

Classe I comprendente gli impianti completamente ammortizzati entrati in servizio prima del 31 luglio 1988 e non rientranti nella classe II;

Classe II comprendente gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92, che hanno usufruito di un periodo di corresponsione del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento CIP n.15/89 o 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 di durata complessiva:

- fino a 3 anni
- oltre tre e fino a cinque anni
- oltre cinque anni;

Classe III comprendente tutti gli impianti entrati in servizio dopo il 31 luglio 1988 e non rientranti nelle classi I e II.

6.2 Ambito di applicazione

Le disposizioni della deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica si applicano, a decorrere dall'1 gennaio 1999, a tutti gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, ad eccezione di quelli per i quali sono titolari della relativa concessione di derivazione d'acqua imprese produttrici-distributrici e, fino alla scadenza delle relative convenzioni, di quelli con convenzioni di cessione destinata all'Enel dell'energia elettrica prodotta, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992.

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

Agli impianti di cui al paragrafo 6.2 viene riconosciuta, oltre ai prezzi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998, una ulteriore quota determinata come differenza tra i valori indicati nella tabella A ed i suddetti prezzi, qualora tale differenza sia positiva.

CLASSI DI IMPIANTI DI CUI AL PARAGRAFO 6.1	L/kWh				
	Potenza convenzionale (kW)				
	fino a 220	221-500	501-1000	1001-2000	2001-3000
Classe I	63	45	37	30	25
Classe II					
(fino a 3 anni)	144	114	98	80	72
(oltre 3 fino a 5)	142	107	88	67	60
(oltre 5 anni)	136	93	69	60	60
Classe III	147	123	110	96	89

In pratica, con il nuovo sistema dei prezzi, i prezzi di cessione delle eccedenze previste dalla deliberazione n. 108/97 vengono integrate da un'ulteriore quota di prezzo differenziata per dimensione delle unità di generazione e per tipologia (entità e durata) dei contributi eventualmente percepiti.

I limiti delle classi di potenza convenzionali sono state individuate sulla base dei seguenti criteri:

- la potenza minima (220 kW) corrisponde al limite fissato per le piccole derivazioni dall'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1993, n. 1775 recante "Approvazione del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici";
- la potenza massima (3000 kW) si desume dalla definizione 'impianti ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW' adottata dal provvedimento CIP n.6/92 e dalla delibera n. 108/97, oltre che dall'articolo 1 della legge 24 gennaio 1997, n. 7, recante "Norme per l'aumento del limite tra grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche per forza motrice";
- i livelli intermedi sono stati scelti per tenere conto all'effetto scala, già evidenziati nella Tavola 2, che si manifesta sia sui costi fissi che su quelli variabili.

Per gli impianti che hanno usufruito anche di 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, ai valori riportati in tabella A si applica una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo in conto capitale ricevuto, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale.

6.4 Componente del prezzo di cessione a carico della Cassa congruaglio per il settore elettrico

L'ulteriore quota di cui al precedente paragrafo 6.3 è posta a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui all'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 e successive modificazioni ed integrazioni.

Tavola 1 – Totale delle convenzioni di cessione destinata stipulate da produttori terzi con l'Enel: confronto rinnovabile pure vs. impianti idroelettrici ad acqua fluente

TOTALE "RINNOVABILI PURE"	Totale			Di cui con convenzioni già scadute ed in scadenza nel 1998		
	Numero Impianti	Potenza MW	Produttività GWh/anno	Numero Impianti	Potenza MW	Produttività GWh/anno
< 500 kW	308	66	271	163	36,3	175
500 kW - 1 MW	117	84	336	39	24,9	139
1 - 3 MW	204	360	1.190	62	97,5	321
> 3 MW	229	2.439	8.679	27	212,6	676
Totale	858	2.949	10.476	291	371,3	1.311
DI CUI "IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE"	Numero Impianti	Potenza MW	Produttività GWh/anno	Numero Impianti	Potenza MW	Produttività GWh/anno
< 500 kW	273	58	249	147	32,0	165
500 kW - 1 MW	77	52	243	35	22,4	128
1 - 3 MW	114	197	632	56	88,2	309
> 3 MW	1	3	10	1	3,0	10
Totale	465	310	1.134	239	146	612
di cui fino a 3 MW	464	307	1.124	238	143	602

**Cessioni di energia elettrica all'Enel da impianti idroelettrici ≤ 3 MW
Situazione anno 1997**

CLASSI DI POTENZA	Numero Impianti	Capacità installata MW	Energia ceduta GWh	Potenza media kW	Produt- tione media MWh	Ore di utilizzo h
< = 100 kW	51	3,1	9,5	61	186	3.065
101 - 200 kW	81	12,4	40,4	153	499	3.258
201 - 300 kW	36	9,3	32,7	258	908	3.516
301 - 400 kW	50	17,1	54,1	342	1.082	3.164
401 - 500 kW	37	17,1	63,1	462	1.705	3.690
501 - 1000 kW	63	45,4	154,6	721	2.454	3.405
Subtotale fino a 1 MW	318	104,4	354,4	328	1.114	3.395
1 - 2 MW	64	91,7	285,4	1.433	4.459	3.112
2 - 3 MW	25	62,3	194,1	2.492	7.764	3.116
Totale	407	258,4	833,9	635	2.049	3.227

Tavola 2 — Riepilogo dei costi di impianto e di esercizio

DATI APER						
Potenza installata	kW	300	760	1.500	3.000	5.000
Potenza di concessione (*)	kW	150	380	750	1.500	2.500
Producibilità	kWh/anno ore/anno	1.023.500 3.412	2.588.000 3.405	4.923.000 3.282	10.117.200 3.372	16.863.000 3.373
Investimenti	L milioni	1.187	2.773	4.959	9.315	14.835
Investimento unit.	L milioni/kW	3,957	3,649	3,306	3,105	2,967
IMPORTI ANNUI						
Ammort. Fiscali ⁽¹⁾	L milioni/anno	54,0	127,0	222,0	438,0	709,0
Ammort. a Rate costanti ⁽²⁾	L milioni/anno	86,2	201,5	360,3	676,7	1.077,7
Costi operativi ⁽³⁾	L milioni/anno	71,0	133,9	214,1	355,0	526,0
IMPORTI UNITARI						
a) Ammort. Fiscali	L/kWh	52,8	49,1	45,1	43,3	42,0
b) Ammort. a Rate costanti	L/kWh	84,3	77,8	73,2	66,9	63,9
c) Costi operativi	L/kWh	69,4	51,7	43,5	35,1	31,2
Totale a)+c)	L/kWh	122,1	100,8	88,6	78,4	73,2
Totale b)+c)	L/kWh	153,6	129,6	116,7	102,0	95,1

Tavola 2 segue - Riepilogo dei costi di impianto e di esercizio

DATI UPER		n.1	n.2	n.3	n.4	n.5	n.5 bis	n.6	n.6 bis	n.7
Impianto n.										
Ubicazione		alpina	pianura	alpina	alpina	prealpina	prealpina	pianura	prealpina	alpina
Tipologia		acq. fluente	can. irriguo	acq. fluente	acq. fluente	acq. fluente	acq. fluente	can. irriguo	acq. fluente	acq. fluente
Potenza installata	kW	200	210	250	310	330	350	395	400	625
Potenza di concessione ^(*)	kW	196	198	264	320	347	225	412	321	653
Produzione media annua	kWh	1.148.300	1.085.800	1.448.500	1.695.400	1.868.600	1.165.050	2.244.200	1.887.030	3.422.500
Utilizzo	Ore/anno	5.742	5.170	5.794	5.469	5.662	3.329	5.682	4.718	5.476
Investimento imp.nuovo	L milioni	952,8	748,8	1.070,4	1.482,0	1.520,4	945,1	1.785,6	1.501,0	3.064,8
	L milioni/kW	4,764	3,566	4,282	4,781	4,607	2,700	4,521	3,753	4,904
IMPORTI ANNU										
Ammort.Fiscali ⁽¹⁾	L milioni/anno	43,6	34,3	49,0	67,9	69,6	43,3	81,8	68,7	140,4
Ammort.a Rate cost. ⁽²⁾	L milioni/anno	69,2	54,4	77,8	107,7	110,5	68,7	129,7	109,0	222,7
Costi operativi ⁽⁴⁾	L milioni/anno	74,2	65,9	80,8	82,4	92,0	54,8	92,1	80,7	120,2
IMPORTI UNITARI										
a) Ammort.Fiscali	L/kWh	38,0	31,6	33,8	40,0	37,3	37,2	36,4	36,4	41,0
b) Ammort.a Rate costanti	L/kWh	60,3	50,1	53,7	63,5	59,1	58,9	57,8	57,8	65,1
c) Costi operativi	L/kWh	64,6	60,7	55,8	48,6	49,2	47,0	41,0	42,8	35,1
Totale a)+c)	L/kWh	102,6	92,3	89,6	88,6	86,5	84,2	77,5	79,2	76,1
Totale b)+c)	L/kWh	124,9	110,8	109,4	112,1	108,3	106,0	98,8	100,6	100,2
Valori attesi Uper (da Tav.6)	L/kWh	139,3	122,7	122,3	127,3	122,5	120,0	112,6	120,0	115,7

(*) La potenza di concessione viene valutata sulla base della portata media annua, detratto il min.deflusso vitale, per il salto teorico. La capacità installata risulta in genere superiore (generalmente in un rapporto 2 a 1 in zona alpina, 1,5 a 1 in zona appenninica e circa 1 a 1 in pianura) per cogliere anche le punte (la portata max. si ha mediamente solo per 90 giorni all'anno).

(1) Valutati con percentuali annue di ammortamento fiscale pari all'1% per le opere idrauliche, 3% per le opere civili, 7% per i macchinari e 20% per gli investimenti immateriali.

(2) Valutati dagli uffici dell'Autorità sulla base di una rata annua costante di ammortamento, di un tasso annuo di rendimento reale del 6% (costo medio ponderato del capitale + rischi) e di un periodo di ammortamento pari a 30 anni.

(3) Valori forniti dall'Aper e riferiti - per quanto riguarda il canone di concessione demaniale e l'addizionale regionale - al decreto del Ministero delle Finanze 2 marzo 1998, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 179 del 3 agosto 1998, che è risultato non applicabile (ved. Capitolo 4 e Tavola 3).

(4) Valori a consuntivo (media di periodo 1990-96) forniti dall'Uper.

Tavola 3 - Componenti dei costi di esercizio e manutenzione per impianti idroelettrici ad acqua fluente < 3 MW

	APER					UPER						
Taglia impianto (kW)	150	380	750	1500	2500	200	210	250	310	330	395	625
	L milioni /anno						L milioni /anno					
Canone di concessione	3,3	8,2	16,3	32,5	54,2							
Sovracanoni Com.e Prov.		1,7	3,3	6,7	11,1							
Sovracanoni bacino imbrif.		6,3	12,5	25,0	41,7							
Imposta regionale	0,3	0,8	1,6	3,3	5,4							
Licenza di esercizio	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							
Convenzione Comune	10,0	25,0	35,0	45,0	60,0							
1. Tot. CANONI (*)	13,6	42,1	68,8	112,5	172,5	7,9	6,4	9,9	13,0	10,5	17,2	26,5
Personale	25,0	30,0	35,0	45,0	50,0							
Dotazioni e mat.di consumo	0,7	1,5	2,0	4,0	5,0							
Assicurazioni (a)	4,4	6,8	10,7	17,0	24,9							
Altri costi di esercizio (b)	3,1	5,3	7,6	8,6	8,2							
Altri costi variabili (c)	3,5	4,0	6,5	7,0	9,0							
2. Tot. ESERCIZIO	36,6	47,6	61,7	81,6	97,0	49,1	43,8	53,1	49,1	52,6	56,4	58,9
Manutenzione programmata (d)	7,0	10,8	17,5	27,5	37,0							
Manutenzione straordinaria (e)	1,2	1,5	4,4	8,3	11,3							
3. Tot. MANUTENZIONE	8,2	12,3	21,9	35,8	48,3	17,2	15,7	17,8	20,3	28,9	18,5	34,9
4. GEST. AMM.E SPESE GEN.	5,8	14,6	27,6	56,8	94,6							
TOT.COSTI DI ESERCIZIO (L milioni/anno)	64	117	180	287	412	74	66	81	82	92	92	120
(L/kWh)	62,7	45,1	36,6	28,3	24,5	64,6	60,7	55,8	48,6	49,2	41,0	35,1

Tavola 3 segue – Componenti dei costi di esercizio e manutenzione per impianti idroelettrici ad acqua fluente < 3 MW

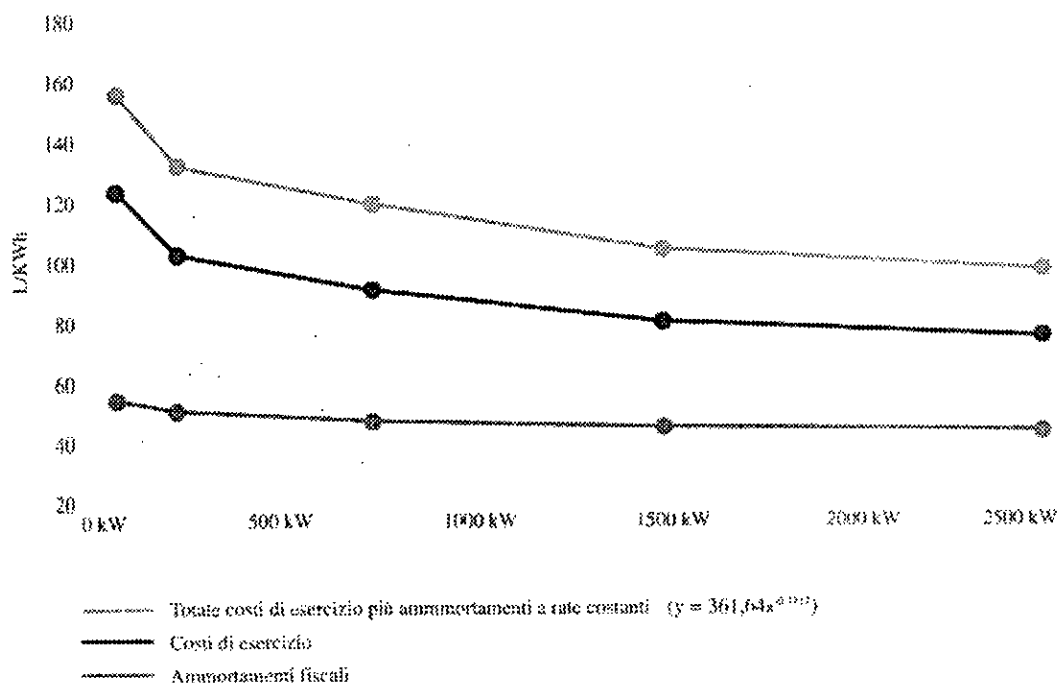
(*) Per i canoni, sovracanon e addizionale regionale sono stati applicati i seguenti valori in vigore per l'anno 1999:

	L/kW di potenza in concessione
- Canone di concessione	21.677
- Sovracanon Com.e Prov.	4.445
- Sovracanon bacino imbrif.	16.677
- Imposta regionale	2.168

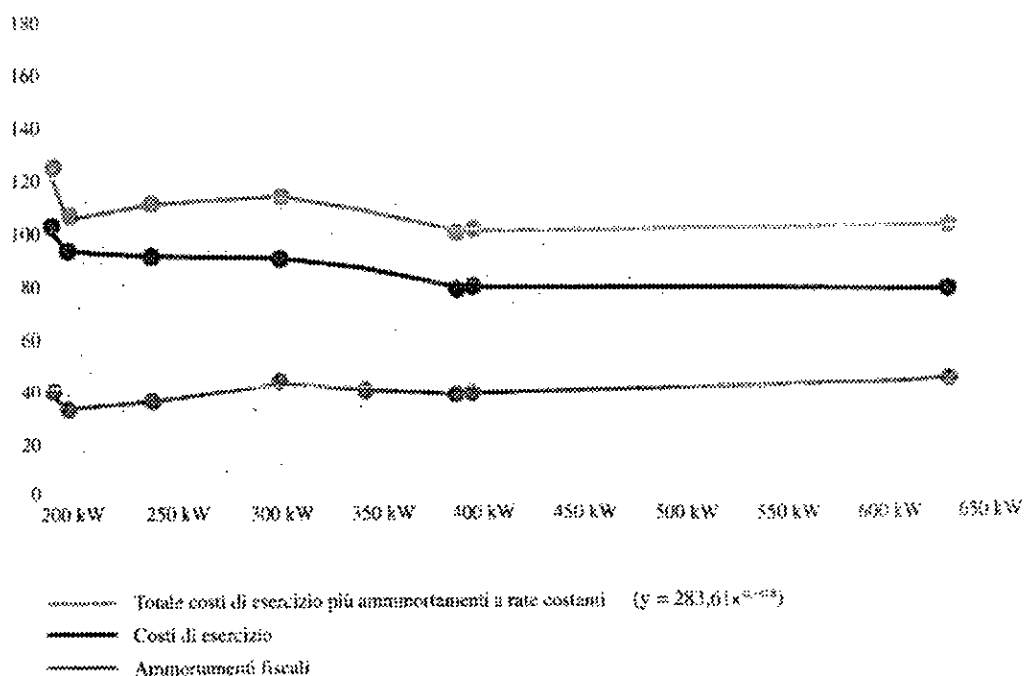
Il canone di concessione demaniale e l'addizionale regionale sono infatti quantificati dall'articolo 8 della legge 5 gennaio 1994, n.36, e dalle successive norme di attuazione (decreti del Ministro delle Finanze del 25 febbraio 1997, n.90, e del 20 marzo 1998, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.95 del 24 aprile 1998). Per questi ultimi due canoni, i valori riportati nel documento di analisi dei costi dell'APER facevano invece riferimento al decreto 2 marzo 1998 approvato dal Ministero delle Finanze e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n.179 del 3 agosto 1998 che, da indagini condotte dagli uffici dell'Autorità presso il Ministero delle Finanze, non si applicano alle piccole derivazioni per uso idroelettrico per il periodo successivo all'1 gennaio 1994.

- (a) Incendi ed eventi speciali, responsabilità civile vs terzi, vs.dipend., ass.guasti macchine
- (b) UTF Imp.di fabbricazione, Enel illum.e servizi, Telecom. e cellulari, pratiche ind.
- (c) Spese vive di gestione, imprevisti
- (d) Mano d'opera, mater.di consumo, attrezzature, ricambi, prestaz.specialistiche
- (e) Mano d'opera, mater.di consumo, attrezzature, sostituz parti importanti, prestazioni specialistiche equivalenti ad un intervento ogni 10 anni.

Tavola 4 - Effetto scala sui costi di impianto e di esercizio. Casi Aperi

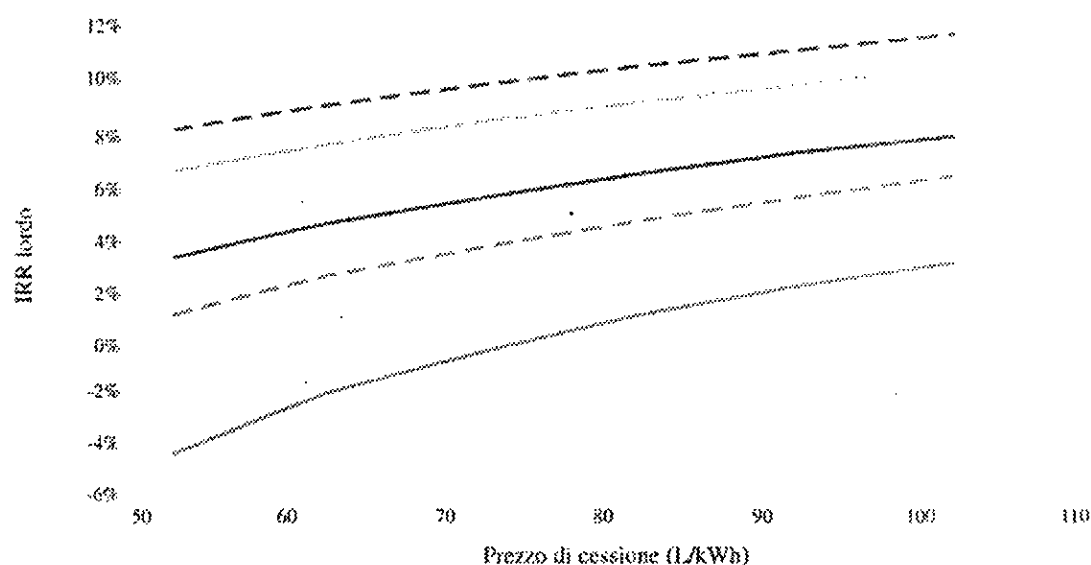


Effetto scala sui costi di impianto e di esercizio. Casi Uperi

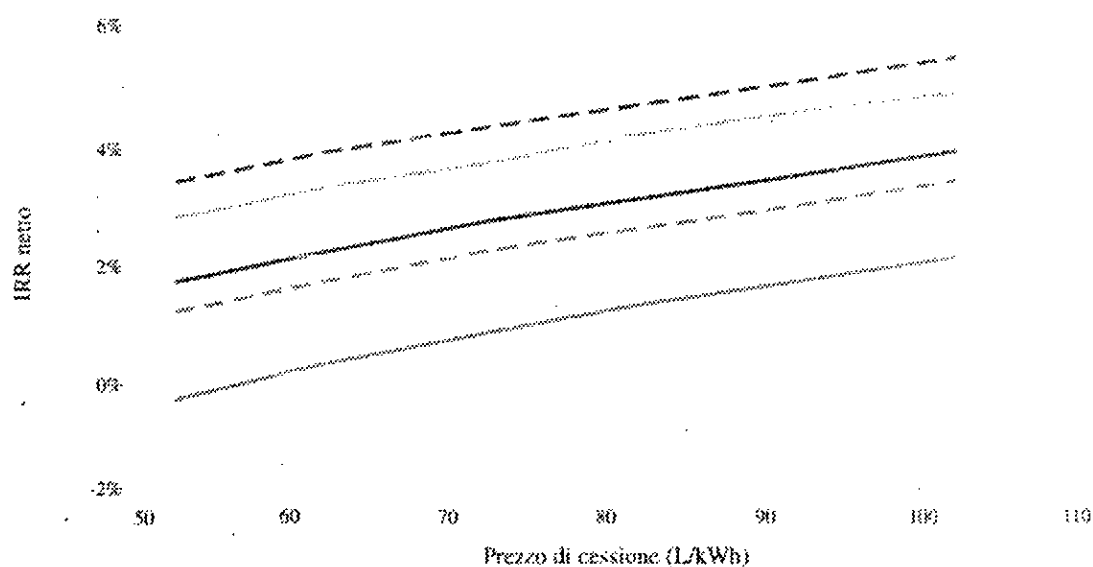


Note: Ammortamenti fiscali: valutati sulla base delle medesime percentuali annue di ammortamento riportate in Tavola 2 e Capitolo 4. I costi di esercizio sono pari a quelli forniti dalle associazioni dei produttori e riportate in Tavola 2. L'ammortamento a rate costanti valutato dagli uffici dell'Autorità sulla base dei livelli di investimento dichiarati dalle associazioni dei produttori, differenziati per taglia, assumendo un tasso di sconto del 5% annuo (comprensivo del costo medio ponderato del capitale e dei rischi) ed un periodo di ammortamento pari a 30 anni.

Tavola 5 - Reddittività residua in funzione dei prezzi di cessione per impianti mini-idro che hanno già usufruito per 8 anni della tariffa CIP n. 6/92 (160,3 L/kWh)



----- 150 kW
----- 380 kW
----- 750 kW
----- 1500 kW
----- 2500 kW



----- 150 kW
----- 380 kW
----- 750 kW
----- 1500 kW
----- 2500 kW

Fonte: Aper

Tavola 6 - Remunerazione investimenti nel settore idroelettrico minore

Base dati reali da impianti idroelettrici in esercizio da oltre 10 anni (campione associati UPER)

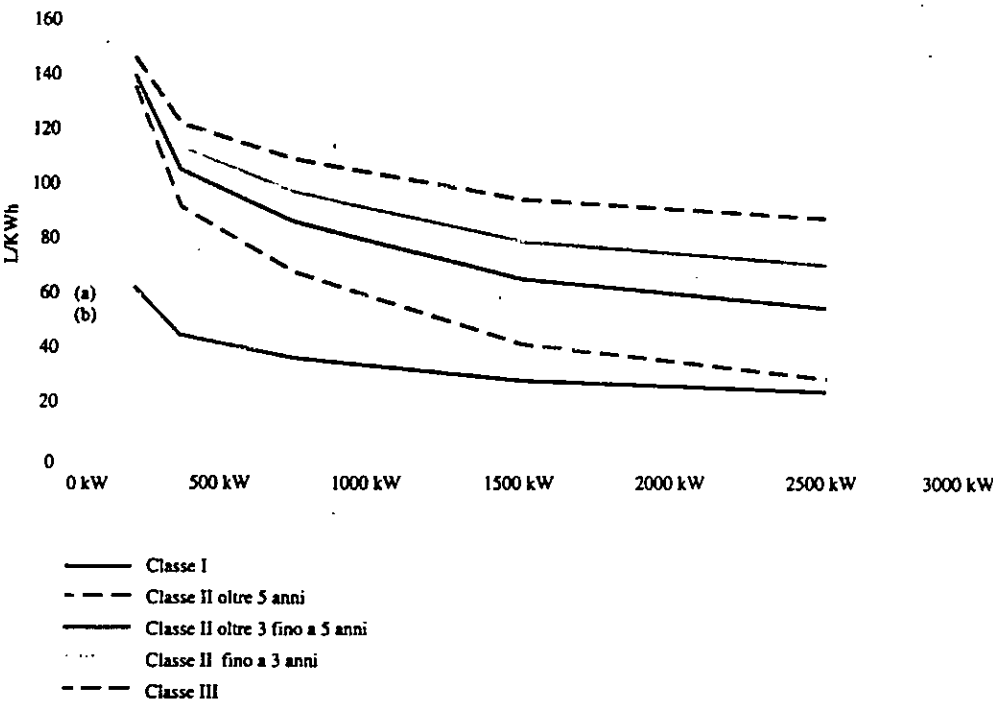
CARATTERISTICHE		Impianto n. 1	Impianto n. 2	Impianto n. 3	Impianto n. 4	Impianto n. 5	Impianto n. 6	Impianto n. 7
Zona di ubicazione		Alpina	Pianura	Pianura	Alpina	Prealpina	Pianura	Alpina
Tipologia impianto		Acqua fluente	Canale irriguo	Canale irriguo	Acqua fluente	Acqua fluente	Canale irriguo	Acqua fluente
Potenza di concessione	Kw	196	198	264	320	347	412	653
Potenza installata	Kw	200	210	250	310	330	395	625
produzione media annua ¹	KWh	1.148.300	1.085.800	1.448.500	1.695.400	1.868.600	2.244.200	3.422.500
Ore di utilizzo medie annue	n°	5.742	5.170	5.794	5.469	5.662	5.682	5.476
Valore impianto a nuovo ²	Lire	952.800.000	748.800.000	1.070.400.000	1.482.000.000	1.520.400.000	1.785.600.000	3.064.800.000
COSTI								
Personale conduzione, amministrazione e assicurazioni	Lire	49.093.000	43.829.500	53.080.500	49.115.000	52.635.000	56.364.000	58.850.000
Canoni demaniali, sovraccanoni e concessioni Enti irrigui	Lire	7.941.616	6.380.451	9.847.530	12.965.904	10.465.954	17.185.035	26.458.548
Manutenzione ordinaria ¹	Lire	17.184.200	15.664.000	17.844.200	20.295.000	28.864.000	18.502.000	34.848.000
TOTALE	Lire	74.218.816	65.873.951	80.772.230	82.375.904	91.964.954	92.051.035	120.156.548
AMMORTAMENTO (30 anni)	Lire	38.112.000	29.952.000	42.816.000	59.280.000	60.816.000	71.424.000	122.592.000
TOTALE COSTI	Lire	112.330.816	95.825.951	123.588.230	141.655.904	152.780.954	163.475.035	242.748.548
RICAVI (tariffe 1997: lire 98,30 per kWh)	Lire	112.887.890	106.734.140	142.387.550	166.657.820	183.683.380	220.604.860	336.431.750
UTILE LORDO	Lire	547.074	10.908.189	18.799.320	25.001.916	30.902.426	57.129.825	93.683.202
Remunerazione investimento	%	0,057%	1,457%	1,756%	1,687%	2,033%	3,199%	3,057%
Prezzo del kWh per ricavo del 5%	Lire	139,31	122,74	122,27	127,26	122,45	112,63	115,70

Fonte: Uper (Unione Produttori Energia Rinnovabile)

(1) Valore medio riferito al periodo 1990-1996

(2) Con esclusione delle opere di presa aventi una maggiore incidenza pari a circa il 30% del valore indicato.

Tavola 7 - Livelli di riferimento dei prezzi unitari ai fini della valutazione dei prezzi di cessione



(a) 57,3 L/kWh Eccedenze da 'impianti nuovi'
(b) 49,8 L/kWh Eccedenze da 'altri impianti'

POTENZA CONVENZIONALE IN kW	<220	221-500	501-1000 L/kWh	1001-2000	2001-3000
Classe I	62,7	45,1	36,6	28,3	24,5
Classe II oltre 5 anni	136,0	92,2	68,3	41,7	29,3
Classe II oltre 3 fino a 5 anni	141,1	106,5	87,5	66,5	56,7
Classe II fino a 3 anni	143,7	113,9	97,6	79,5	71,1
Classe III	147,0	122,9	109,8	95,2	88,4

Relazione tecnica alla delibera 29 dicembre 1998, n. 166

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE GENNAIO FEBBRAIO 1999) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 aprile 1998, n. 41 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) è stata introdotta una nuova disciplina di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, la cui applicazione deve essere estesa sino al 28 febbraio 1999.
2. L'adeguamento periodico delle tariffe è disciplinato sia dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, che dalla predetta deliberazione n. 41/98. In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente, alla data di aggiornamento, differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:

- prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera (di seguito CIF Med) ;
- prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

3. Ai fini dell'adeguamento che entrerà in vigore dall'1 gennaio 1999, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 giugno 23 dicembre 1998	Differenza
CIF Med	198,94	186,80	- 12,14
MICA	436,07	430,42	- 5,65

Dalla tabella sopra riportata l'indicatore CIF Med comporta una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg e quindi dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 7,1 L per metro cubo (mc) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 0,77 L/Mcal e 0,66 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 12,14 L/kg (-6,1%) risulta attribuibile all'effetto combinato della diminuzione del prezzo espresso in US\$ (da 114,98 a 110,16 US\$ per tonnellata metrica, pari a -4,2%), e del tasso di cambio US\$/L (-1,9%).

4. Con questa diminuzione, che è la quinta in ordine di tempo a partire da maggio scorso, le tariffe per uso riscaldamento ed altri usi sono ridotte di 62,2 L per metro cubo pari a circa il 11% 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 stata di 56,8 L. per metro cubo pari al 16 %.

Relazione tecnica alla delibera 12 febbraio 1999, n. 9

**PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO DEL COSTO UNITARIO
RICONOSCIUTO DEI COMBUSTIBILI NELLA TARIFFA
ELETTRICA PER EFFETTO DEL DECRETO DEL PRESIDENTE
DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 15 GENNAIO 1999**

1. Premessa

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98), nell'aggiornare la tariffa elettrica per il primo bimestre 1999 prevedeva, all'articolo 2, comma 2, che, con separato provvedimento, sarebbe stato adeguato il costo unitario dei combustibili (Vt), già fissato pari a 17,815 L/Mcal dall'articolo 2, comma 1, della medesima deliberazione, qualora fossero intervenute variazioni delle accise sui combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica.

2. Il contesto normativo

L'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, recante "Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 302 del 29 dicembre 1998 (di seguito: legge n. 448/98) ha previsto la rideterminazione delle aliquote delle accise vigenti sugli oli minerali nonché, a decorrere dall'1 gennaio 1999, l'introduzione di "una imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio, bitume di origine naturale ... denominato "Orimulsion", con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, in attuazione della legge n. 448/98, ha introdotto "Modificazioni, per l'anno 1999, delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion" che "rispetto a quelle vigenti alla data di entrata in vigore della medesima legge, valgono a titolo di aumenti intermedi, occorrenti per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dall'1 gennaio 2005". In particolare, per i combustibili destinati alla produzione di energia elettrica inclusi nel paniere, su proposta dell'apposita commissione Comitato interministeriale per la programmazione economica, a norma del predetto articolo 8, comma 5, della legge n. 448/98, le aliquote delle accise sono rideterminate nel seguente modo:

- carbone impiegato negli impianti di combustione di cui alla direttiva 88/609/CEE del Consiglio del 24 novembre 1988: da lire 1000 a lire 5084 per mille chilogrammi;
- olio combustibile e oli minerali greggi, naturali: da lire 28400 a lire 29686 per mille chilogrammi;
- gas metano: lire 0,87 al metro cubo.

Le nuove aliquote si applicano, anche ai prodotti già immessi in consumo, dalle ore zero del 16 gennaio 1999.

In attesa della promulgazione della suddetta legge e dell'adozione del relativo regolamento di attuazione, l'Autorità, con deliberazione n. 161/98, ha stabilito che, 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, incorporasse una quota a copertura, a titolo di acconto, dei maggiori costi dei combustibili derivanti da eventuali variazioni delle accise a questi applicabili.

La differenza, positiva o negativa, tra la quota di aliquota già compresa nella parte B della tariffa e quella corrispondente agli effettivi maggiori oneri fiscali imposti alla produzione di energia elettrica sarebbe stata conguagliata nella parte B della tariffa in occasione del primo aggiornamento successivo a quello della deliberazione dell'Autorità n. 161/98.

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

Per tener conto delle variazioni delle accise stabilite dalle sopracitate disposizioni normative, per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97), già fissato pari a 17,815 L/Mcal dall'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità n. 161/98, viene determinato pari a 18,000 L/Mcal.

Pertanto, con riferimento al sesto semestre (novembre – dicembre) 1998, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) passa da 18,753 a 18,000 L/Mcal, diminuendo del 4,02%.

In particolare, gli indici relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato, rispetto al sesto bimestre (novembre – dicembre) 1998 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 14,650 L/Mcal (+1%), di cui 0,642 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (1 L/kg nel periodo dall'1 al 15 gennaio 1999 e 5,084 L/kg dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio dei carboni di importazione pari a 6300 kcal/kg, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);
- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 18,662 a 17,674 L/Mcal (- 5,3%), di cui 0,098 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (1,286 L/kg dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio dell'olio combustibile per impiego termoelettrico pari a 9800 kcal/kg, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 22,108 a 21,314 L/Mcal (-3,6%), di cui 0,079 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (0,870 L/mc dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio del gas naturale pari a 8250 kcal/mc, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);

Per effetto della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (C_t) si riduce a 41,220 L/kWh, contro le 42,944 L/kWh del sesto bimestre 1998 (-4,02%), stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

Le aliquote tariffarie fissate dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 per il primo bimestre (gennaio - febbraio) 1999 non subiscono variazioni.