

**PRESUPPOSTI PER LA DETERMINAZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE 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 22 dicembre 1998, n. 162/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 12 del 16 gennaio 1999 (di seguito: deliberazione n. 162/98) l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha fissato i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW riconoscendo, oltre ai prezzi previsti dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, una ulteriore quota determinata come differenza tra i valori indicati nella tabella A della medesima deliberazione n. 162/98 ed i suddetti prezzi, qualora tale differenza sia positiva.

Con lettere in data 5 e 7 gennaio 1999 (prot. AZ n.10, prot. AZ n. 13 e prot. AZ n. 73) l'Associazione produttori energia da fonti rinnovabili (di seguito: APER), con sede legale in piazza Cinque Giornate 10, Milano, la Federazione produttori energie rinnovabili (di seguito: Federpern), con sede legale in Piazza Velasca 5, Milano, e l'Unione produttori energie rinnovabili (di seguito: UPER), con sede legale in via S. Quintino 28, Torino, hanno presentato all'Autorità una serie di osservazioni e di difficoltà circa la difficoltà di applicazione della deliberazione della medesima Autorità n. 162/98, chiedendo, altresì, un incontro.

In data 24 febbraio 1999 si è tenuto detto incontro presso la sede dell'Autorità, presenti le rappresentanze delle suddette Associazioni dei produttori, compresa l'Unapace, nel corso del quale le posizioni ed osservazioni dei produttori sono state ulteriormente precisate.

Dall'1 aprile 1999, in attuazione della legge 24 aprile 1998, n. 128, recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee, ed in particolare dell'articolo 36 che delega il Governo a emanare uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva 96/92/CE e per ridefinire conseguentemente tutti gli aspetti rilevanti del sistema elettrico nazionale, è entrato in vigore il 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). Il decreto legislativo, nel dare attuazione alla direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, prevede misure di promozione e incentivazione dell'energia elettrica da impianti che utilizzano fonti rinnovabili per i soli impianti entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva alla entrata in vigore del decreto medesimo (1 aprile 1999). L'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 prevede altresì l'obbligo per il gestore della rete di trasmissione nazionale di ritirare l'energia elettrica di cui al comma 3 dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9

(di seguito: legge n. 9/91), offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato.

L'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91 ha attribuito al Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: 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, tra le quali si ricordano le seguenti:

- 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, che 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, che 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 CO<sub>2</sub> rispetto ad una riduzione totale di 20-25 da conseguire entro il 2002 e una riduzione di 18-20 Mt di CO<sub>2</sub> su un totale di 95-112 Mt da conseguire entro il periodo 2008-2012.

## **2. Finalità della deliberazione dell'Autorità**

Avendo considerato i documenti e le informazioni acquisite e in particolare le osservazioni formulate dai soggetti interessati nel corso dell'incontro tenuto il 24 febbraio 1999 presso gli uffici dell'Autorità, i vantaggi ambientali e le ricadute socio-economiche locali associate alle attività di costruzione ed esercizio degli impianti in oggetto, le difficoltà economiche in cui si sono venuti a trovare i produttori che cedono la totalità della produzione all'Enel Spa (di seguito: Enel) come eccedenze da impianti esistenti, l'Autorità ritiene opportuno riconoscere prezzi di cessione tali da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata economicità e redditività.

L'Autorità ritiene inoltre opportuno che, per le caratteristiche specifiche degli impianti oggetto della presente relazione tecnica e dei contesti territoriali ove sono inseriti, specie in aree ad elevato rischio idrogeologico, la frequenza degli interventi di manutenzione straordinaria, sia sulle opere idrauliche che elettromeccaniche, l'energia elettrica prodotta dagli stessi sia inquadrabile nell'ambito di quanto previsto dall'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91.

Con la deliberazione oggetto della presente relazione tecnica l'Autorità si propone pertanto di determinare i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW:

- sulla base del criterio del costo evitato di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;

- riconoscendo altresì una componente ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, fino a garantire la copertura dei costi in condizioni di adeguata economicità e redditività.

Le disposizioni proposte nella deliberazione dell'Autorità si applicano agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua o di concessione di derivazione d'acqua non superiore a 3 MW<sup>1</sup> che cedono l'energia elettrica prodotta al gestore della rete di trasmissione nazionale e, fino alla assunzione della titolarità delle funzioni a questo attribuite dall'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91, ad eccezione dell'energia ceduta nell'ambito di convenzioni di cessione destinata all'Enel Spa, di cui al 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 del Ministro dell'industria 25 settembre 1992) ancora in vigore fino alla loro scadenza. Nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata ancora in essere alle quali non si applica il provvedimento proposto rientrano sia quelle relative ad impianti considerati nuovi ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 che quelle relative ad impianti esistenti, fino alla loro scadenza.

Gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW, come noto, costituiscono una realtà produttiva significativa, sussistendo sul territorio nazionale oltre quattrocentocinquanta impianti di tale natura, gran parte dei quali con convenzioni di cessione destinata all'Enel dell'energia elettrica prodotta scadute o prossime alla scadenza. Infatti le misure di promozione ed incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili previste dal citato articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, tra cui l'obbligo, per i soggetti responsabili di impianti che importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dall'anno 2001, una quota pari al due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, o gli stanziamenti stabiliti dal Cipe a favore delle regioni e province autonome e destinati all'incentivazione, trovano applicazione per i soli impianti di produzione entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva all'entrata in vigore del medesimo decreto. Nel citato articolo 11 non vengono invece contemplati gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili esistenti e con convenzioni di cessione destinata, ai sensi del provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 109 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92), scadute ovvero che non hanno usufruito degli incentivi previsti dallo stesso provvedimento.

Inoltre, a differenza delle derivazioni idroelettriche con riserva d'acqua a bacino e a serbatoio o di altre fonti rinnovabili programmabili, gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW non sono generalmente in grado di regolare la produzione allo scopo di produrre nelle ore di maggior richiesta, né di assicurare impegni di potenza garantita. Pertanto non sono in generale in grado di accedere al

---

<sup>1</sup> Il limite superiore dei 3 MW per la potenza nominale media annua o di concessione idroelettrica discende dall'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, recante "Approvazione del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici", come modificato e integrato dall'articolo 1 della legge 24 gennaio 1977, n. 7, recante "Norme per l'aumento del limite tra grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche per forza motrice" che ha elevato il limite tra grandi e piccole derivazione da 220 kW a 3 MW.

libero mercato alle stesse condizioni consentite agli altri impianti che utilizzano fonti di energia programmabili.

Naturalmente alla produzione di energia elettrica da impianti ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW rimane sempre possibile accedere al mercato qualora ciò risulti più conveniente per il produttore rispetto alle condizioni previste dal provvedimento proposto.

### **3. Metodologia di determinazione dei nuovi prezzi di cessione**

#### **3.1 I limiti e le difficoltà applicative della deliberazione dell'Autorità n. 162/98**

Le disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità n. 162/98 trovano applicazione in situazioni estremamente articolate e differenziate sia quanto alla natura dei soggetti produttori, sia quanto alla tipologia degli impianti interessati. Tale differenziazione si esplicita nei seguenti profili:

- le caratteristiche tecniche e di localizzazione sul territorio degli impianti risultano estremamente variabili in termini di: dimensione unitaria delle unità di generazione; rapporto tra capacità totale installata e potenza media annua di concessione; ubicazione degli impianti (zona alpina, appenninica o prealpina, canali di pianura); grado di utilizzazione degli impianti (ore annue di produzione alla potenza nominale);

- i costi unitari di produzione, sia in termini di costi fissi di impianto che di esercizio, sono caratterizzati da un'elevata variabilità e presentano un sensibile effetto scala in termini di costi unitari di impianto e di esercizio crescenti al diminuire della dimensione (taglia) delle unità di generazione;

- nel periodo di vigenza delle convenzioni di cessione destinata dell'energia elettrica all'Enel, la maggior parte degli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW ha usufruito di incentivazioni (in conto esercizio e/o in conto capitale);

- la durata delle convenzioni di cessione destinata risulta diversa da impianto a impianto, essendo stata fissata dal produttore, in applicazione di quanto previsto dall'articolo 17 della convenzione tipo contenuta nel decreto del Ministro dell'industria, commercio e artigianato 25 settembre 1992.

- I soggetti esercenti gli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW e le relative associazioni rappresentative hanno segnalato che gli effetti della deliberazione n. 162/98 dell'Autorità non sono tali da garantire gli auspicati livelli di economicità e redditività dell'esercizio di detti impianti, tanto da metterne in discussione il mantenimento di tale produzione nell'ambito del sistema elettrico nazionale. Lo stesso soggetto cessionario ha incontrato difficoltà a raccogliere tutti i dati necessari a caratterizzare la specifica situazione di ciascun impianto, soprattutto per quanto riguarda la natura e l'entità dei contributi ricevuti, essendo anche intervenute nel corso degli anni alienazioni e passaggi di proprietà, tanto che gli uffici dell'Autorità hanno predisposto una circolare applicativa della deliberazione medesima (prot. AP/M99/791) approvata nel corso della riunione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 26 maggio 1999.

In particolare i prezzi riconosciuti dalla deliberazione dell'Autorità n. 162/98 agli impianti di Classe I, come valutati e definiti nella relazione tecnica alla relativa

proposta di delibera, si riferiscono ad impianti completamente ammortizzati e che presentano quindi i soli costi di esercizio, dettagliati nella tavola 3 della medesima relazione tecnica. Nella definizione di Classe I, di cui all'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità n. 162/98, viene assunto come elemento discriminante e caratterizzante della Classe I la data di entrata in servizio, che deve essere anteriore al 31 luglio 1988.

Per alcuni impianti rientranti in questa classe, per i quali non è terminato il periodo di ammortamento, i prezzi riconosciuti dalla deliberazione dell'Autorità n. 162/98 possono non essere adeguati a coprire i costi effettivi della produzione idroelettrica in quanto:

- a) per gli impianti entrati in servizio prima del 31 luglio 1988, ma dopo l'1 gennaio 1969, può non essere stato completato il periodo di ammortamento, di norma trentennale<sup>2</sup>;
- b) per le caratteristiche specifiche degli impianti in oggetto e dei contesti territoriali ove sono inseriti, specie in aree a rischio idrogeologico, indipendentemente dagli anni di servizio, intervengono, oltre ai costi di esercizio, ulteriori costi fissi legati agli interventi di manutenzione straordinaria, in particolare delle opere idrauliche, o di sostituzione di parti elettromeccaniche.

Per gli impianti che hanno invece usufruito di contributi in conto capitale erogati ai sensi delle leggi 29 maggio 1982, n. 308 e 9 gennaio 1991, n. 10 o erogati da enti locali, organismi statali nazionali o sovranazionali (ad esempio l'Unione europea), in base al comma 3.2 della deliberazione dell'Autorità n. 162/98 si applica una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo ricevuto in conto capitale. Il comma 4.2 della medesima deliberazione stabilisce inoltre che: "ai fini del riconoscimento dell'ulteriore quota dell'articolo 3, deve essere presentata ai soggetti che si rendano cessionari dell'adempimento dell'obbligo previsto dall'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico una dichiarazione giurata in merito a quanto previsto dall'articolo 3, comma 3.2".

La difficoltà di applicazione di tale comma deriva da più fattori, di ordine legale, fiscale e di gestione amministrativa.

Dal punto di vista legale, mentre è sancita in modo esplicito l'incompatibilità tra il riconoscimento dei prezzi di cessione in base al titolo II, comma 3, del provvedimento Cip n. 6/92 ed i contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, tanto è che "al titolare dell'impianto o al suo legale rappresentante viene richiesto di trasmettere al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico dichiarazione giurata di non aver fruito di contributi e di rinunciare ad eventuali contributi relativi a domande già presentate", non altrettanto evidente è l'incompatibilità tra il provvedimento Cip n. 6/92 ed i contributi previsti dalla legge 29 maggio 1982, n. 308 o equivalenti.

Dal punto di vista fiscale, i contributi in conto capitale hanno subito un trattamento particolare ai fini della deducibilità degli ammortamenti fiscali pluriennali.

---

<sup>2</sup> Gli ammortamenti fiscali per questi tipi di impianti prevedono 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. Tali quote annue, associate all'incidenza economica che assumono le stesse componenti in un impianto di nuova realizzazione, determinano un periodo medio di ammortamento di circa trenta anni.

Dal punto di vista applicativo, il comma 3.2 presuppone la determinazione dell'incidenza dei contributi in conto capitale percepiti sull'investimento iniziale di un impianto a nuovo completo.

In realtà tale incidenza risulta difficile da stabilire se si considera che nel riconoscimento delle cosiddette "spese ammesse" al contributo, sono stati spesso operati dagli enti erogatori riduzioni o tagli alle voci ammesse perché non ritenute congrue o strettamente pertinenti all'impianto: di conseguenza il rapporto tra contributi concessi e spese ammesse non risulta equivalente al rapporto tra gli stessi contributi (attualizzati) e il valore a nuovo di un impianto completo.

I valori degli investimenti associati a questa tipologia di impianti possono risultare anche molto differenziati in relazione alle caratteristiche del bacino imbrifero, alla modalità di esecuzione delle opere, al valore dei terreni ed, inoltre, come già sopra evidenziato, alcuni investimenti vengono effettuati anche successivamente a quelli iniziali. Pertanto risulta estremamente difficile ricostruire il valore attualizzato degli investimenti effettuati lungo l'arco di decenni, accertandone la congruità e veridicità attraverso riscontri di pagamenti e fatturazione che, anche da un punto di vista fiscale, non possono andare oltre i cinque anni dalla emissione.

### 3.2 Determinazione dei nuovi prezzi di cessione

Dall'1 aprile 1999 è entrato in vigore il decreto legislativo n. 79/99, che prevede misure di promozione e incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per i soli impianti entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva alla entrata in vigore del decreto medesimo. Inoltre l'articolo 3, comma 12, del medesimo decreto prevede altresì l'obbligo per il gestore della rete di trasmissione nazionale 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.

Continuano inoltre a sussistere:

- l'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91, che attribuisce al Cip, tra l'altro, la definizione dei prezzi relativi alla cessione della nuova energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate, assicurando prezzi incentivanti;
- le deliberazioni del Cipe richiamate in premessa e le raccomandazioni della Commissione europea mirate all'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili a motivo delle valenze strategiche, ambientali e socio-economiche sottese.

Come già accennato precedentemente al paragrafo 2, nella proposta di deliberazione dell'Autorità a cui si riferisce la presente relazione tecnica la determinazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW è stata effettuata con riferimento a prezzi, indifferenziati tra ore piene e ore vuote, 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 (Ct), espresso in L/kWh, di cui alla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, e 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).

**Tabella 1- Prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW**

Produzione di energia elettrica su base annua	Componente di cui alla lettera a) (*)	Componente di cui alla lettera b)	Prezzo di cessione (L/kWh)
fino a 1 milione di kWh	40,2	114,8	155
oltre 1 fino a 2 milioni di kWh	40,2	78,8	119
oltre 2 fino a 3 milioni di kWh	40,2	68,8	109
oltre 3 fino a 4 milioni di kWh	40,2	62,8	103
oltre 4 fino a 5 milioni di kWh	40,2	57,8	98
oltre 5 fino a 10 milioni di kWh	40,2	49,8	90
oltre 10 milioni di kWh	40,2	41,8	82

(\*) Il valore riportato in tabella per la componente di cui alla lettera a) è pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali in vigore nel terzo bimestre (maggio-giugno) 1999, di cui alla deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 54/99, ed è soggetto ad aggiornamento bimestrale.

Il livello dei prezzi riconosciuti è stato determinato applicando ai costi di impianto e di esercizio risultanti dall'indagine condotta dagli uffici dell'Autorità ed utilizzati per la elaborazione della deliberazione n. 162/98 i medesimi criteri di calcolo, riconoscendo un livello di redditività pari al 6,9% annuo, anziché del 6%. Tale livello di redditività è stato determinato dagli uffici dell'Autorità e viene ritenuto congruo in termini di costo medio ponderato del capitale per il settore in oggetto, tenuto conto del diritto di cessione a prezzi predeterminati dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW, senza i rischi tipici del segmento della generazione in un sistema liberalizzato. In tabella 2 sono evidenziate le differenze rispetto ai livelli di prezzo stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità n. 162/98 in funzione della dimensione (taglia) delle unità di generazione degli impianti.

**Tabella 2 – Differenze tra i prezzi di cessione previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 162/98 e quelli previsti dalla deliberazione attuale**

	taglia (kW)				
	fino a 220	221-500	501-1000	1001-2000	2001-3000
	(lire/kWh)				
Deliberaz. n.162/98 Classe III	147	123	110	96	89
Deliberaz. in oggetto	155	131	117	102	95
Differenza	8	8	7	6	6

Attraverso interpolazione lineare dei prezzi di cessione in funzione della dimensione (taglia) delle unità di generazione degli impianti e con riferimento ad un livello medio di utilizzazione annua della capacità installata pari a 3400 ore, è stato costruito l'andamento dei prezzi medi per ciascun scaglione di produzione annua riportato nella figura 1. A partire dallo scaglione inferiore di produzione, il prezzo di cessione degli scaglioni successivi è stato determinato sulla base dell'equivalenza tra l'area sottesa a ciascun prezzo medio della figura 1 e l'integrale dell'area sottesa al

corrispondente scaglione della figura 2, che sconta i maggiori prezzi unitari degli scaglioni inferiori sul totale della produzione annua cumulata.

Il criterio dei prezzi di cessione differenziati per scaglioni di produzione a partire da quello minimo consente di coniugare prezzi rappresentativi della specifica natura dei costi associata agli impianti in esame con una notevole semplificazione della gestione amministrativa dei prezzi. Inoltre, nel caso di fonti rinnovabili non programmabili come quella in esame, tale metodo consente di attenuare gli effetti delle stagionalità nelle precipitazioni, pur mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e della efficienza degli impianti.

### 3.3 Modalità applicative

I prezzi di cessione riportati nella tabella 1 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” fino a raggiungere il volume annuo di produzione effettivamente conseguito da ciascun impianto (ved. esempio riportato in tabella 3).

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 potenze installate o alle quantità di energia elettrica misurate dai contatori dell’Ufficio tecnico di Finanza, detraendo le perdite in proporzione (si veda l’esempio riportato in tabella 4).

Nel caso di cessione alla rete nazionale della totalità dell’energia prodotta, la “produzione di energia elettrica su base annua” della tabella 1 coincide con l’energia immessa in rete e ceduta al gestore della rete di trasmissione nazionale.

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 medio 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. Ai fini della fatturazione mensile dell’energia elettrica ceduta come eccedenze, poiché non si conosce a priori il volume annuo di produzione, si assume per i primi undici mesi dell’anno corrente, il prezzo medio calcolato applicando i prezzi di tabella 1 alla produzione totale (autoconsumo ed eccedenze) dell’anno precedente, salvo conguaglio a fine anno.

Il riferimento alla produzione di energia elettrica da ciascun impianto su base annua determina, per l’anno 1999 e nell’ipotesi di entrata in vigore del provvedimento proposto dall’1 settembre 1999, la situazione nel seguito descritta:

- dall’1 gennaio al 31 agosto 1999 si applicano i prezzi previsti dalla deliberazione dell’Autorità n. 162/99;



- per il periodo residuo dell'anno 1999 di vigenza del provvedimento proposto (vale a dire per gli ultimi quattro mesi) si applicano i prezzi riportati nella tabella 1, facendo riferimento a scaglioni di produzione ridotti in misura pari al rapporto tra numero di mesi residui sino alla fine dell'anno solare 1999 e i dodici mesi complessivi dell'anno (nell'ipotesi dei quattro mesi di vigenza ipotizzati, riducendo ad un terzo gli scaglioni di produzione della tabella 1, come riportato in tabella 5);

- per le eccedenze cedute alla rete nazionale nel periodo residuo dell'anno 1999 di vigenza del provvedimento proposto si applica il criterio sopra esposto per le eccedenze su base annua con riferimento ad un volume di produzione totale, pari alla somma della quantità di energia autoconsumata, o ceduta come cessione destinata, e di quella ceduta come eccedenze, relativo ai mesi residui dell'anno 1999 di vigenza del provvedimento proposto. Il prezzo medio relativo a tale periodo, stimato in via preventiva sulla base della produzione dell'equivalente periodo dell'anno precedente, viene applicato a scaglioni di produzione ridotti in misura pari al rapporto tra numero di mesi sino alla fine dell'anno e i dodici complessivi dell'anno 1999, come riportato nell'esempio di tabella 5

#### **4. Aggiornamento dei prezzi di cessione**

Per la componente del prezzo di cessione corrispondente ai costi variabili di produzione, che incidono per il 40% circa del totale, è previsto un aggiornamento, su base annuale ed a partire dall'1 gennaio 2000, pari all'indice Istat dei prezzi al consumo, per tener conto dell'adeguamento di alcuni costi, in particolare canoni e costo del personale. Semplificando, ciò equivale ad applicare all'intero prezzo di cessione 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.

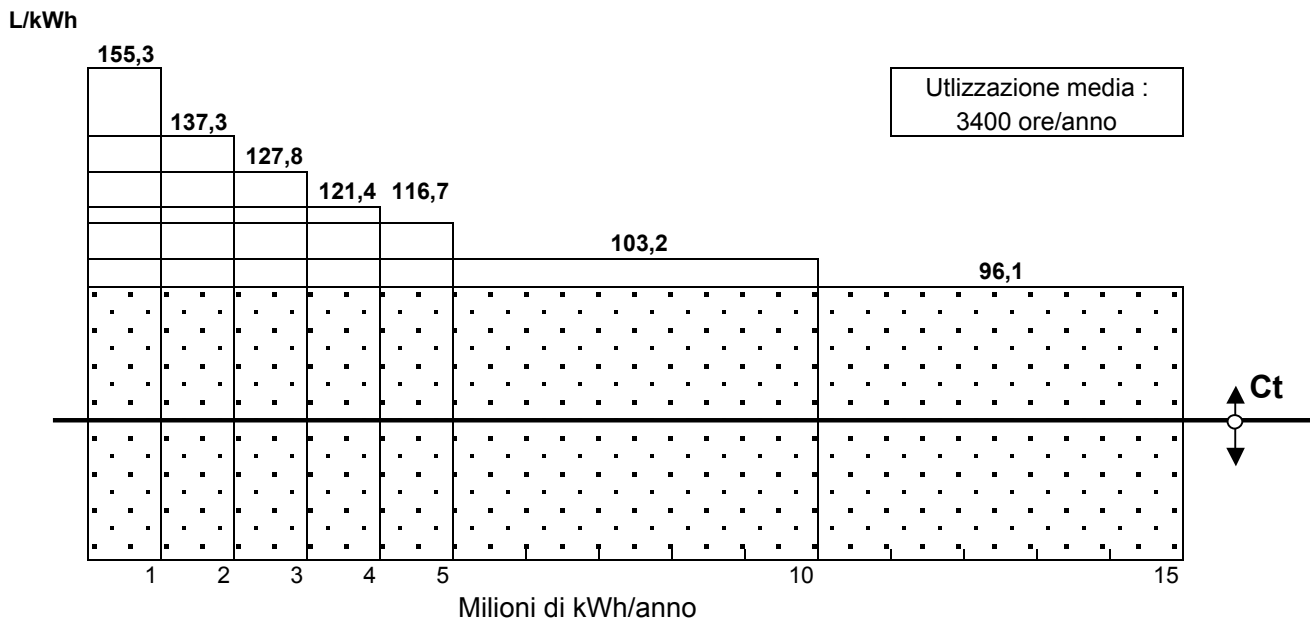
La componente pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali Ct viene invece aggiornata su base bimestrale, secondo quanto previsto dall'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 70/97). Va osservato che comunque l'adeguamento bimestrale della componente di cui alla lettera a) della tabella 1 non si trasferisce ai prezzi di cessione che sono fissi, salvo l'adeguamento annuale di cui sopra. Pertanto tale adeguamento bimestrale comporterà variazioni di pari valore e segno opposto della componente b). Ciò come conseguenza delle modalità con cui sono stati determinati i prezzi di cessione, basate su criteri di riconoscimento dei costi di produzione effettivi e specifici degli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, assicurando adeguate condizioni di economicità e redditività.

#### **5. Soggetti cui sono poste a carico le componenti dei prezzi di cessione**

Le componenti dei prezzi di cessione di cui alle lettere punti a) e b) del capitolo 3 sono poste a carico rispettivamente del *Conto costi energia*, di cui all'articolo 6, commi 6.1 e 6.2, della deliberazione n. 70/97, e successive modificazioni ed integrazioni, e del *Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate* di cui

all'articolo 5, comma 5.2, della medesima deliberazione, entrambi amministrati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico .

**Figura 1 - PREZZI MEDI CHE RIFLETTONO I COSTI TIPICI DEGLI IMPIANTI ESAMINATI**



**Figura 2 - PREZZI CONSEGUENTI PER SCAGLIONI PROGRESSIVI DI PRODUZIONE ANNUA DI ENERGIA ELETTRICA**

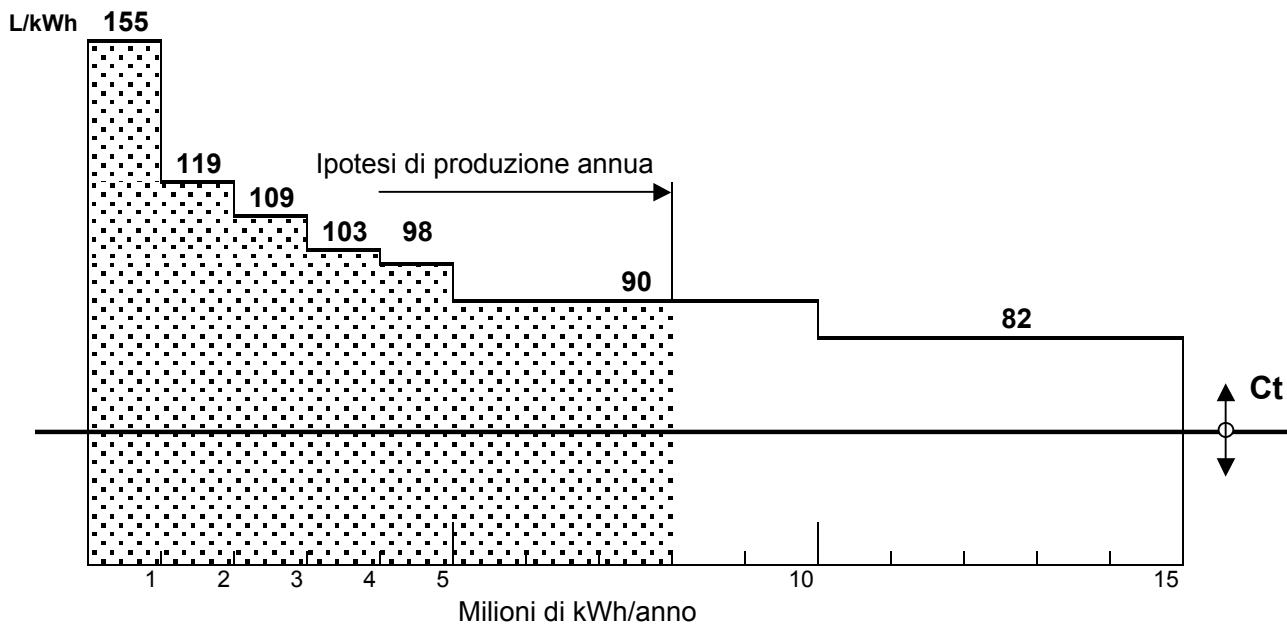


Tabella 3 - Esempio di applicazione dei prezzi di cessione  
nel caso di cessione totale della produzione

Cessione totale						
	Produzione		Scaglione mni kWh	Prezzo (1) L/kWh	Quantità (2) mni kWh	(1) x (2) L milioni
	mensile mni kWh	cumulata mni kWh				
Gennaio	1,1	1,1	0,0-1,0	155	1,0	155,0
			1,0-1,1	119	0,1	11,9
Febbraio	1,0	2,1	1,1-2,0	119	0,9	107,1
			2,0-2,1	109	0,1	10,9
Marzo	1,2	3,3	2,1-3	109	0,9	98,1
			3,0-3,3	103	0,3	30,9
Aprile	1,5	4,8	3,3-4,0	103	0,7	72,1
			4,0-4,8	98	0,8	78,4
Maggio	1,2	6,0	4,8-5,0	98	0,2	19,6
			5,0-6,0	90	1,0	90,0
Giugno	1,0	7,0	6,0-7,0	90	1,0	90,0
Luglio	1,0	8,0	7,0-8,0	90	1,0	90,0
Agosto	1,0	9,0	8,0-9,0	90	1,0	90,0
Settembre	1,0	10,0	9,0-10,0	90	1,0	90,0
Ottobre	1,0	11,0	10,0-11,0	82	1,0	82,0
Novembre	1,1	12,1	11,0-12,1	82	1,1	90,2
Dicembre	1,0	13,1	12,1-13,1	82	1,0	82,0
Totale	13,1				13,1	1288,2

(3)

(4)

Prezzo medio in L/kWh (4)/(3): 98,3

**Tabella 4 - 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: gennaio 2000

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

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%
		<b>100,0%</b>

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
		<b>90,00 kWh</b>	<b>90</b>	<b>kWh</b>

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
		<b>3.000 kWh</b>

**Tabella 5 - Scaglioni di riferimento per il periodo a finire l'anno 1999, nell'ipotesi di entrata in vigore del provvedimento proposto dall'1 settembre 1999**

Scaglioni di riferimento	Prezzo L/kWh
fino a 333.333 kWh	155
oltre 333.333 fino a 666.667 kWh	119
oltre 666.667 fino a 1 milione di kWh	109
oltre 1 milione fino a 1.333.333 kWh	103
oltre 1.333.333 fino a 1.666.667 kWh	98
oltre 1.666.667 fino a 3.333.333 kWh	90
oltre 3.333.333 kWh	82