

ENEL ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA

LE RESIDUE RISORSE IDROELETTRICHE NAZIONALI

UNA INDAGINE DELL'ENEL

LO STUDIO SI INQUADRA NEI PROGRAMMI DELL'ENEL DI UTILIZZO E VALORIZZAZIONE DI TUTTE LE RISORSE ENERGETICHE NAZIONALI

L'utilizzazione delle fonti primarie nazionali ed in particolare di quelle rinnovabili, costituisce obiettivo prioritario della politica energetica del Paese. In tale quadro l'ENEL ha sviluppato un capillare ed analitico studio per individuare le risorse idroelettriche che appaiono ancora utilizzabili tecnicamente, a prescindere dalla loro convenienza o meno in termini economici, valutando anche i possibili aumenti di produttività realizzabili con il recupero di vecchie centraline inattive, con nuove centraline e con l'ammodernamento di altri piccoli impianti in esercizio.

NUOVA PRODUCIBILITA' IDROELETTRICA TECNICAMENTE REALIZZABILE

	nuova produttività naturale annua (miliardi di kWh)
1. Impianti realizzabili tecnicamente, con produttività maggiore di 100 milioni di kWh/anno:	
sola utilizzazione idroelettrica	4,2
utilizzazione promiscua	1,1
in complesso	5,3
2. Impianti realizzabili tecnicamente, con produttività minore di 100 milioni di kWh/anno:	
impianti per i quali sono stati ultimati gli studi preliminari	0,5
impianti esaminati in linea di massima	2,0
in complesso	2,5
3. Possibile recupero centraline inattive ed apporti nuove centraline	0,3
4. Ammodernamento vecchie centraline in esercizio	0,3
Totale nuovi apporti possibili tecnicamente	8,4

Tenuto anche conto di prospettate utilizzazioni lungo i corsi di pianura del Po e dell'Adige - le quali peraltro pongono problemi di alterazione ambientale di difficile soluzione - e di altri impianti che potranno risultare dal proseguimento degli studi dell'ENEL e da proposte di terzi, il potenziale idroelettrico nazionale ancora utilizzabile tecnicamente dagli 8,4 miliardi di kWh annui sopra indicati potrà raggiungere i 10-11 miliardi di kWh annui: tale incremento massimo possibile della produttività idroelettrica è dello stesso ordine di grandezza dell'incremento di produzione realizzato dall'ENEL per soddisfare i maggiori consumi di energia elettrica del Paese nel 1978 rispetto al 1977. Come indicato nel seguito, circa la metà di questi impianti risulta fattibile anche dal punto di vista strettamente economico e pertanto potrà svolgere un ruolo integrativo agli effetti della copertura dei futuri fabbisogni di energia elettrica del Paese. La loro utilizzazione viene perseguita col massimo impegno perché consente di ridurre le importazioni di petrolio, aumenta il contributo delle risorse nazionali rinnovabili ed impiega risorse d'impresa ed industrie totalmente nazionali.

Gli impianti idroelettrici tecnicamente realizzabili aventi una produttività maggiore di 100 milioni di kWh/anno, cioè di apporto energetico significativo, di cui al punto 1 del precedente prospetto, sono complessivamente 29, raggruppati in 20 sistemi idroelettrici formati ciascuno dagli impianti disposti lungo la medesima asta fluviale ed ubicati: 15 nell'arco alpino, 4 lungo la dorsale appenninica ed uno in Sicilia, nelle Caronie Orientali. Tra questi impianti figurano schemi già studiati in passato, anche prima della nazionalizzazione delle imprese elettriche, ma non realizzati per difficoltà di vario genere, soprattutto di carattere ambientale. Questi schemi sono stati rielaborati dall'ENEL per adeguarli, da un lato, alle moderne esigenze della produzione elettrica ed ai progressi della tecnologia costruttiva, dall'altro, alle mutate situazioni di destinazione e salvaguardia delle acque e del territorio. I 29 impianti suddetti sono nominativamente indicati con i loro principali dati caratteristici nella tabella n. 1. Alcuni degli schemi progettati riguardano utilizzazioni promiscue aventi finalità, oltre che idroelettriche, anche irrigue o di acquedotto. Si tratta più precisamente degli impianti: Alto Tanaro e Bassa Dora Baltea nell'arco alpino; Alto Avesto e Lima nell'Appennino centro-settentrionale; Caronie Orientali in Sicilia. In tali impianti la produzione elettrica, che è condizionata dagli altri usi prioritari, può contribuire solo parzialmente alle spese di costruzione del sistema, il quale deve pertanto trovare il suo equilibrio economico in un'adeguata ripartizione dei costi in relazione ai benefici ottenibili nei vari settori di utilizzo delle acque. E quanto, ad esempio, si è verificato per gli impianti della Sita (ormai in fase di completamento ed oggetto di un'apposita convenzione con la Cassa per il Mezzogiorno) e per quelli del Cellina inferiore: per questi ultimi è stato possibile l'inserimento nell'ultimo programma operativo dell'ENEL dopo che la Regione Friuli-Venezia Giulia ha disposto il finanziamento del serbatoio di Ravedis.

Anche i nuovi possibili impianti aventi produzione inferiore a 100 milioni di kWh/anno sono oggetto di un dettagliato studio dell'ENEL, analogo al precedente, ed in fase di avanzata elaborazione.

Da una prima indagine di massima è emerso che oltre quaranta di questi impianti sono tecnicamente realizzabili; per 14 di essi sono stati ultimati nel 1978 gli studi preliminari, e le loro caratteristiche principali sono raccolte nella tabella n. 2.

In complesso, i 43 impianti tecnicamente realizzabili di cui alle tabelle n. 1 e 2, hanno una produttività naturale annua di 5,8 miliardi di kWh; il loro costo (valutazione fine 1978) è di oltre 3.400 miliardi di lire. La loro realizzazione, a parte le considerazioni sulla convenienza economica, non potrebbe comunque attuarsi che in un arco di tempo dell'ordine di 5-10 anni, tenuto anche conto dei tempi occorrenti per l'ottenimento delle prescritte autorizzazioni amministrative.

Nelle suddette tabelle gli impianti sono stati raggruppati per classe di costo unitario dell'energia da essi prodotta: — il primo gruppo è relativo ad impianti aventi costi di produzione comparabili con quelli della produzione termoelettrica a carbone o nucleare; in questo gruppo sono compresi 16 impianti la cui produttività è di 3,5 miliardi di kWh annui, il costo di circa 1.580 miliardi;

— il secondo gruppo è relativo ad impianti con costi unitari superiori, fino a circa il doppio dell'attuale limite di competitività, e che potrebbero essere quindi presi in considerazione in una prospettiva di più lungo periodo; in questo gruppo sono compresi 15 impianti, la cui produttività è di 1,6 miliardi di kWh annui, il costo di 1.100 miliardi;

— il terzo gruppo comprende impianti con costo di oltre il doppio rispetto a tale limite; sono 12 impianti, aventi una produttività di 0,7 miliardi di kWh annui e costo di 735 miliardi.

I suddetti nuovi apporti potranno aumentare di altri 2 miliardi di kWh annui — come riportato in precedenza nel punto 2 del prospetto — per gli impianti con produttività minore di 100 milioni di kWh/anno ancora in fase di studio; la loro collocazione nelle fasce di costo prima indicate potrà peraltro essere definita solo a conclusione dello studio, anche se da valutazioni di larga massima appaiono collocabili per buona parte nel secondo gruppo, ed in numero limitato nel primo.

Come accennato, l'ENEL ha anche avviato uno studio sistematico per la rivalorizzazione delle piccole centrali (punti 3 e 4 del prospetto), avente lo scopo di definire pochi tipi di macchinario idraulico di semplice concezione, adottabili per molte centraline, così che se ne possa programmare una costruzione di serie, e lo stesso per gli alternatori, previsti in poche taglie standardizzate. L'adozione di questi criteri, unita ad una spinta automatizzazione, consentirà la rimessa in esercizio di alcune tra le centraline ferme perché non più materialmente esercitabili e l'ammodernamento di altre ancora in esercizio, secondo un piano opportunamente graduato nel tempo; potrà inoltre risultare possibile la costruzione ex novo di alcune piccole centrali utilizzanti invasi o derivazioni esistenti o da realizzare, a servizio di altri usi prioritari delle acque. Il recupero di nuova energia che si può pensare di ottenere dalle piccole utilizzazioni idrauliche a costi non proibitivi è dell'ordine di qualche centinaio di milioni di kWh all'anno, mentre l'ammodernamento delle centraline ormai obsolete, la cui produzione è oggi di quasi 1,7 miliardi di kWh all'anno, non solo consentirà di mantenerle in servizio, ma di aumentarne la produttività a circa 2 miliardi di kWh/anno. È da rilevare a questo proposito che le centraline rinunciate dall'ENEL — molte anche a seguito di richiesta dell'acqua per usi civili — avevano una produttività complessiva di soli 240 milioni di kWh/anno, che rappresenta l'1,4 per mille della totale produzione di energia elettrica italiana nel 1978.

Ed è anche da rilevare che l'ENEL, proprio allo scopo di mantenere in servizio il maggior numero di centrali idroelettriche, altrimenti di esercizio antieconomico, ne ha sviluppato al massimo l'automazione ed il telecomando: la percentuale di centrali automatizzate e telecomandate, che era il 12% nel 1962 è stata portata al 68% nel 1978 e raggiungerà il 70% alla fine del corrente anno. Per completare il quadro della utilizzazione delle residue risorse idroelettriche nazionali, va anche tenuto presente che l'ENEL ha attualmente in costruzione 8 impianti idroelettrici, da deflussi naturali e di pompaggio, per una potenza efficiente totale di oltre 2,5 milioni di kW e produttività di circa 3,1 miliardi di kWh (di cui 2,0 miliardi di kWh da pompaggio), e sta avviando la realizzazione di altri 3 impianti di pompaggio puro, con una potenza efficiente complessiva di 2,5 milioni di kW. Inoltre, nel programma operativo dell'Ente sono inseriti altri 12 impianti aventi una potenza di 1,3 milioni di kW e produttività di circa 1,9 miliardi di kWh (di cui 0,7 miliardi di kWh da pompaggio). Al netto delle sottostensioni di vecchi impianti e delle produttività da pompaggio, questo complesso di impianti darà luogo ad un apporto di nuova energia di 1,3 miliardi di kWh all'anno.

Per approfondire i problemi della utilizzazione delle residue risorse idroelettriche e delle altre fonti integrative, nonché dei risparmi energetici, l'ENEL ha promosso un Convegno che si terrà a Siena nei giorni 27 e 28 giugno prossimi.

IMPIANTI IDROELETTRICI TECNICAMENTE REALIZZABILI

(Con produttività annua maggiore di 100 milioni di kWh)

Tabella 1

Bacini idrografici utilizzati e denominazione degli impianti	Provincia	Potenza installata (MW)	Produttività naturale media annua (GWh)	Energia annua sottratta su vecchi impianti (GWh)	Costo totale al 31/12/78 (ML)	Note
1° gruppo						
ALTA DORA BALTEA						
1 Chamontaille-La Balme	Aosta					
2 La Balme-La Salle	Aosta					
Totale		214	603	—	191.200	
GRAN PARADISO						
3 Nivolet-Terré	Aosta					
4 Terré-Fenille	Aosta					
5 Fenille-Villeneuve	Aosta					
Totale		610	764	206,9	368.400	
ADDA SUBLACUALE						
6 Robbiate	Como-Milano	52	350,2	230,9	52.600	(1)
TORRENTE NOCE						
7 Cogolo-Malé	Trento	60	309	—	101.400	
ALTO FIUME ADIGE						
8 Acquaviva di Lana	Bolzano	170	504	398	121.300	
PASSIRIO						
9 Balprato	Bolzano					
10 Rilliano	Bolzano					
Totale		354	810	—	244.600	
TORRENTE AURINO E RIO RIVA						
11 Riva di Tures	Bolzano	280	427	—	211.500	
ALTO TANARO						
12 Isola-Ponil	Imperia-Genova	100	129,7	—	87.400	U.P. (2)
ALTO AVESTO						
13 Cabanne	Genova	154	252	20	130.700	U.P. (3)
Totali parziali		1.994	4.148,9	855,8	1.509.100	
2° gruppo						
DORA BALTEA INFERIORE						
14 Mazzè-Villareggia	Torino					
15 Villareggia-Depretis	Torino-Vercelli					
Totale		19,9	118,4	—	37.600	U.P.
STURA DI ALA E DI VALGRANDE						
16 Arnas-Pian della Mussa	Torino					
17 Pian della Mussa-Mondrone	Torino					
18 Mondrone-Ceres	Torino					
Totale		210,2	324,8	41	259.000	
VAL CANNOBINA						
19 Cannobio	Novara	56,1	141,5	—	99.000	
BASSO FIUME ISARCO						
20 S. Giacomo in Augia	Bolzano	25	150	—	74.300	
BASSO FIUME RIENZA						
21 Rodengo	Bolzano	26	148	—	72.200	
ALTO CELLINA						
22 Lesis-Arcola	Pordenone	32,5	163	—	79.100	
TORRENTE LIMA E VERSANTE MERIDIONALE DELL'ABETONE						
23 Pissanico-Ponte Dogno	Pistoia-Lucca					
24 Ponte Dogno-Borgo a Mozzano	Pistoia-Lucca					
Totale		218	511	121,6	317.000	U.P.
VOMANO						
25 Roseto	Teramo	54	122,5	—	112.300	
Totali parziali		641,7	1.679,2	162,6	1.050.500	
3° gruppo						
VALSESIA						
26 Varallo	Vercelli	42	125	—	83.200	
ALTO ARNO						
27 Montemignaio-Rufina	Firenze-Arezzo	68	191,5	18,4	198.700	
CARONIE ORIENTALI						
28 Alcantara-Galati	Messina					
29 Galati-Torrenova	Messina					
Totale		138,5	183,2	—	201.400	U.P.
Totali parziali		248,5	499,7	18,4	483.300	
TOTALI COMPLESSIVI		2.884,2	6.327,8	1.036,8	3.042.900	

U.P. = Utilizzazione promiscua - (1) = Rifacimento di 3 impianti Montedison in scadenza (31-1-1981) - (2) e (3) = Costo al netto dei serbatoi per usi irrigui, rispettivamente sul versante piemontese e su quello emiliano. Classi di costo: 1° gruppo: impianti aventi costi unitari di produzione comparabili con quelli di altre fonti competitive; 2° gruppo: impianti aventi costi di produzione fino a circa il doppio di quelli d'altra fonte; 3° gruppo: impianti aventi costi di produzione superiori al doppio di quelli d'altra fonte.

IMPIANTI IDROELETTRICI TECNICAMENTE REALIZZABILI

(Con produttività annua minore di 100 milioni di kWh: dati relativi a 14 impianti su 45 già individuati)

Tabella 2

Denominazione degli impianti	Provincia	Bacino idrografico	Potenza installata (MW)	Produttività naturale media annua (GWh)	Energia annua sottratta su vecchi impianti (GWh)	Costo totale al 31/12/78 (ML)	Note
1° gruppo							
1 Anduins	Udine	Tagliamento (Arzino)	14,4	48	—	20.200	
2 Confiente	Piacenza	Trebbia	21,5	85	—	37.000	(1)
3 Castrola	Bologna	Reno	9,3	29,6	—	11.800	(1)
Totali parziali			45,2	162,6	—	69.000	
2° gruppo							
4 Cinquecerri	Reggio Emilia	Secchia	11	30,7	—	18.100	
5 Scontrone	L'Aquila	Alto Sangro	10,2	34,2	—	18.700	
6 Cantaniera	Cagliari	Tirso	19,6	43	—	12.900	(1)
Totali parziali			40,8	107,9	—	49.700	
3° gruppo							
7 Gerosa	Ascoli Piceno	Aso	1,4	4	—	2.200	
8 Ateleta	L'Aquila	Alto Sangro	9	41,3	—	34.000	
9 Filetino	Frosinone	Alto Aniene	1,4	7,2	—	5.400	
10 Ponte Renzo	Frosinone	Alto Aniene	0,7	2,7	—	3.600	
11 Sora	L'Aquila-Frosinone	Liri	5,9	32	—	33.200	
12 Isola Liri	Frosinone	Liri	17,3	95	58	34.400	
13 Ponte sul Calore	Benevento	Volturno (Tammaro)	33	66	—	78.000	
14 Castrocuoco II	Potenza	Noce	24	60	—	60.700	
Totali parziali			92,7	308,2	58	251.500	
TOTALI COMPLESSIVI			178,7	578,7	58	370.200	

(1) Costi al netto degli oneri per la costruzione dei serbatoi (a carico di altre utilizzazioni). Classi di costo: 1° gruppo: impianti aventi costi unitari di produzione comparabili con quelli di altre fonti competitive; 2° gruppo: impianti aventi costi di produzione fino a circa il doppio di quelli d'altra fonte; 3° gruppo: impianti aventi costi di produzione superiori al doppio di quelli d'altra fonte.