezzi di cessione fissati nella tabella 2, differenziati tra ore piene e ore vuote e per i diversi scaglioni di quantità di energia elettrica progressivamente prodotta nel corso dell'anno solare.

Gli scaglioni delle quantità di energia elettrica progressivamente prodotte nel corso dell'anno solare e i prezzi di tabella 1 vanno applicati con riferimento alla produzione totale di ciascun impianto, anche nel caso di cessione al Gestore della rete solo di una quota parte di energia elettrica ai prezzi stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica, essendo la restante parte autoconsumata, oppure ceduta al mercato libero, oppure ceduta nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al decreto 25 settembre 1992 (convenzioni Cip n. 6/92), oppure soggetta alle misure di promozione e incentivazione previste dal decreto 11 novembre 1999, come modificato e integrato dal decreto 18 marzo 2002.

Tabella 2 - Prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici fino a 3 MW in grado di modulare, anche solo parzialmente, l'energia elettrica prodotta in ore piene e ore vuote, espressi in centesimi di euro/kWh

Produzione totale di energia elettrica su base annua di ciascun impianto	Prezzo di cessione in ore vuote (centesimi di euro/kWh)	Prezzo di cessione in ore piene (centesimi di euro/kWh)
fino a 1 milione di kWh	Ct	$(8,23-Ct)/P+Ct$
Oltre 1 fino a 2 milioni di kWh	Ct	$(6,32-Ct)/P+Ct$
Oltre 2 fino a 3 milioni di kWh	Ct	$(5,78-Ct)/P+Ct$
Oltre 3 fino a 4 milioni di kWh	Ct	$(5,47-Ct)/P+Ct$
Oltre 4 fino a 5 milioni di kWh	Ct	$(5,20-Ct)/P+Ct$
Oltre 5 fino a 10 milioni di kWh	Ct	$(4,78-Ct)/P+Ct$
oltre 10 milioni di kWh	Ct	$(4,35-Ct)/P+Ct$

Il parametro P è la media del rapporto tra le ore piene e le ore totali del periodo 2002-2010, pari a 0,409 (40,9%). Il valore scelto deriva da una operazione di media eseguita in riferimento ai primi anni in cui verrà applicata la deliberazione oggetto della presente relazione tecnica, come da tabella 3.

Tabella 3 – Determinazione del valore del parametro P tramite operazione di media

Anno	Ore Piene	Ore Vuote	Totale	Ore Piene	Ore Vuote	Totale
	(ore)	(ore)	(ore)	(%)	(%)	(%)
2002	3.585	5.175	8.760	40,9%	59,1%	100,0%
2003	3.600	5.160	8.760	41,1%	58,9%	100,0%
2004	3.600	5.184	8.784	41,0%	59,0%	100,0%
2005	3.555	5.205	8.760	40,6%	59,4%	100,0%
2006	3.555	5.205	8.760	40,6%	59,4%	100,0%
2007	3.570	5.190	8.760	40,8%	59,2%	100,0%
2008	3.615	5.169	8.784	41,2%	58,8%	100,0%
2009	3.600	5.160	8.760	41,1%	58,9%	100,0%
2010	3.585	5.175	8.760	40,9%	59,1%	100,0%
Media 2002-2010				40,9%	59,1%	100,0%

Il meccanismo dei prezzi previsto per gli impianti grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote consente di coniugare il vantaggio di riconoscere le economie di scala con quello di promuovere la produzione in ore piene rispetto a quella in ore vuote, garantendo nel caso di impossibilità dell'impianto a modulare il medesimo prezzo riconosciuto dalla delibera n. 82/99 e successivamente aggiornato.

5. Modalità applicative

I soggetti produttori titolari degli impianti a cui si applica la deliberazione oggetto della presente relazione tecnica devono dichiarare, in occasione dell'emissione della prima fatturazione mensile in applicazione del provvedimento in oggetto e, successivamente, all'inizio di ciascun anno solare, se intendono avvalersi, per l'intero anno, dei prezzi di cessione previsti nel paragrafo 4.1 (tabella 1) o di quelli previsti nel paragrafo 4.2 (tabella 2).

Naturalmente l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW può essere destinata al mercato dei clienti idonei qualora ciò risulti più conveniente per il produttore rispetto alle condizioni previste dal provvedimento proposto.

I prezzi di cessione riportati nella tabella 1 e nella tabella 2 si applicano differenziati secondo scaglioni progressivi definiti in relazione alla produzione di energia elettrica da ciascun impianto cumulata su base annua, a partire dallo scaglione minimo "fino a un milione di kWh" sino a raggiungere il volume annuo di produzione effettivamente conseguito da ciascun impianto, seguendo le modalità applicative esposte negli esempi riportati nelle tabelle 4 e 5.

Per "ciascun impianto" di norma si intende l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche a cui è associato il valore di potenza nominale media annua definito nel disciplinare di concessione di derivazione d'acqua. Nel caso di più impianti connessi alla rete elettrica nazionale con un unico punto di consegna e di misura, l'attribuzione ai singoli impianti dell'energia complessivamente misurata verrà fatta seguendo criteri di proporzionalità alle quantità di energia elettrica misurate dai contatori dell'Ufficio tecnico di Finanza, detraendo le perdite in proporzione, come dall'esempio riportato in tabella 6.

Nel caso di cessione alla rete nazionale della totalità dell'energia prodotta, la "produzione di energia elettrica su base annua" della tabella 1 e della tabella 2 coincide con l'energia immessa in rete e ceduta al Gestore della rete.

I prezzi di cessione individuati dalle tabelle 1 e 2 derivano dalla deliberazione n. 82/99, tenendo conto degli aggiornamenti annuali intervenuti ai sensi dell'articolo 4 della medesima deliberazione: tali prezzi sono stati determinati sulla base di un'analisi dei costi specifici degli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività. I prezzi di cessione delle tabelle 1 e 2 risultano quindi indipendenti dall'andamento dei prezzi dei combustibili quotati sui mercati internazionali. Poiché i prezzi delle tabelle 1 e 2 vengono applicati per scaglioni progressivi in relazione alla produzione di energia elettrica di ciascun impianto cumulata su base annua, il prezzo medio di cessione è la media dei prezzi di cessione di tutti gli scaglioni che concorrono alla produzione su base annua: ad esempio, il livello di prezzi previsto per le produzioni oltre i 10 milioni di kWh è rappresentativo dei prezzi riconosciuti alla energia elettrica prodotta oltre tale limite, mentre il prezzo medio di cessione tiene conto dei maggiori prezzi previsti per gli scaglioni inferiori in ragione delle economie di scala che intervengono sia nei costi di impianto che di esercizio. Per i soli scaglioni e per i bimestri nei quali il parametro Ct dovesse superare i prezzi di cessione esposti nell'ultima colonna a destra della tabella 1, viene riconosciuto, nel caso di tabella 1, il prezzo di cessione riportato nell'ultima colonna a destra (esempio: 4,35 centesimi di euro/kWh per lo scaglione oltre 10 milioni di kWh). Analogamente, per i soli scaglioni e per i bimestri nei quali il parametro Ct dovesse superare il valore numerico contenuto nella formula che individua il prezzo di cessione in ore piene della tabella 2, che coincide con il prezzo totale di cessione di cui alla tabella 1, viene riconosciuto, sia in ore piene che in ore vuote, il valore numerico contenuto nella formula che individua il prezzo di cessione in ore piene della tabella 2, che coincide con il prezzo totale di cessione di cui alla tabella 1 (esempio: 4,35 centesimi di euro/kWh per lo scaglione oltre 10 milioni di kWh), per evitare di avere prezzi di

cessione in ore piene inferiori a quelli nelle ore vuote e per evitare disparità di trattamento rispetto agli impianti ai quali si applicano i prezzi di tabella 1.

Nel caso invece di impianti che cedono alla rete nazionale solo una parte dell'energia prodotta, in quanto la parte restante viene o autoconsumata o ceduta nell'ambito di una convenzione di cessione destinata ancora in essere, si applica il criterio di riconoscere all'energia elettrica ceduta come eccedenza lo stesso prezzo di cessione che si avrebbe nel caso di cessione totale dell'energia elettrica prodotta, pari alla somma della quantità di energia autoconsumata, o ceduta come cessione destinata, e di quella ceduta come eccedenze.

Per calcolare il prezzo di cessione delle eccedenze, all'inizio di ciascun anno solare deve essere ipotizzata la quota della produzione annua che verrà ceduta come eccedenze. Moltiplicando i valori estremi che individuano, nelle tabelle 1 e 2, ciascun scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente prodotte nel corso dell'anno solare per il rapporto presunto tra le eccedenze e la produzione totale, si individuano i nuovi scaglioni ai quali riferire i prezzi delle tabelle 1 e 2 da applicare alle quantità di energia cedute in eccedenza. A fine anno, sulla base dei dati a consuntivo delle quantità di energia elettrica effettivamente prodotta e ceduta come eccedenze, verrà operato dal Gestore della rete il conguaglio tra i prezzi e le quantità di energia elettrica inizialmente stimati e i prezzi e le quantità a consuntivo. Nelle tabelle 7 e 8 sono riportati due esempi applicativi.

Nel caso di impianti idroelettrici potenziati o ripotenziati in data successiva all'1 aprile 1999 ai sensi del decreto 11 novembre 1999 per i quali sono previste misure di promozione e incentivazione (certificati verdi) limitatamente alla producibilità aggiuntiva, all'inizio di ciascun anno solare deve essere ipotizzata la produzione annua presunta, al netto della producibilità aggiuntiva, e la producibilità aggiuntiva. Poiché i prezzi di cessione di cui alla deliberazione oggetto della presente relazione tecnica devono essere individuati in relazione alla produzione totale, su base annua, di ciascun impianto e poiché tali prezzi vengono riconosciuti solo alla quota parte di energia elettrica che non beneficia delle misure di promozione e incentivazione di cui al decreto 11 novembre 1999, ai fini della determinazione dei prezzi provvisori i valori estremi che individuano nelle tabelle 1 e 2 ciascun scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente prodotte nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra la produzione totale presunta al netto della producibilità aggiuntiva e la produzione totale, anch'essa presunta. Poiché la producibilità aggiuntiva, che beneficia dei certificati verdi, è soggetta a notevoli incertezze circa il verificarsi della sua disponibilità, nelle quantità e nei tempi previsti, al fine di favorire la stipulazione di contratti di vendita sul mercato libero in condizioni di miglior prevedibilità e negoziabilità dei contratti medesimi, è possibile considerare la cessione di tale quota parte di energia elettrica a valle del periodo nel quale è stata raggiunta la quota parte di produzione annua stimata al netto della producibilità aggiuntiva. A fine anno, sulla base dei dati a consuntivo delle quantità di energia elettrica effettivamente prodotte, verrà operato dal Gestore della rete il conguaglio tra i prezzi e le quantità di energia elettrica inizialmente stimati e i prezzi e le quantità a consuntivo. Nelle tabelle 9 e 10 sono riportati due esempi applicativi del calcolo dei prezzi a consuntivo nel caso di potenziamento, rispettivamente con impianti non in grado e in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote.

Nel caso di impianti idroelettrici che hanno subito interventi di rifacimento parziale in data successiva all'1 aprile 1999, ai sensi del decreto 18 marzo 2002, i criteri di determinazione dei prezzi sono simili a quelli sopra descritti per gli impianti potenziati o ripotenziati, con l'unica differenza che i prezzi previsti dalla deliberazione oggetto della presente relazione tecnica si applicano alla quantità di energia elettrica data dalla differenza tra la produzione annua totale e la produzione che usufruisce delle misure di promozione e incentivazione (certificati verdi). Ai fini di favorire la stipulazione di contratti di vendita sul mercato libero in condizioni di miglior prevedibilità e negoziabilità dei contratti medesimi, è possibile considerare l'anno solare diviso in tre periodi: nel primo avviene la cessione della quota parte di energia elettrica che usufruisce

dei certificati verdi, al netto della producibilità aggiuntiva, nel secondo avviene la cessione della restante parte di produzione annua stimata al netto della producibilità aggiuntiva che usufruisce dei prezzi stabiliti dalla deliberazione oggetto della presente relazione tecnica, nel terzo avviene la cessione della producibilità aggiuntiva che beneficia dei certificati verdi.

I prezzi di cessione della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica si applicano con decorrenza dalla data in cui è cessata l'efficacia delle disposizioni in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui ai titoli II e III del provvedimento Cip n. 6/92, agli impianti di cui all'ultimo capoverso del paragrafo 3, limitatamente alle cessioni di energia elettrica, previste dall'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91, non regolate da convenzioni di cessione destinate stipulate ai sensi del decreto 25 settembre 1992. I prezzi di cessione si applicano, altresì, agli impianti di cui all'ultimo capoverso del paragrafo 3 che cedono energia elettrica in virtù di convenzioni di cessione destinate stipulate ai sensi del decreto 25 settembre 1992 scadute successivamente alla data in cui è cessata l'efficacia delle disposizioni in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui ai titoli II e III del provvedimento del Cip n. 6/92, con decorrenza dalla data di scadenza delle medesime convenzioni. La fatturazione dell'energia elettrica prodotta da questi impianti nel periodo antecedente la data di entrata in vigore della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica deve far riferimento al criterio di scelta dei prezzi di cessione adottato nella prima fatturazione mensile in applicazione della medesima deliberazione.

Nel caso in cui i prezzi di cessione previsti dalla deliberazione oggetto della presente relazione tecnica (tabella 1 e 2) vengano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo all'1 gennaio, i valori estremi che individuano ciascun scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente prodotte nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare (si veda l'esempio riportato in tabella 11).

6. Aggiornamento dei prezzi di cessione

Per tenere conto dell'adeguamento di alcuni costi variabili, in particolare canoni di concessione di piccola derivazione idroelettrica e costo del personale, i prezzi di cessione di cui alla tabella 1 sono aggiornati, su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente il quaranta per cento (40%) del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Il parametro Ct viene aggiornato su base bimestrale, ma tale aggiornamento determina solamente una variazione delle due componenti del prezzo di cessione, non del prezzo totale di cessione.

I prezzi di cessione di cui alla tabella 2 sono aggiornati, su base bimestrale, per il parametro Ct e, su base annuale, seguendo il criterio definito al precedente capoverso, per il valore numerico contenuto nella formula che individua il prezzo di cessione in ore piene che coincide con il prezzo totale di cessione di cui alla tabella 1 (ad esempio 8,23 centesimi di euro per kWh per il primo scaglione di energia elettrica progressivamente prodotta nel corso dell'anno solare).

7. Soggetti cui sono posti a carico i prezzi di cessione

I prezzi di cessione di cui alle tabelle 1 e 2 sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate amministrato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi dell'articolo 42 del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e

il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica approvato con deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01, pubblicata nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 297 del 22 dicembre 2001 e successive modificazioni.

Milano, 4 aprile 2002

Piergiorgio Berra
direttore Area elettricità
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Tabella 4 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione
per gli impianti idroelettrici fino a 3 MW non in grado di modulare
l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote,
nel caso di cessione totale della produzione**

Cessione totale						
	Produzione		Scaglione	Prezzo unitario	Quantità	Prezzo totale
	mensile <i>mni kWh</i>	cumulata <i>mni kWh</i>	<i>mni kWh</i>	a <i>eurocent/kWh</i>	b <i>mni kWh</i>	a * b * 10 <i>migliaia di euro</i>
Gennaio	1,1	1,1	0,0-1,0	8,23	1,0	82,30
			1,0-1,1	6,32	0,1	6,32
Febbraio	1,0	2,1	1,1-2,0	6,32	0,9	56,88
			2,0-2,1	5,78	0,1	5,78
Marzo	1,2	3,3	2,1-3	5,78	0,9	52,02
			3,0-3,3	5,47	0,3	16,41
Aprile	1,5	4,8	3,3-4,0	5,47	0,7	38,29
			4,0-4,8	5,20	0,8	41,60
Maggio	1,2	6,0	4,8-5,0	5,20	0,2	10,40
			5,0-6,0	4,78	1,0	47,80
Giugno	1,0	7,0	6,0-7,0	4,78	1,0	47,80
Luglio	1,0	8,0	7,0-8,0	4,78	1,0	47,80
Agosto	1,0	9,0	8,0-9,0	4,78	1,0	47,80
Settembre	1,0	10,0	9,0-10,0	4,78	1,0	47,80
Ottobre	1,0	11,0	10,0-11,0	4,35	1,0	43,50
Novembre	1,1	12,1	11,0-12,1	4,35	1,1	47,85
Dicembre	1,0	13,1	12,1-13,1	4,35	1,0	43,50
Totale	13,1				13,1	683,85
					c	d
Prezzo medio in eurocent/kWh:				d/(c*10)		5,22

Tabella 5 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione nel caso di impianti idroelettrici fino a 3 MW in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, nell'ipotesi di cessione totale della produzione

Ct (esempio) : 3,514 eurocent/kWh (come aggiornato per il bimestre marzo-aprile 2002 dalla deliberazione n. 24/02)

Cessione totale											
Produzione					Scaglione	Quantità			Prezzo unitario		Prezzo totale
Mensile				Cumulata		Totale	In ore piene	In ore vuote	In ore piene	In ore vuote	
Totale	In ore piene	In ore vuote									
	mni kWh		mni kWh	mni kWh		mni kWh		eurocent/kWh			migliaia di euro
	a	b	c			d	e =b*d/a	f =c*d/a	g	h	(e*g+f*h)*10
Gennaio	1,1	0,7	0,4	1,1	0,0 - 1,0 1,0 - 1,1	1,0 0,1	0,64 0,06	0,36 0,04	15,04 10,37	3,51 3,51	108,52 7,88
Febbraio	1,0	0,6	0,4	2,1	1,1 - 2,0 2,0 - 2,1	0,9 0,1	0,54 0,06	0,36 0,04	10,37 9,05	3,51 3,51	68,67 6,84
Marzo	1,2	0,7	0,5	3,3	2,1 - 3,0 3,0 - 3,3	0,9 0,3	0,525 0,175	0,375 0,125	9,05 8,30	3,51 3,51	60,71 18,91
Aprile	1,5	0,9	0,6	4,8	3,3 - 4,0 4,0 - 4,8	0,7 0,8	0,42 0,48	0,28 0,32	8,30 7,64	3,51 3,51	44,68 47,90
Maggio	1,2	0,7	0,5	6,0	4,8 - 5,0 5,0 - 6,0	0,2 1,0	0,12 0,58	0,08 0,42	7,64 6,61	3,51 3,51	11,84 53,20
Giugno	1,0	0,6	0,4	7,0	6,0 - 7,0	1,0	0,60	0,40	6,61	3,51	53,71
Luglio	1,0	0,6	0,4	8,0	7,0 - 8,0	1,0	0,60	0,40	6,61	3,51	53,71
Agosto	1,0	0,6	0,4	9,0	8,0 - 9,0	1,0	0,60	0,40	6,61	3,51	53,71
Settembre	1,1	0,7	0,4	10,1	9,0 - 10,0 10,0 - 10,1	1,0 0,1	0,64 0,06	0,36 0,04	6,61 5,56	3,51 3,51	54,84 4,81
Ottobre	1,0	0,6	0,4	11,1	10,1 - 11,1	1,0	0,60	0,40	5,56	3,51	47,40
Novembre	1,0	0,6	0,4	12,1	11,1 - 12,1	1,0	0,60	0,40	5,56	3,51	47,40
Dicembre	1,0	0,6	0,4	13,1	12,1 - 13,1	1,0	0,60	0,40	5,56	3,51	47,40
Totale	13,1					13,1					792,15
Prezzo medio in eurocent/kWh $m/(i*10)$:											6,05

Tabella 6 - Esempio di ripartizione delle perdite nel caso di tre impianti (A, B, C), relativi a tre distinte concessioni idroelettriche, con un unico punto di consegna alla rete nazionale

Mese di: maggio 2002

Lettura contatore Enel		3.000 kWh
Lecture contatori UTF	Impianto A	950 kWh
	Impianto B	1.150 kWh
	Impianto C	990 kWh
	Totale UTF	3.090 kWh

Differenza tra contatori UTF e Enel **90 kWh**

Ripartizione % dell'energia prodotta

Impianto A	$950/3090 \times 100 =$	30,7%
Impianto B	$1150/3090 \times 100 =$	37,2%
Impianto C	$990/3090 \times 100 =$	32,0%
		100,0%

Ripartizione perdite

Impianto A	$90 \times 30,7\% =$	27,67 kWh	28	kWh
Impianto B	$90 \times 37,2\% =$	33,50 kWh	33	kWh
Impianto C	$90 \times 32,0\% =$	28,83 kWh	29	kWh
		90,00 kWh	90	kWh

Arrotondamento

Ripartizione dell'energia ceduta alla rete di trasmissione nazionale

Impianto A	$950 - 28 =$	922 kWh
Impianto B	$1150 - 33 =$	1.117 kWh
Impianto C	$990 - 29 =$	961 kWh
		3.000 kWh

Tabella 7 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione nel caso di impianti idroelettrici fino a 3 MW non in grado di modulare l'energia elettrica prodotta in ore piene e ore vuote, che cedono le eccedenze di produzione

Ct (esempio) 3,514 eurocent/kWh (come aggiornato per il bimestre marzo-aprile 2002 dalla deliberaz. n. 24/02)

Ipotesi: le eccedenze sono il 25% del totale dell'energia elettrica prodotta su base annua

Cessione delle sole eccedenze, senza modulazione

Produzione				Scaglione	Quantità	Prezzo unitario	Prezzo totale	
Totale	Totale cumulata	Ceduta	Ceduta cumulata			Totale Ceduta		
mni kWh				mni kWh		mni kWh	eurocent/kWh	migliaia di euro (c*d)*10
a	b			Oltre	Fino a	c	d	
Esempio:								
Gennaio	1,1	1,1	0,175	0,175	0,175	0,175	8,23	14,40
Febbraio	1,0	2,1	0,250	0,175	0,250	0,075	8,23	6,17
				0,250	0,425	0,175	6,32	11,06
Marzo	1,2	3,3	0,300	0,425	0,500	0,075	6,32	4,74
				0,500	0,725	0,225	5,78	13,01
Aprile	1,5	4,8	0,375	0,725	0,750	0,025	5,78	1,45
				0,750	1,000	0,250	5,47	13,68
				1,000	1,100	0,100	5,20	5,20
Maggio	1,2	6,0	0,400	1,100	1,250	0,150	5,20	7,80
				1,250	1,500	0,250	4,78	11,95
Giugno	1,0	7,0	0,150	1,500	1,650	0,150	4,78	7,17
Luglio	1,0	8,0	0,300	1,650	1,950	0,300	4,78	14,34
Agosto	1,0	9,0	0,250	1,950	2,200	0,250	4,78	11,95
Settembre	1,0	10,0	0,250	2,200	2,450	0,250	4,78	11,95
Ottobre	1,0	11,0	0,450	2,450	2,500	0,050	4,78	2,39
				2,500	2,900	0,400	4,35	17,40
Novembre	1,1	12,1	0,225	2,900	3,125	0,225	4,35	9,79
Dicembre	1,0	13,1	0,150	3,125	3,275	0,150	4,35	6,53
Totale	13,1	3,275				3,275		170,96
						e		f
Prezzo medio in eurocent/kWh $f/(e*10)$:								5,22

Scaglioni riparametrati dopo aver stabilito il rapporto tra l'energia elettrica ceduta come eccedenze e l'energia elettrica complessivamente prodotta dall'impianto su base annua:

mni kWh		eurocent/kWh
Oltre	Fino a	
0,00	0,25	8,23
0,25	0,50	6,32
0,50	0,75	5,78
0,75	1,00	5,47
1,00	1,25	5,20
1,25	2,50	4,78
2,50		4,35

Tabella 8 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione nel caso di impianti idroelettrici fino a 3 MW in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, che cedono le eccedenze di produzione

Ct
(esempio) 3,51 eurocent/kWh (come aggiornato per il bimestre marzo-aprile 2002 dalla deliberazione n. 24/02)

Ipotesi: le eccedenze sono il 25% del totale dell'energia elettrica prodotta su base annua.

Gli scaglioni, riparametrati dopo aver stabilito il rapporto tra l'energia elettrica ceduta come eccedenze e l'energia elettrica complessivamente prodotta dall'impianto su base annua, sono individuati in tabella 7.

Cessione delle sole eccedenze, con modulazione													
Produzione						Scaglione	Quantità			Prezzo unitario		Prezzo totale	
Totale	Totale cum.	Ceduta	In ore piene	In ore vuote	Ceduta cum.		Totale	In ore piene	In ore vuote	In ore piene	In ore vuote		
<i>mni kWh</i>						<i>mni kWh</i>	<i>mni kWh</i>			<i>eurocent/kWh</i>		<i>migliaia di euro</i>	
		a	b	c			d	e =b*d/a	f =c*d/a	g	h	(e*g+f*h)*10	
Gennaio	1,1	1,1	0,175	0,111	0,064	0,175	0,000 - 0,175	0,175	0,111	0,064	15,04	3,51	18,99
Febbraio	1,0	2,1	0,250	0,150	0,100	0,425	0,175 - 0,250 0,250 - 0,425	0,075 0,175	0,045 0,105	0,030 0,070	15,04 10,37	3,51 3,51	7,82 13,35
Marzo	1,2	3,3	0,300	0,175	0,125	0,725	0,425 - 0,500 0,500 - 0,725	0,075 0,225	0,044 0,131	0,031 0,094	10,37 9,05	3,51 3,51	5,64 15,18
Aprile	1,5	4,8	0,375	0,225	0,150	1,100	0,725 - 0,750 0,750 - 1,000 1,000 - 1,100	0,025 0,250 0,100	0,015 0,150 0,060	0,010 0,100 0,040	9,05 8,30 7,64	3,51 3,51 3,51	1,71 15,96 5,99
Maggio	1,2	6,0	0,400	0,233	0,167	1,500	1,100 - 1,250 1,250 - 1,500	0,150 0,250	0,088 0,146	0,063 0,104	7,64 6,61	3,51 3,51	8,88 13,30
Giugno	1,0	7,0	0,150	0,090	0,060	1,650	1,500 - 1,650	0,150	0,090	0,060	6,61	3,51	8,06
Luglio	1,0	8,0	0,300	0,180	0,120	1,950	1,650 - 1,950	0,300	0,180	0,120	6,61	3,51	16,11
Agosto	1,0	9,0	0,250	0,150	0,100	2,200	1,950 - 2,200	0,250	0,150	0,100	6,61	3,51	13,43
Settembre	1,1	10,1	0,250	0,159	0,091	2,450	2,200 - 2,450	0,250	0,159	0,091	6,61	3,51	13,71
Ottobre	1,0	11,1	0,450	0,270	0,180	2,900	2,450 - 2,500 2,500 - 2,900	0,050 0,400	0,030 0,240	0,020 0,160	6,61 5,56	3,51 3,51	2,69 18,96
Novembre	1,0	12,1	0,225	0,135	0,090	3,125	2,900 - 3,125	0,225	0,135	0,090	5,56	3,51	10,67
Dicembre	1,0	13,1	0,150	0,090	0,060	3,275	3,125 - 3,275	0,150	0,090	0,060	5,56	3,51	7,11
Totale	13,1		3,275					3,275				m	197,55
												Prezzo medio in eurocent/kWh m/(i*10) :	6,03

Tabella 9 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione nel caso di impianti idroelettrici fino a 3 MW non in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, che cedono una quota parte dell'energia elettrica prodotta ai sensi della deliberazione n. 62/02 e la parte restante come potenziamento ai sensi del decreto 11 novembre 1999

Ct (esempio) 3,514 eurocent/kWh (come aggiornato per il bimestre marzo-aprile 2002 dalla deliberaz. n. 24/02)

Ipotesi: la produzione aggiuntiva, che beneficia dei certificati verdi, è pari al 20% del totale dell'energia elettrica prodotta su base annua.

Pertanto l'energia elettrica ceduta al Gestore della rete ai prezzi stabiliti dalla deliberazione n. 62/02 è pari all' 80% del totale dell'energia elettrica prodotta su base annua.

Potenziamento: quota di energia el. ceduta ai sensi della del. n. 62/02

	Produzione				Scaglione	Quantità	Prezzo unitario	Prezzo totale	
	Totale	Totale cumulata	Ceduta 62/02	Ceduta cumulata					
	mni kWh				mni kWh		migliaia di euro		
	a		b		Oltre	Fino a	c	d	(c*d)*10
Esempio:									
Gennaio	1,1	1,1	1,100	1,100	0,000	0,800	0,800	8,23	65,84
					0,800	1,100	0,300	6,32	18,96
Febbraio	1,0	2,1	1,000	2,100	1,100	1,600	0,500	6,32	31,60
					1,600	2,100	0,500	5,78	28,90
Marzo	1,2	3,3	1,200	3,300	2,100	2,400	0,300	5,78	17,34
					2,400	3,200	0,800	5,47	43,76
					3,200	3,300	0,100	5,20	5,20
Aprile	1,5	4,8	1,500	4,800	3,300	4,000	0,700	5,20	36,40
					4,000	4,800	0,800	4,78	38,24
Maggio	1,2	6,0	1,200	6,000	4,800	6,000	1,200	4,78	57,36
Giugno	1,0	7,0	1,000	7,000	6,000	7,000	1,000	4,78	47,80
Luglio	1,0	8,0	1,000	8,000	7,000	8,000	1,000	4,78	47,80
Agosto	1,0	9,0	1,000	9,000	8,000	9,000	1,000	4,35	43,50
Settembre	1,0	10,0	1,000	10,000	9,000	10,000	1,000	4,35	43,50
Ottobre	1,0	11,0	0,480	10,480	10,000	10,480	0,480	4,35	20,88
Novembre	1,1	12,1	0,000	10,480	10,480	10,480	0,000	4,35	0,00
Dicembre	1,0	13,1	0,000	10,480	10,480	10,480	0,000	4,35	0,00
Totale	13,1		10,480				e		f
									Prezzo medio in eurocent/kWh $f/(e*10)$:
									5,22

Scaglioni riparametrati dopo aver stabilito il rapporto tra l'energia elettrica ceduta ai sensi della deliberazione n. 62/02 e l'energia elettrica complessivamente prodotta dall'impianto su base annua:

mni kWh		eurocent/kWh
Oltre	Fino a	
0,00	0,80	8,23
0,80	1,60	6,32
1,60	2,40	5,78
2,40	3,20	5,47
3,20	4,00	5,20
4,00	8,00	4,78
8,00		4,35

Tabella 10 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione nel caso di impianti idroelettrici fino a 3 MW in grado di modulare l'energia elettrica prodotta tra ore piene e ore vuote, che cedono una quota parte dell'energia elettrica prodotta ai sensi della deliberazione n. 62/02 e la parte restante come potenziamento ai sensi del decreto 11 novembre 1999

Ct

(esempio) 3,514 eurocent/kWh (come aggiornato per il bimestre marzo-aprile 2002 dalla deliberazione n. 24/02)

Ipotesi: la produzione aggiuntiva, che beneficia dei certificati verdi, è pari al 20% del total dell'energia elettrica prodotta su base annua.

Pertanto l'energia elettrica ceduta al Gestore della rete ai prezzi stabiliti dalla deliberazione n. 62/02 è pari al 80% del totale dell'energia elettrica prodotta su base annua.

Gli scaglioni, riparametrati dopo aver stabilito il rapporto tra l'energia elettrica ceduta ai sensi della deliberazione n. 62/02 e l'energia elettrica complessivamente prodotta dall'impianto su base annua, sono individuati in tabella 9.

Potenziamento: quota di energia el. ceduta ai sensi della del. n. 62/02

Produzione						Scaglione	Quantità			Prezzo unitario		Prezzo totale	
Totale	Totale cum.	Ceduta 62/02	In ore piene	In ore vuote	Ceduta cum.		Totale	In ore piene	In ore vuote	In ore piene	In ore vuote		
mni kWh						mni kWh	mni kWh			eurocent/kWh		migliaia di euro	
		a	b	c			d	e =b*d/a	f =c*d/a	g	h	(e*g+f*h)*10	
Gennaio	1,1	1,1	1,100	0,700	0,400	1,100	0,000 - 0,800	0,800	0,509	0,291	15,04	3,51	86,81
							0,800 - 1,100	0,300	0,191	0,109	10,37	3,51	23,64
Febbraio	1,0	2,1	1,000	0,600	0,400	2,100	1,100 - 1,600	0,500	0,300	0,200	10,37	3,51	38,15
							1,600 - 2,100	0,500	0,300	0,200	9,05	3,51	34,19
Marzo	1,2	3,3	1,200	0,700	0,500	3,300	2,100 - 2,400	0,300	0,175	0,125	9,05	3,51	20,24
							2,400 - 3,200	0,800	0,467	0,333	8,30	3,51	50,43
							3,200 - 3,300	0,100	0,058	0,042	7,64	3,51	5,92
Aprile	1,5	4,8	1,500	0,900	0,600	4,800	3,300 - 4,000	0,700	0,420	0,280	7,64	3,51	41,91
							4,000 - 4,800	0,800	0,480	0,320	6,61	3,51	42,97
Maggio	1,2	6,0	1,200	0,700	0,500	6,000	4,800 - 6,000	1,200	0,700	0,500	6,61	3,51	63,84
Giugno	1,0	7,0	1,000	0,600	0,400	7,000	6,000 - 7,000	1,000	0,600	0,400	6,61	3,51	53,71
Luglio	1,0	8,0	1,000	0,600	0,400	8,000	7,000 - 8,000	1,000	0,600	0,400	6,61	3,51	53,71
Agosto	1,0	9,0	1,000	0,600	0,400	9,000	8,000 - 9,000	1,000	0,600	0,400	5,56	3,51	47,40
Settembre	1,1	10,1	1,100	0,700	0,400	10,100	9,000 - 10,10	1,100	0,700	0,400	5,56	3,51	52,96
Ottobre	1,0	11,1	0,380	0,228	0,152	10,480	10,10 - 10,48	0,380	0,228	0,152	5,56	3,51	18,01
Novembre	1,0	12,1	0,000	0,000	0,000	10,480	10,48 - 10,48	0,000	0,000	0,000	5,56	3,51	0,00
Dicembre	1,0	13,1	0,000	0,000	0,000	10,480	10,48 - 10,48	0,000	0,000	0,000	5,56	3,51	0,00

Totale 13,1 **10,480** i **10,480** **6,328** **4,152** m **633,90**

Prezzo medio in eurocent/kWh $m/(i*10)$: **6,05**

Tabella 11 - Scaglioni di riferimento per il periodo a finire l'anno 2002, nell'ipotesi di applicazione del provvedimento proposto dal 18 settembre 2002(*)

Scaglioni di riferimento (^)	Prezzo eurocent/kWh
fino a 287.671 kWh	8,23
oltre 287.671 fino a 575.342 kWh	6,32
oltre 575.342 fino a 863.014 di kWh	5,78
oltre 863.014 fino a 1.150.685 kWh	5,47
oltre 1.150.685 fino a 1.438.356 kWh	5,20
oltre 1.438.356 fino a 2.876.712 kWh	4,78
oltre 2.876.712 kWh	4,35

(*)Nell'ipotesi, ad esempio, di un impianto per il quale la convenzione di cessione destinata di cui al provv. Cip n. 6/92 scada il 17 settembre 2002

(^) I valori estremi di ciascun scaglione di Tabella 1 sono stati moltiplicati per il rapporto 105/365