

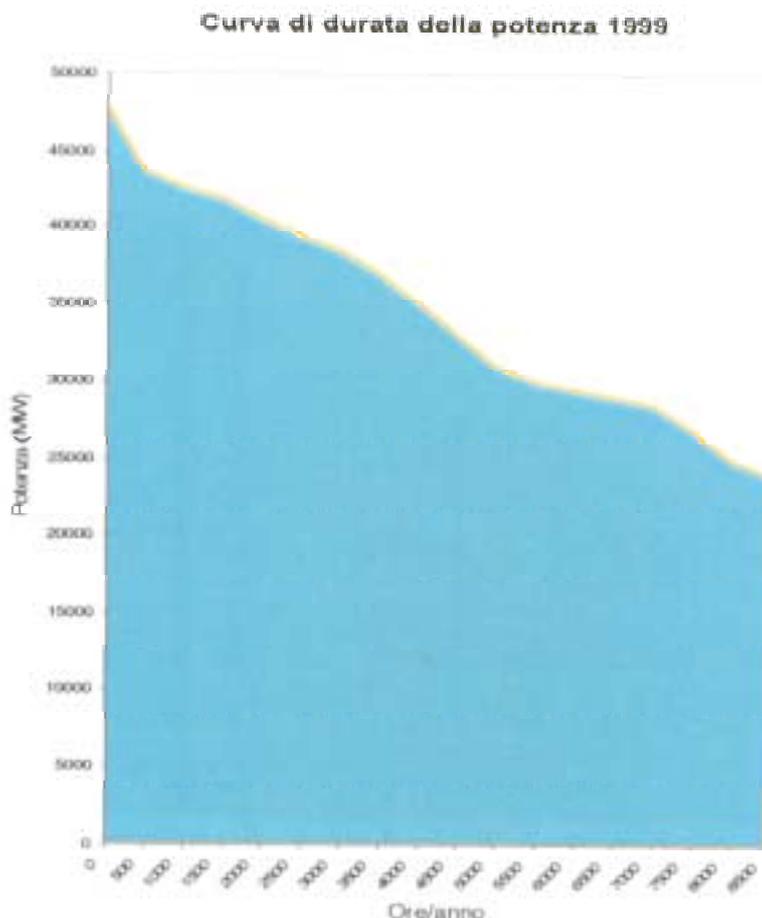
4. Bilancio elettrico nazionale

Il Bilancio elettrico nazionale riferito al triennio '97-'99 è riportato in Tab. 21.

	1997	1998	1999
Produzione lorda di energia elettrica	251,5	259,8	265,6
di cui:			
Idroelettrica	46,5	47,4	51,8
Geo-termoelettrica	204,8	212,2	213,4
RSU, biomasse, altre rinnovabili	0,9	1,5	2,1
Saldo import-export	38,8	40,7	42,0
Disponibilità lorda	290,3	300,6	307,7
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	18,9	21,3	21,8
Richiesta di energia elettrica	271,4	279,3	285,8

Tab. 21 – Bilancio nazionale dell'energia elettrica (TWh)

La curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana (anno 1999) varia tra 24.000 e 48.000 MW. (Fig. 27)



Fonte: Rapporto GRTN 1999 (www.grtn.it)

Fig. 27 – Curva di durata della potenza 1999

La capacità attualmente installata in Italia ammonta a circa 73.424 MW e più precisamente 20.255 MW da impianti idroelettrici e 53.169 MW da impianti termoelettrici.

L'ENEL detiene attualmente il 78% della potenza installata in Italia e più precisamente 16.628 MW idroelettrici e 40.650 MW termoelettrici.

La richiesta di energia elettrica si è portata nel 1999 a 285,8 miliardi di kWh (TWh), con un incremento, rispetto all'anno precedente, del 2,3%.

L'energia primaria necessaria per fare fronte alla richiesta di energia elettrica è stata pari a 63,3 Mtep.

La penetrazione elettrica si è portata al 34,6% con un incremento di 0,1 punti percentuali rispetto all'anno precedente.

La richiesta di energia elettrica in fonti primarie è stata coperta per il 14,5% con energia elettrica importata, per il 18,0% con le fonti idraulica, geotermica ed altre rinnovabili e per il restante 67,5% con la trasformazione di combustibili fossili nelle centrali termoelettriche. A quest'ultimo impiego sono stati destinati combustibili solidi per 6,6 Mtep (+1,9% rispetto al 1998), derivati petroliferi per 19,4 Mtep (-13,7%) e gas naturale per 16,7 Mtep (+22,5%).

Il settore elettrico ha fatto registrare nel 1999 una dipendenza dagli idrocarburi in diminuzione di 1,5 punti percentuali rispetto al 1998; a ciò ha certamente contribuito una maggiore idraulicità, che ha portato ad un aumento della produzione idroelettrica prossimo al 10%. La dipendenza complessiva dall'estero, di conseguenza, ha fatto registrare un leggero calo, da 81,9% a 80,7%.

Nella Fig. 28 è indicato l'andamento temporale delle importazioni nette.

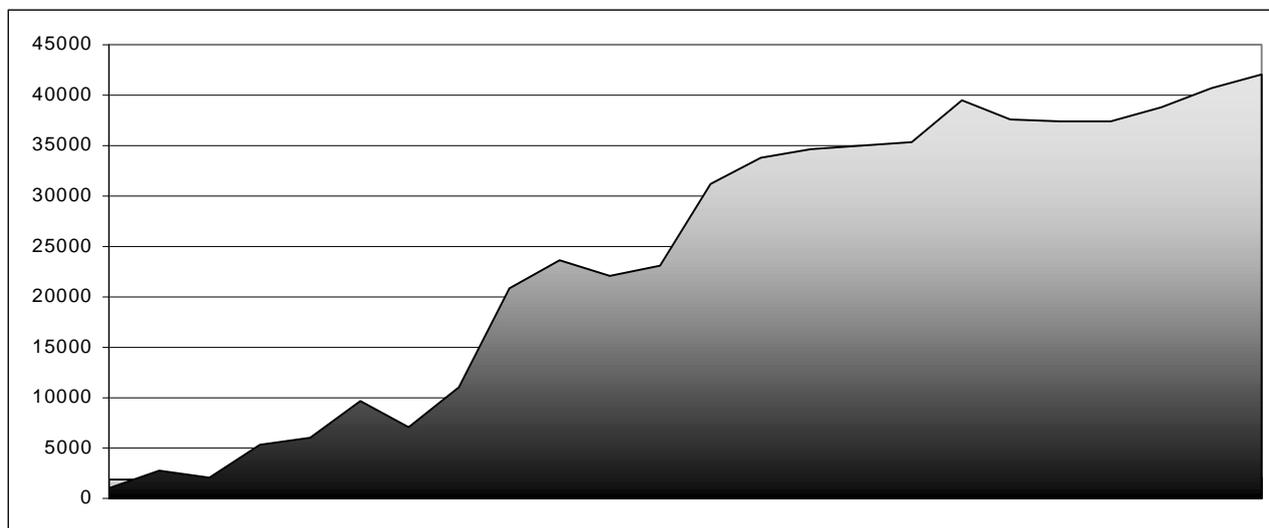


Fig. 28 – Importazione netta di energia elettrica nel periodo 1976-1999 (GWh)

Nella Tab. 22 è indicato l'apporto dell'ENEL e dei Terzi Produttori al bilancio elettrico nazionale del 1999.

Nella Tab. 23 è indicato il consumo di combustibili per la produzione di energia termoelettrica in Italia per classe di produttori.

Nella Tab. 24 è indicato il bilancio elettrico per regione con indicazione dei deficit o superi di produzione rispetto alla richiesta.

	ENEL	TERZI	TOTALE
Produzione idrica lorda	38.253	13.383	51.636
Produzione termica lorda	146.293	62.975	209.268
Produzione geotermica-eolica-fotovoltaica lorda	4.428	360	4.788
Totale produzione lorda	188.974	76.718	265.692
Servizi ausiliari idrici	539	86	625
Servizi ausiliari termici	9.347	2.770	12.117
Servizi ausiliari geotermici	275	1	276
Totale servizi ausiliari	10.161	2.857	13.018
Produzione idrica netta	37.714	13.297	51.011
Produzione termica netta	136.946	60.205	197.151
Produzione geotermica-eolica-fotovoltaica netta	4.153	359	4.512
Totale produzione netta	178.813	73.861	252.674
Ricevuta da fornitori nazionali	49.187	13.113	62.300
Ricevuta da fornitori esteri	42.205	334	42.539
IMMESSO IN RETE	270.205		
Destinata ai pompaggi	8.800	84	8.884
Ceduta a clienti nazionali a titoli diversi dalla vendita	13.113	---	
Ceduta a clienti esteri	492	37	529
RICHIESTA SU RETE	247.800	38.000	285.800
Agricoltura	4.460	155	4.615
Industria	109.240	30.575	139.815
Terziario	54.400	7.900	62.300
Usi domestici	55.000	5.670	60.670
Totale consumi	223.100	44.300	267.400

Tab. 22 – Bilancio nazionale dell'energia elettrica (anno 1999) (GWh)

	Quantità metriche	ENEL		TERZI		TOTALE ITALIA	
		1999	% '99/'98	1999	% '99/'98	1999	% '99/'98
Carbone nazionale	10 ³ t	93	---	---	---	93	---
Carbone estero	10 ³ t	8.302	+2,7	74	-8,6	8.367	+2,6
Lignite	10 ³ t	80	-48,7	7	---	87	-46,6
Gas naturale	10 ⁶ m ³	11.302	+28,0	8.459	+14,2	19.761	+21,7
Distillati leggeri	10 ³ t	---	---	11	-63,6	11	-63,3
Gasolio	10 ³ t	209	+132,2	385	+511,1	594	+288,2
Olio combustibile	10 ³ t	17.317	-10,3	2.026	-16,9	19.343	-11,0
Coke di petrolio	10 ³ t	---	---	193	-16,5	193	-16,5
Gas residui di raffinerie	10 ³ t	---	---	441	+16,1	441	+16,1
Gas d'alto forno	10 ⁶ m ³	---	---	8.445	-2,0	8.445	-2,0
Gas di cokeria	10 ⁶ m ³	1	---	840	+13,4	841	+13,3
Gas da acc. da ossigeno	10 ⁶ m ³	---	---	527	-4,9	527	-4,9
Gas residui proc. chim.	10 ³ t	---	---	1.020	+4,7	1.020	+4,7
Orimulsion	10 ³ t	1.689	+143,7	---	---	1.689	+143,7
Altri combustibili	10 ³ t	---	---	1.714	+27,7	1.714	+27,7

Tab. 23 – Consumo di combustibili per la produzione di energia termoelettrica in Italia (Anno 1999)

GWh	ENEL		TERZI		TOTALE REGIONALE		DEFICIT (-) O SUPERI (+) DELLA PRODUZ. RISPETTO ALLA RICHIESTA	
	Idroelettrica	Termoelettrica	Idroelettrica	Termoelettrica	Idroelettrica	Termoelettrica		Percentuale
Piemonte	5.355	4.626	2.200	4.052	7.555	8.678	-11.565	44,7
Valle d'Aosta	2.819	---	357	---	3.176	---	+2.136	205,4
Liguria	143	10.865	78	698	221	11.563	+5.194	78,8
Lombardia	7.433	18.994	4.958	7.876	12.391	26.870	-21.968	37,6
Trentino Alto Adige	6.016	---	3.875	319	9.891	319	+4.718	87,5
Veneto	3.907	17.887	316	8.367	4.223	26.254	+2.839	10,3
Friuli Venezia Giulia	1.083	2.936	457	1.393	1.540	4.329	-2.919	33,3
Emilia-Romagna	1.176	4.088	29	5.520	1.205	9.608	-12.750	54,9
Toscana	658	10.403	129	5.850	787	16.253	-1.944	10,2
Marche	562	8	93	293	655	301	-5.555	85,3
Umbria	1.639	924	142	584	1.781	1.508	-2.206	40,2
Lazio	967	28.576	256	2.280	1.223	30.856	+11.416	55,3
Abruzzo	1.390	---	258	1.879	1.648	1.879	-2.510	42,3
Molise	118	-1	46	1.012	164	1.011	-111	8,6
Campania	2.008	575	259	1.779	2.267	2.354	-13.553	83,9
Puglia	---	11.581	160	9.377	160	20.958	+4.898	30,2
Basilicata	264	---	1	1.102	265	1.102	-1.133	45,3
Calabria	849	5.701	14	42	863	5.743	+991	17,7
Sicilia	903	15.726	2	5.980	905	21.706	+2.715	14,4
Sardegna	449	8.185	26	1.802	475	9.987	-703	6,5
Totale Italia	37.739	141.074	13.656	60.205	51.395	201.279	-42.010	14,7

Legenda:

- Idroelettrica comprende anche la produzione eolica e fotovoltaica.

- Termoelettrica comprende anche la produzione geotermica.

Tab. 24 – Bilancio elettrico delle Regioni (Anno 1999) (GWh)

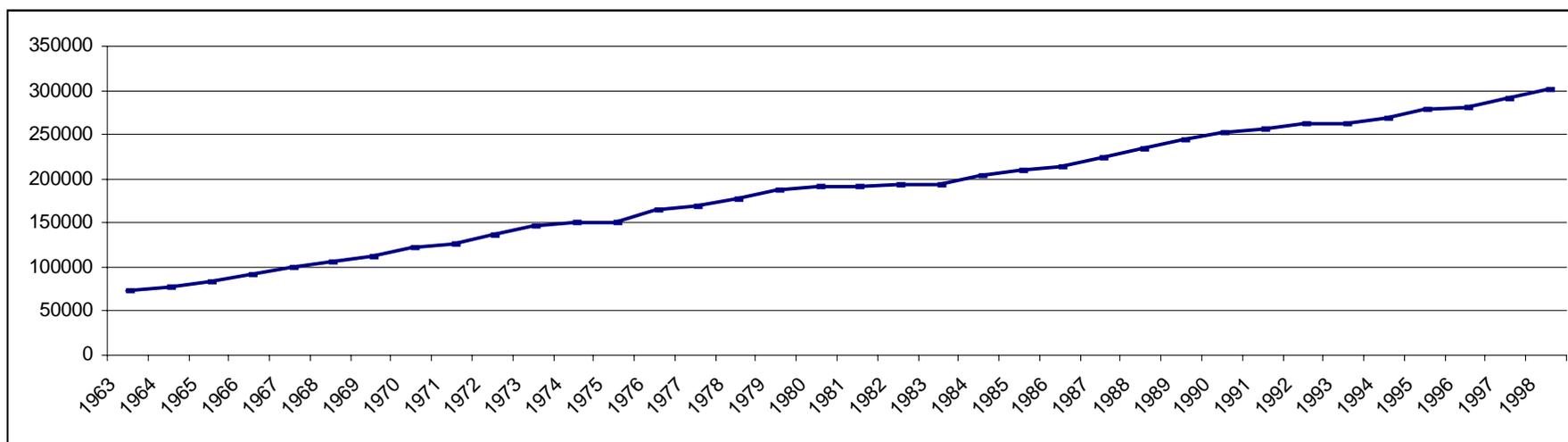


Fig. 29 – Consumo interno lordo di energia elettrica – (GWh)¹⁸

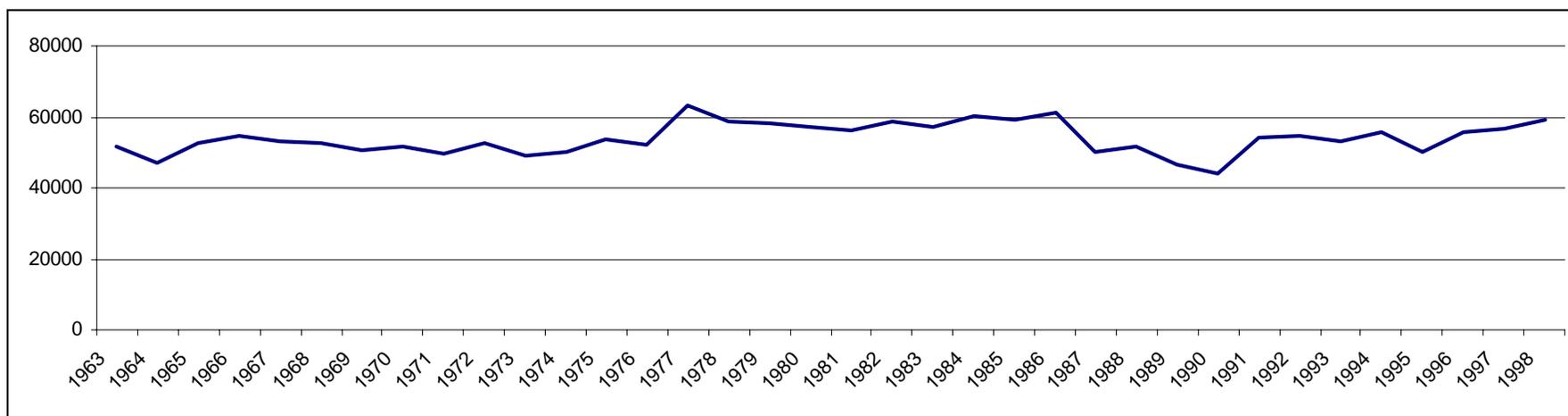


Fig. 30 – Produzione nazionale di energia elettrica da fonti nazionali – (GWh)¹⁹

¹⁸ Il consumo interno lordo è uguale alla produzione lorda di energia elettrica + il saldo degli scambi con l'estero.

¹⁹ Idroelettrica, geotermoelettrica, eolica, solare, nucleare, termoelettrica da lignite, da carbone nazionale, da gas d'acciaieria a ossigeno, da gas da altoforno, da gas da cokeria, da gas residui da processi chimici, da calore da recupero da pirite, da catrame e da altri combustibili e turboespansori.

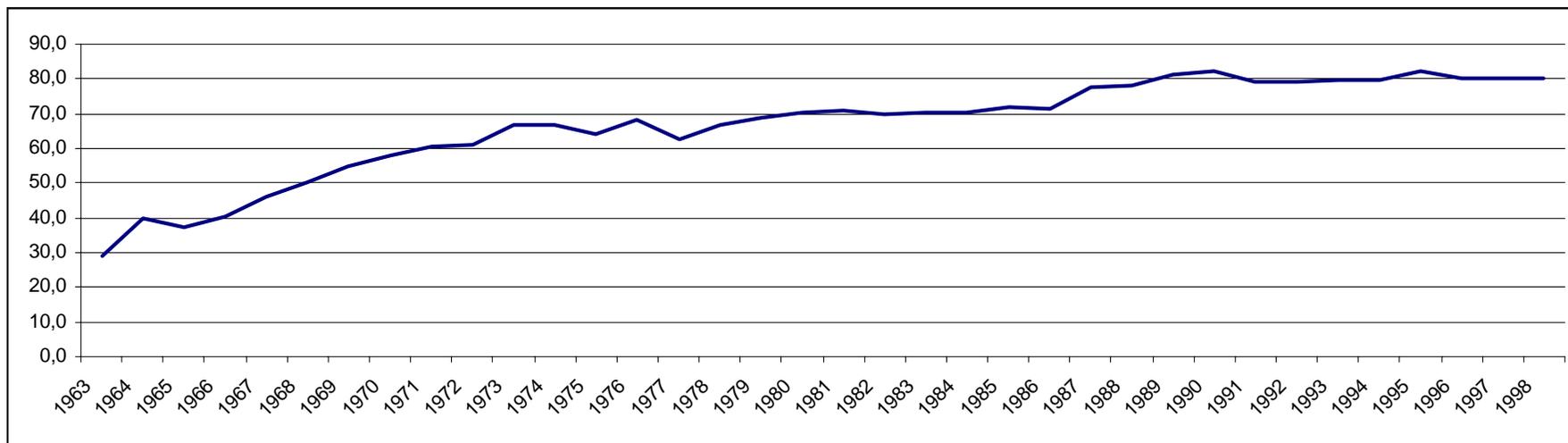


Fig. 31 – Dipendenza dall'estero del sistema elettrico– (%) ²⁰

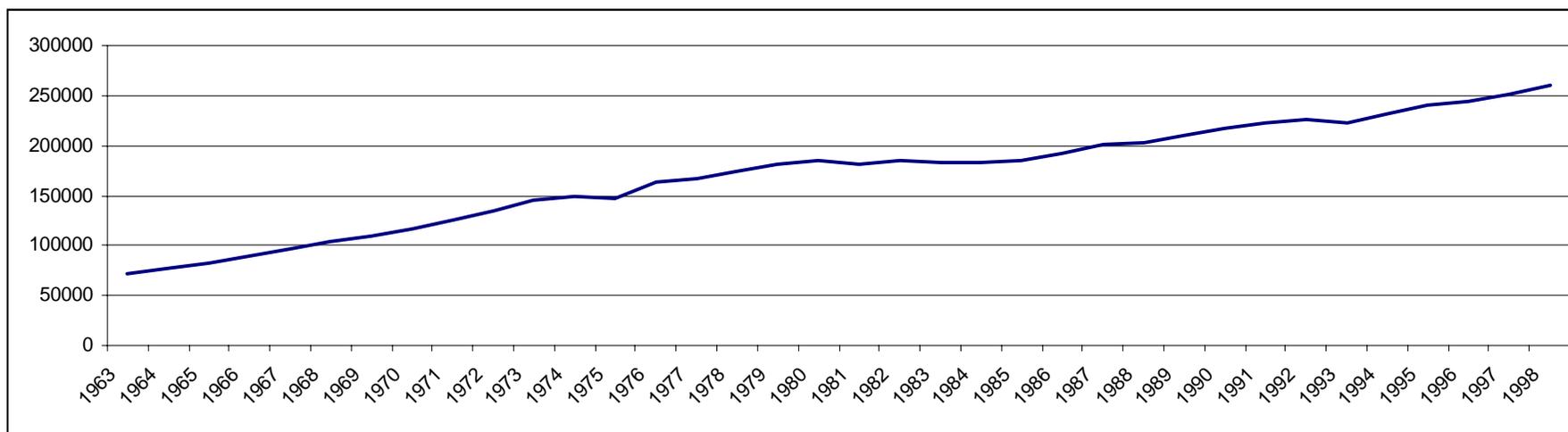


Fig. 32 – Produzione lorda di energia elettrica– (GWh) ²¹

²⁰ Quota del consumo interno lordo di energia elettrica non coperta con la produzione da fonti nazionali; corrisponde all'energia elettrica prodotta con combustibili fossili importati più il saldo delle importazioni di energia elettrica dall'estero.

²¹ La produzione lorda di energia elettrica di un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo, è la somma delle quantità di energia elettrica prodotta, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

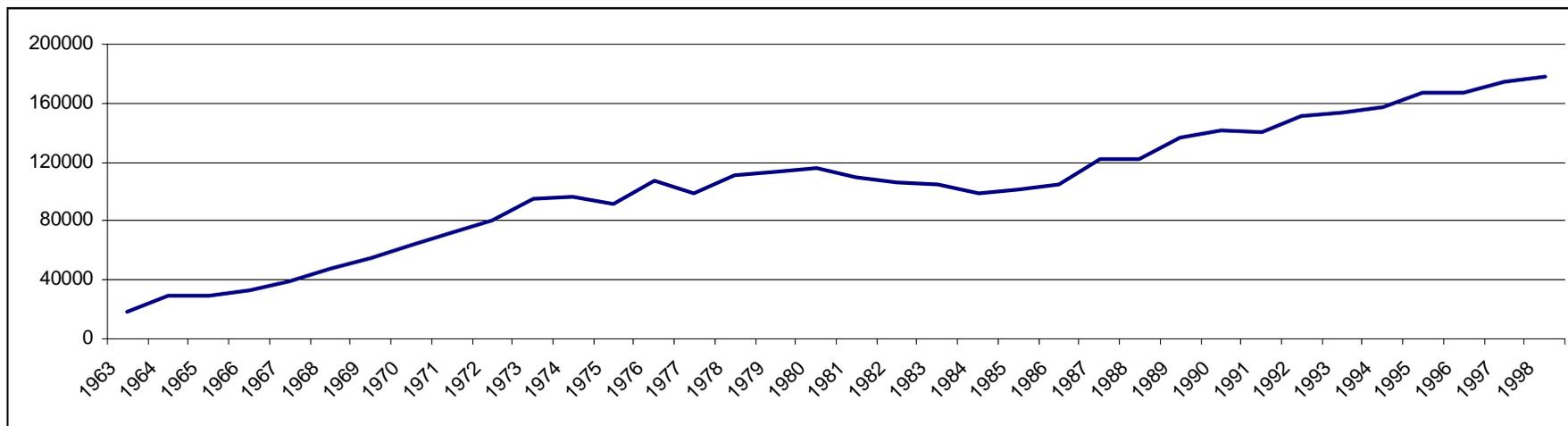


Fig. 33 – Produzione lorda di energia elettrica da idrocarburi – (GWh)

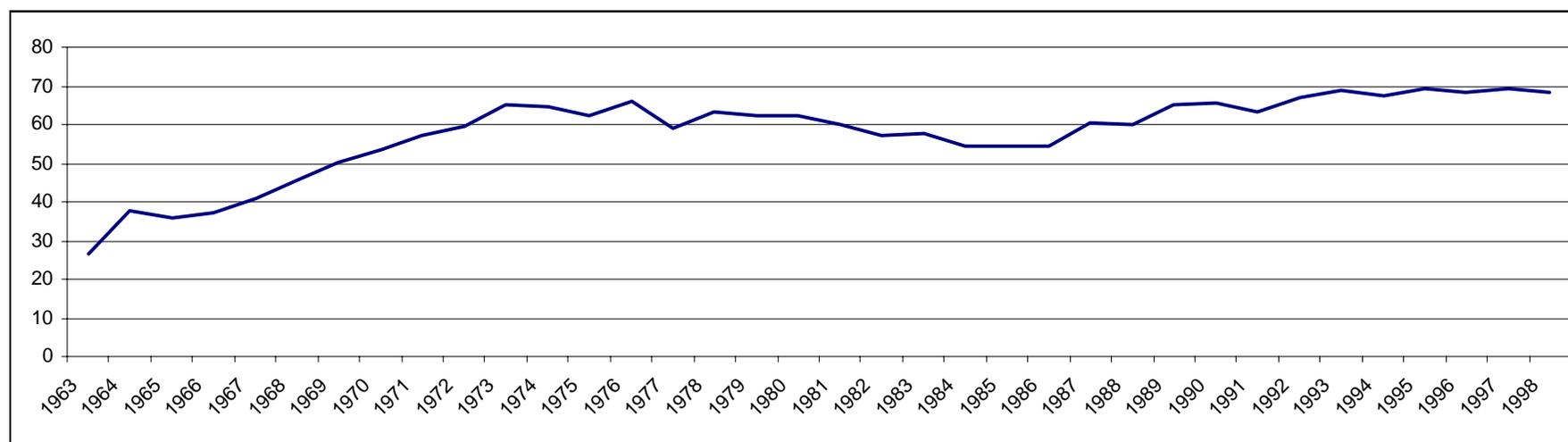
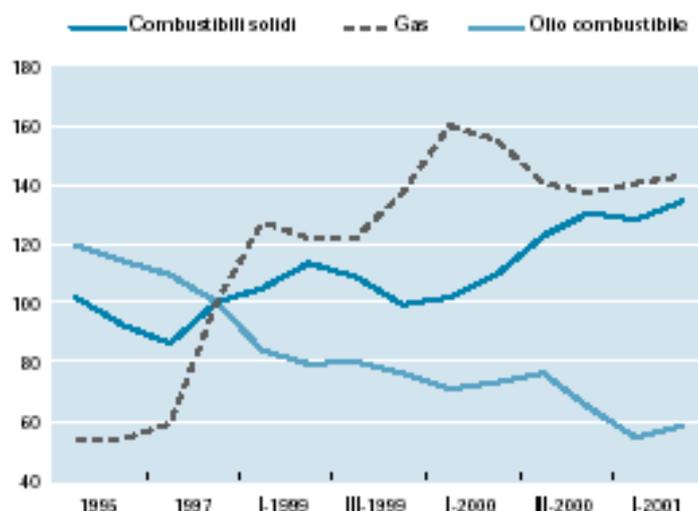


Fig. 34 – Dipendenza del sistema elettrico da idrocarburi – (%)

La domanda di prodotti energetici da parte del settore elettrico negli ultimi tre anni ha registrato un completo rovesciamento del peso relativo della fonte petrolifera rispetto al gas: la prima fonte rappresenta il 32% del fabbisogno nel 2000 (contro il 45% nel 1997), superata per importanza dal gas che rappresenta il 32% (rispetto al 24% del 1997).



Fonte: ENI, *Notizie statistiche*, settembre 2001

Fig. 35 - Domanda di fonti primarie nel settore termoelettrico (numeri indice, 1998=100 Dati destagionalizzati)

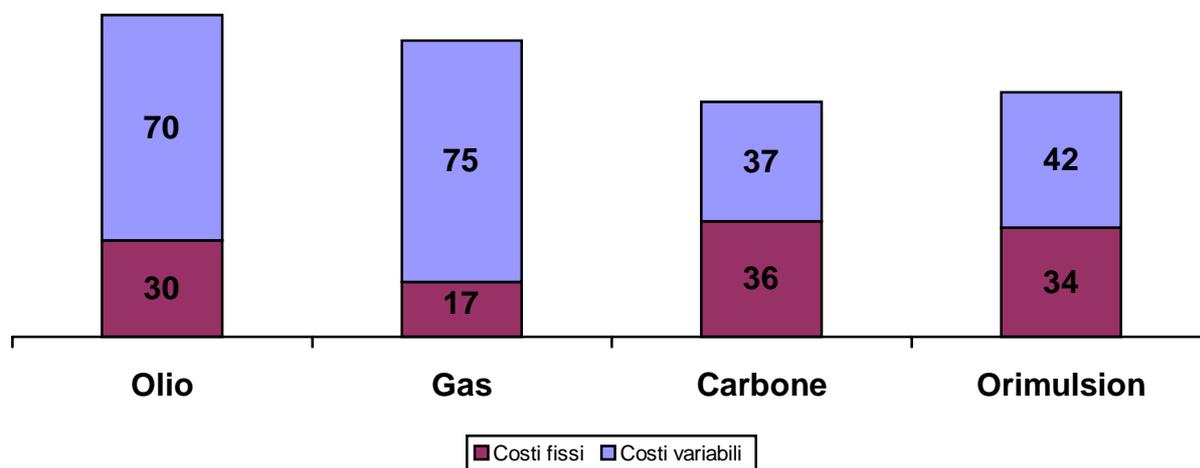
Per quanto riguarda l'impatto dei prezzi delle fonti di energia sui costi di generazione dell'energia elettrica, occorre rilevare come l'uso del carbone comporti un costo variabile di combustibile notevolmente più stabile nel tempo, rispetto all'olio combustibile e al gas, come emerge dall'andamento dei prezzi dei combustibili nel corso degli ultimi due anni.

Periodo	Carbone	Olio combustibile	Metano
Gennaio-febbraio 1998	35.03	56.89	60.77
Marzo-aprile 1998	34.61	54.99	58.02
Maggio-giugno 1998	35.15	47.17	51.30
Luglio- agosto 1998	35.15	45.16	48.76
Settembre-ottobre 1998	35.15	45.16	48.76
Novembre-dicembre 1998	34.51	41.71	44.88
Gennaio-febbraio 1999	33.34	39.28	43.11
Marzo-aprile 1999	34.72	38.69	41.53
Maggio-giugno 1999	34.72	38.69	41.53
Luglio- agosto 1999	36.39	42.09	45.91
Settembre-ottobre 1999	37.05	49.58	53.50
Novembre-dicembre 1999	36.78	58.32	62.38
Gennaio-febbraio 2000	36.35	65.28	70.04
Marzo-aprile 2000	37.07	70.70	75.43

Tab. 25 – Costo variabile dell'energia elettrica per impianti funzionanti a carbone, a olio combustibile ed a metano (lire/kWh)²² (*)

²² Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Per quanto riguarda i costi totali di generazione per impianti esistenti, l'impiego del carbone comporta un costo inferiore rispetto all'olio combustibile ed al gas naturale (60,3 lire/kWh). Nel caso di impianti termoelettrici nuovi, il margine competitivo del carbone tende ad annullarsi causa l'aggravio dei costi fissi rispetto agli impianti a gas a ciclo combinato.



Legenda:

I costi fissi comprendono costi del personale, risorse esterne, tasse, ammortamenti e remunerazione del capitale.

Fig. 36 – Costo di produzione elettrica per fonte (lire/kWh) (2000)²³

La legge 448 del 23/12/1998 ha introdotto una tassazione sulle emissioni di anidride carbonica ("carbon tax") nell'ambito delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra. L'introduzione della carbon tax si è tradotta per il 1999 in un aumento del 3% per le accise sull'olio combustibile, l'introduzione di una quota simbolica per il metano e l'introduzione di una forte tassa sull'impiego del carbone, con una prospettiva per il 2005 estremamente onerosa (Tab. 26).

Combustibile	Costo	Aliquote Ante-Carbon tax	Aliquote per il 1999	Aliquote a regime
Olio combustibile	310 lire/kg	28,4 lire/kg	29,686 lire/kg	41,26 lire/kg
Carbone	93 lire/kg	0 lire/kg	5,084 lire/kg	41,84 lire/kg
Gas metano	374 lire/kg	0 lire/kg	0,87 lire/m ³	8,7 lire/m ³

Tab. 26 - Aliquote della Carbon tax

Tutto questo potrebbe avere notevoli conseguenze: le centrali che oggi bruciano carbone e olio combustibile aumenteranno i loro costi di produzione e dovranno essere aggiornati i relativi calcoli di redditività, con un probabile ribaltamento della competitività a favore del gas.

²³ Fonte ENI-Audizione Commissione X Camera dei Deputati.

Come si è già avuto modo di ricordare, allo scopo di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, nell'ambito del DL 268 del 30/09/2000 e della legge finanziaria 2001 si è provveduto a sterilizzare gli effetti della carbon tax.

Tra i fattori che contribuiscono al differenziale negativo del servizio elettrico nazionale rispetto alla media europea vanno ricordate le fonti primarie utilizzate e l'efficienza del parco di generazione.

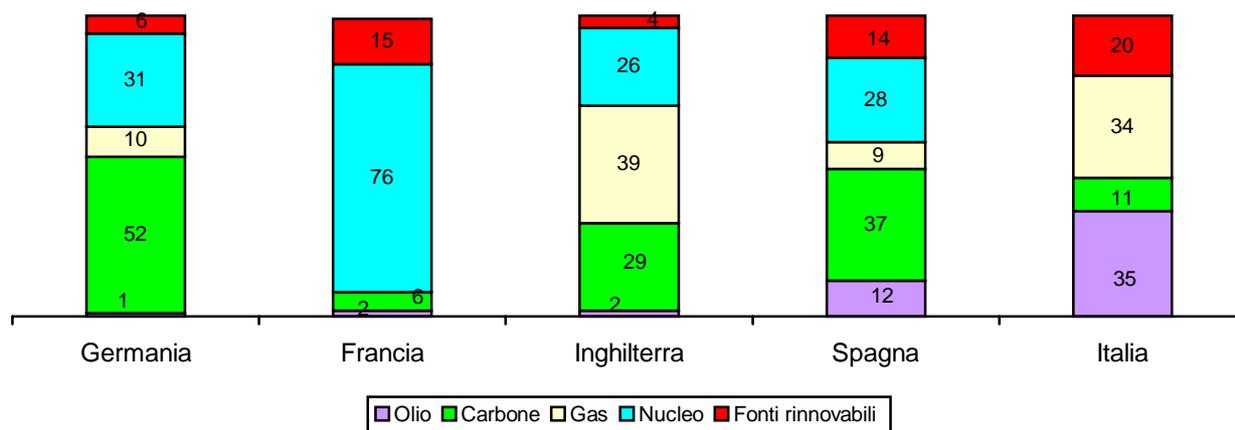


Fig. 37 - Contributo % delle fonti di energia alla produzione elettrica in alcuni paesi europei (1999)²⁴

Il grado di efficienza del parco è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età degli impianti. Tali fattori si riflettono negli scarti che è dato di riscontrare a livello dei consumi specifici medi per produttori.

Nel 1997 il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è stato di poco superiore al 39%.

L'età media del parco termoelettrico, specie quello di proprietà dell'ENEL, è avanzata (il 70% risulta avere più di 15 anni).

Rendimenti più elevati sono raggiunti dalla produzione combinata di energia elettrica e calore. Su questo fronte il nostro paese denuncia uno scarto negativo rispetto agli altri paesi europei (Tab. 27, 28).

Maggiori efficienze per quello che riguarda la produzione solo di energia elettrica sono ottenute dagli impianti basati sul ciclo combinato.

²⁴ Fonte ENEL – Indagine conoscitiva Commissione X Camera dei Deputati.

Paese	1990	1991	1993	1994	1995	Tasso incred. % 90/95
Austria	2681	3300	6600	6532	9679	261,0
Germania	17040	18698	21483	21319	20716	21,6
Finlandia	7800	8500	8900	10461	11389	46,0
Francia	340	340	430	600	687	102,1
Italia	725	698	1219	1292	1861	156,7
Olanda	11183	12785	16596	15822	17805	59,2
Svezia	1676	3131	3657	4608	4674	178,9
Svizzera	259	190	236	234	296	14,3

Tab. 27 – Cogenerazione di energia elettrica nei sistemi di teleriscaldamento in alcuni Paesi europei (GWh)²⁵

Paese	Incidenza %
Austria	16,9
Germania	3,9
Finlandia	16,9
Francia	0,1
Italia	0,5
Olanda	22,0
Svezia	3,1
Svizzera	0,5

Tab. 28 – Incidenza dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione nei sistemi di teleriscaldamento sulla produzione lorda di energia elettrica di alcuni Paesi europei nel 1995

4.1. Dati 2000-2001 e previsioni al 2010

Secondo i dati forniti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn), nel 2000 la domanda elettrica in Italia è stata di 298,5 TWh, con una crescita del 4,4 per cento rispetto al 1999, di 1,3 punti superiore all'aumento del prodotto interno lordo misurato a prezzi costanti. Si tratta di un incremento più elevato di quello registrato lo scorso anno, quando la richiesta di energia elettrica crebbe del 2,3 per cento.

Tale risultato è legato all'espansione congiunturale dell'economia italiana, avutasi nella seconda metà del 1999.

²⁵ Fonte: ENEA "Rapporto Energia e Ambiente 2000"

VOCI DI BILANCIO	1999	2000	VARIAZIONE 1999-2000
Produzione lorda	265.656,7	276.629,1	4,1%
- idrica	51.777,3	50.899,6	-1,7%
- termica	209.067,8	220.454,9	5,4%
- geotermica	4.402,7	4.705,2	6,9%
- eolica	402,6	563,1	39,7%
- fotovoltaica	6,3	6,3	0,0%
Consumi dei servizi ausiliari	12.920,0	13.336,4	3,2%
Produzione netta	252.736,7	263.282,7	4,2%
- idrica	51.153,7	50.229,2	-1,8%
- termica	197.047,8	208.079,3	5,6%
- geotermica	4.127,5	4.415,5	7,0%
- eolica	401,5	562,5	39,6%
- fotovoltaica	6,2	6,2	0,0%
Destinata ai pompaggi	-8.903,0	-9.129,5	2,5%
Produzione destinata al consumo	243.833,7	254.163,3	4,2%
Ricevuta da fornitori esteri	42.538 ,0	44.831,0	5,4%
Ceduta a clienti esteri	-528,0	-484,0	-8,3%
Totale produzione netta	252.737	262.426	3,8%
RICHIESTA	285.843,7	298.510,3	4,4%
Perdite di rete	18.559,5	19.190,7	3,4%
In percentuale della richiesta	6,5%	6,4%	
CONSUMI	267.284,2	279.319,6	4,5%
Agricoltura	4.682,2	4.906,6	4,8%
Industria	139.698,1	148.192,4	6,1%
- di base	68.114,3	72.663,1	6,7%
- non di base	59.462,8	62.532,0	5,2%
Terziario	62.187,0	65.108,8	4,7%
Usi domestici	60.716,9	61.111,7	0,7%

Tab. 29 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia 1999-2000
(GWh e variazioni percentuali)

L'aumento della domanda elettrica (al lordo dei consumi per pompaggio) di 13 TWh è stato coperto da un incremento della produzione netta nazionale per 10,6 TWh e da maggiori importazioni nette dall'estero per 2,3 TWh.

Nel 2000 l'energia elettrica importata dall'estero ha raggiunto 45 TWh. Tale valore, che costituisce un massimo storico, è da imputare alla richiesta di acquisto di energia a prezzi competitivi sul mercato europeo da parte dei "clienti idonei".

Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e dalla Francia, che nel 1999 erano pari rispettivamente al 51,5 e al 36,5 per cento del totale, sono diminuite a vantaggio di quelle affluite dall'Austria e soprattutto dalla Slovenia.

PAESI	1999	2000	QUOTA 2000 %	VARIAZIONE 1999-2000
FRANCIA	15.329	15.771	35,6	2,9%
SVIZZERA	21.632	22.157	50,0	2,4%
AUSTRIA	1.686	1.958	4,4	16,1%
SLOVENIA	3.362	4.461	10,1	32,7%
TOTALE	42.009	44.347	100,0	5,6%

Tab. 30 - Importazioni nette di energia elettrica in Italia
(GWh, quote e variazioni percentuali)

Nel 2000 i consumi di energia elettrica hanno raggiunto 279,3TWh, con una crescita del 4,5 per cento rispetto all'anno precedente.

I consumi del mercato libero, pari a circa 46,1 TWh (cui si aggiungono circa 23,8 TWh autoconsumati), hanno rappresentato il 16 per cento del totale dei consumi; la quota prevalente è rappresentata dai flussi intermediati dalla società di *trading* costituita dall'operatore dominante. La parte restante, pari a 209,4 TWh, è andata invece al mercato vincolato, ancora largamente preponderante.

Distinguendo i consumi per settore, il comparto industriale e il terziario presentano le dinamiche più sostenute, con una crescita del 6,1 per cento e del 4,7 per cento rispettivamente. I consumi domestici, dopo la sensibile crescita registrata nel 1999, sono invece rimasti sostanzialmente stabili (+0,7%). Complessivamente, i consumi del settore industriale e del terziario, che nel 2000 hanno raggiunto 213,3 TWh, rappresentano il 76,3 per cento dei consumi totali, mentre il settore domestico, con un consumo di poco superiore a 61 TWh, assorbe il 22 per cento dei consumi di energia elettrica in Italia.

	1999	2000	VARIAZIONI 1999-2000
Agricoltura	4.682	4.907	4,8%
Industria	139.698	148.192	6,1%
Terziario	62.187	65.109	4,7%
Usi domestici	60.717	61.112	0,7%
TOTALE CONSUMI	267.284	279.320	4,5%

**Tab. 31 - Consumi di energia elettrica per settore
(GWh e variazioni percentuali)**

Nel 2000 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 5,4 per cento rispetto al 1999. Tale produzione è stata ottenuta a partire dai prodotti petroliferi per il 39 per cento (tale quota nel 1998 era del 50,6 per cento), dal gas naturale per il 45,5 per cento, dai combustibili solidi per il 11,9 per cento e dalle altre fonti per il restante 3,6 per cento.

Il consumo di prodotti petroliferi ha registrato una caduta del 6,9 per cento, corrispondente a una minor produzione di 5,7 TWh rispetto al 1999. Il minore ricorso ai prodotti petroliferi è stato controbilanciato dalla crescita del gas naturale, risultata del 14,8 per cento rispetto al 1999, con una maggiore produzione di energia pari a 13,9 TWh. Il restante 15 per cento della produzione termica convenzionale proviene da combustibili solidi e altri combustibili.

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE (A)		PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ (B)		
	2000	Variaz. % 2000/99	2000	Variaz. % 2000/99	%
Combustibili solidi	9.300	9,0	26.100	9,6	11,9
Gas naturale	22.700	14,8	100.100	16,1	45,5
Gas derivati	9.500	-3,1	4.300	-2,6	2,0
Prodotti petroliferi (c)	19.000	-6,9	85.700	-6,2	39,0
Altri combustibili	3.200	8,0	2.900	11,9	1,3
Altre forme di energia	700	6,5	0,3
Totale	219.800	5,1	100,0

Legenda:

(A) Migliaia di mc per il gas naturale e i gas derivati, migliaia di t per gli altri combustibili.

(B) Milioni di kWh.

(C) La voce comprende: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria.

Tab. 32 - Consumi di combustibili nella produzione di energia termoelettrica e produzione per tipo di combustibile

Il positivo sviluppo del settore dell'energia elettrica emerge con evidenza anche dalle stime preliminari di contabilità nazionale elaborate dall'Istat. Nel 2000 la produzione a prezzi correnti del settore elettrico ha superato 65 mila miliardi di lire.

Il valore della produzione di energia elettrica a prezzi costanti ha registrato un aumento del 6,3 per cento rispetto all'anno precedente; un aumento analogo ha interessato il valore aggiunto a prezzi costanti.

Sotto il profilo occupazionale il settore elettrico mostra un decremento che, seppure inferiore a quello dell'anno precedente, conferma una tendenza che perdura da circa un decennio. In base ai dati preliminari di contabilità nazionale, nel 2000 gli occupati diretti nel settore hanno toccato quasi 93 mila unità di lavoro, registrando una flessione del 3,2 per cento rispetto al 1999.

Complessivamente la riduzione è stata di circa 3.000 unità, mentre nel 1999 era stata di 5.500 unità.

Il bilancio elettrico delle regioni con indicazione di superi e deficit di produzione rispetto alla richiesta è indicato nella tabella che segue, che mostra che quattro regioni (Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna e Campania) registrano deficit superiori a 10 TWh ciascuna (Tab. 35).

Secondo gli ultimi dati forniti dall'Autorità per l'energia elettrica e da GRTN anche nel 2001 e nei primi mesi del 2002 si registra una crescita sostenuta dei consumi elettrici.

VOCI DI BILANCIO	2000 GWh	2001 GWh	VARIAZIONE % 2001-2000
Produzione lorda	276.629	279.630	1,1
- idrica	50.900	55.091	8,2
- termica	220.455	219.201	-0,6
- geotermica	4.705	4.509	-4,2
- eolica e fotovoltaica	569	826	45,2
Consumi dei servizi ausiliari	13.336	13.127	-1,6
Produzione netta	263.293	266.503	1,2
- idrica	55.229	54.352	8,2
- termica	208.079	207.085	-0,5
- geotermica	4.416	4.240	-4,0
- eolica e fotovoltaica	569	826	45,2
Destinata ai pompaggi	9.130	9.434	3,3
Produzione destinata al consumo	254.163	257.069	1,2
Ricevuta da fornitori esteri	44.831	48.933	9,1
Ceduta a clienti esteri	-484	-556	14,9
RICHIESTA	298.510	305.445	2,3
Perdite di rete	19.191	19.636	2,3
CONSUMI	279.319	285.810	2,3

Tab. 33 – Bilancio dell'energia elettrica in Italia 2000-2001

Quanto ai combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica si segnala l'importante aumento della produzione da impianti alimentati da combustibili solidi (+18,1%) e un modesto aumento della quota a gas naturale (+1,4%) mentre si registra una significativa diminuzione della produzione da prodotti petroliferi (-13,8%).

La scomposizione dei consumi nei mercati di vendita ai clienti idonei (mercato libero) e ai clienti vincolati mostra nel 2001 un aumento significativo del ruolo del mercato libero rispetto all'anno precedente.

	2000 GWh	2001 GWh	VARIAZIONE % 2001-2000
Mercato vincolato	209.376 (75%)	187.310 (66%)	-10,5
Mercato libero	69.943 (25%)	98.500 (34%)	69,9
- di cui autoconsumi	23.819	23.000	-3,4

Tab. 34 – Mercato elettrico nazionale

Un dato particolarmente significativo attiene alla punta oraria del fabbisogno nazionale registrata il giorno 11 dicembre 2001, pari a 51.980 MW, con un incremento del 6% rispetto alla punta dell'anno precedente (pari a 49.019, registrata il 20 dicembre 2000).

	Produzione destinata al consumo	Energia elettrica richiesta	Superi della produzione rispetto alla richiesta	%	Deficit della produz. rispetto alla richiesta	%
Piemonte	15.240,4	26.400,5			11.160,1	- 42,3 %
Valle d'Aosta	2.802,5	989,5	1.813,0	183,2 %		
Lombardia	38.597,9	62.279,3			23.699,4	-38,0 %
Trentino Alto Adige	10.489,4	5.500,6	4.988,8	90,7 %		
Veneto	30.390,9	29.307,6	1.083,3	3,7 %		
Friuli Venezia Giulia	6.653,5	9.114,1			2.460,6	- 27,0 %
Liguria	9.650,4	6.791,1	2.859,3	42,1 %		
Emilia-Romagna	12.280,3	24.442,6			12.234,3	- 50,1 %
Toscana	19.017,2	19.879,2			862,0	- 4,3 %
Umbria	3.239,5	5.718,6			2.479,1	- 43,4 %
Marche	1.226,0	7.000,7			5.774,7	- 82,5 %
Lazio	31.125,5	21.402,9	9.722,6	45,4 %		
Abruzzo	4.131,2	6.322,7			2.191,5	-34,7 %
Molise	1.143,7	1.352,2			208,5	-15,4 %
Campania	2.976,6	16.185,1			13.208,5	- 81,6 %
Puglia	23.510,5	16.877,9	6.326,6	39,3 %		
Basilicata	1.147,7	2.557,9			1.410,2	- 55,1 %
Calabria	6.859,1	5.419,7	1.439,4	26,6 %		
Sicilia	22.932,9	19.632,8	3.300,1	16,8 %		
Sardegna	10.820,0	11.317,2			497,2	- 4,4 %
Italia	254.163,3	298.510,3			44.347,0	- 14,9 %
Saldo scambi con l'estero	44.347					
Richiesta	298.510,3					

Tab. 35 - Bilancio elettrico per regione del 2000 (GWh)

La sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico nazionale si basa su tre condizioni essenziali:

a) la disponibilità di energia

- b) la disponibilità di potenza sufficiente a far fronte istantaneamente alla evoluzione della domanda comprese le situazioni accidentali di avaria dei macchinari
- c) la disponibilità di una rete sufficientemente sviluppata per trasferire l'energia dei punti di produzione ai punti di consumo e per mettere in atto le funzioni di dispacciamento.

A fronte di tali esigenze GRTN ha prospettato alle Autorità competenti la situazione del sistema elettrico e le criticità connesse.

In particolare GRTN ha evidenziato, con riferimento all'anno 2001 un margine di riserva di potenza particolarmente basso, generato da una limitata disponibilità effettiva di capacità di produzione rispetto alla punta richiesta sulla rete.

Potenza nominale censita	76.400
Potenza nazionale disponibile ²⁶	48.700
Importazioni ²⁷	6.000
Totale potenza disponibile sulla rete nazionale	54.700
Punta di domanda	52.000
Margine disponibile	2.700
% di riserva rispetto alla punta	5,2%

Tab. 36 - Bilancio di potenza (MW) alla punta (2001)

Le previsioni della domanda di energia elettrica italiana al 2010 nel seguito riportate sono state formulate da GRTN allo scopo di definire un quadro di riferimento per il programma di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

E' appena il caso di ricordare che ai sensi del D.Lgs. n.79/99 le attività di produzione, importazione, esportazione e vendita di energia elettrica sono libere, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico definiti nelle disposizioni di legge, le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) al quale compete in particolare:

- di connettere alla rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e ferme restando le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione fissate dall'autorità
- di gestire i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari, adempiendo ad ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, la affidabilità e il minor costo del servizio
- di deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete stipulando convenzioni con le società che dispongono in proprio di reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della loro rete e dei dispositivi di interconnessione in modo di assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

La metodologia previsiva adottata da GRTN per pervenire alla formulazione del programma di sviluppo della rete nazionale, che rientra tra i suoi compiti di istituto, utilizza la serie storica dei dati relativi alla richiesta elettrica sulla rete nazionale e l'andamento della intensità elettrica.

²⁶ Il differenziale di 27.700 MW di potenza media disponibile rispetto alla potenza censita nell'anno 2001 è riconducibile alle seguenti condizioni del sistema elettrico: a) dismissione di alcuni impianti; b) indisponibilità per ambientalizzazioni o ripotenziamenti; c) limitazioni ambientali; d) manutenzioni programmate; e) avarie; f) limitazioni dovute a vincoli di rete; g) carenze di combustibili.

²⁷ 6000 MW rappresenta la attuale massima capacità di trasporto sulle linee di interconnessione transnazionali.

GRTN ha adottato per il periodo 2000-2010, una previsione di espansione del PIL nazionale pari ad un tasso medio annuo del 2,5%.

Ha inoltre ipotizzato una crescita dell'intensità elettrica pari ad un tasso medio dello 0,5% all'anno (negli anni 90 tale valore è stato pari a 0,9%) ed un tasso di crescita dei consumi elettrici del 3%.

Sulla base di tali assunzioni la previsione relativa alla domanda di energia elettrica è pari a 345 TWh nel 2005 e 400 Twh nel 2010.

ANNO	DOMANDA ELETTRICA (TWh)	TASSO ANNUO DI CRESCITA (%)		
		EE	PIL	INTENSITÀ' ELETTRICA
1985	195,0			
		3,8	3,0	0,8
1990	235,1			
		2,1	1,3	0,8
1995	261,0			
		2,7	31,6	1,1
2000	297,7			
		3,0	2,5	0,5
2005	345,0			
		3,0	2,5	0,5
2010	400,0			

Tab. 37 – Previsione di sviluppo della domanda elettrica nazionale²⁸

La previsione della domanda di potenza sulla rete italiana, elaborata a valle di quella sulla domanda, muove dalla previsione delle ore di utilizzazione²⁹, di più semplice determinazione.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della richiesta alla punta invernale (Fig. 38) mostra, dopo una crescita delle ore di utilizzazione fino a circa 6.000 ore/anno all'inizio degli anni '90, un progressivo leggero calo a partire dal 1992.

²⁸ Fonte GRTN – Programma Triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2001-2003

²⁹ Le ore di utilizzazione della domanda alla punta sono pari al rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza di punta



Fig. 38 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale

Per l'anno 2010 (tabella 38 e figura 38) GRTN prevede:

- per lo "inverno medio" una utilizzazione della potenza alla punta invernale di 5.950 ore/anno e quindi una domanda di potenza alla punta di circa 67.000 MW
- per lo "inverno rigido", cui si fa riferimento prudenzialmente per definire il piano di sviluppo della RTN, una utilizzazione della potenza alla punta invernale di 5.700 ore/anno e quindi una domanda di potenza alla punta poco superiore a 70.000 MW.

La previsione di una diminuzione delle ore di utilizzazione alla punta invernale è coerente con l'esaurirsi dell'effetto dell'introduzione delle tariffe multiorarie ed in mancanza, in prospettiva, di ulteriori provvedimenti di DSM.

Il sostenuto sviluppo di industrie a ciclo perlopiù diurno, quali le industrie dei beni finali, favorirà un aumento della domanda in punta, compensato dalle misure che i segnali di prezzo attesi dalla borsa elettrica potranno suggerire.

Anno	2000 ³⁰	2010	t.m.a 2000-2010
Richiesta di energia elettrica (TWh)	297,7	400	3,0 %
Potenza alla punta invernale (MW)	49.000		
Ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale	6.076		
Previsione ore utilizzazione della potenza alla punta invernale:			
inverno medio (h)		5.950	
inverno rigido (h) ³¹		5.700	
previsione potenza alla punta invernale:			
inverno medio (MW)		67.000	3,2 %
inverno rigido (MW)		70.000	3,6 %

Tab. 38 - Previsione della domanda di potenza alla punta invernale

³⁰ dati provvisori

³¹ Pari alle ore di utilizzazione in inverno medio diminuite di due volte lo scarto quadratico medio (1,8%)

4.2. Richiesta di autorizzazione di nuovi impianti di produzione e pianificazione dello sviluppo della rete

L'ambito della rete di trasmissione nazionale RTN, definito dal MICA con il Decreto 25 giugno 1999, comprende:

- reti a 380 e 220 kV
- reti con tensione 120-150 kV funzionali alla rete di trasmissione:
 - linee che collegano centrali di potenza superiore a 10 MVA alla rete di trasmissione
 - linee utilizzate in caso di manutenzione alla rete di trasmissione o in situazioni critiche per la sicurezza o di emergenza
 - reti di interconnessione con l'estero
- stazioni di trasformazione e di smistamento che costituiscono nodi delle reti di cui sopra
- impiantistica necessaria per l'esercizio della rete di trasmissione
- reti di cui sopra in costruzione e autorizzate.

La consistenza complessiva della RTN così definita è pari a circa 43.100 km di linee, di cui 22.700 a 380-220 kV (la totalità delle linee italiane) e 20.400 km di linee a 120-150 kV (circa metà delle linee italiane a tali livelli di tensione).

La rapida evoluzione del settore elettrico comporta che l'attività di pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione debba avvenire in condizioni di grande incertezza soprattutto per quello che riguarda la produzione futura sia in termini di dislocazione di nuovi impianti che entreranno in servizio sia in termini di diagramma orario della produzione.

Ciò implica la necessità di dover prevedere nelle analisi numerosi scenari - a volte anche notevolmente diversi tra loro - caratterizzati da diverse ipotesi di crescita della domanda per aree di sviluppo del parco di produzione e di localizzazione delle centrali.

In questo quadro, per minimizzare i possibili rischi dovuti ad errori di previsione, il sistema di trasmissione viene sviluppato cercando la maggiore flessibilità possibile. A causa delle incertezze in gioco tale flessibilità - intesa come capacità di adattamento ai diversi possibili scenari - è diventata uno dei principali obiettivi da perseguire nella pianificazione della rete, anche se in taluni casi questa flessibilità può tradursi in un aumento dei costi a breve (per le ridondanze necessarie), compensato però nel lungo periodo dalla suddetta minimizzazione dei rischi.

Inoltre per far fronte ad un'altra importante incertezza, quella sui tempi di realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione programmati - dovuta in gran parte alle crescenti difficoltà nell'ottenere le autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio degli impianti - le decisioni operative per la costruzione di nuove linee e di nuove stazioni di trasformazione devono essere prese con largo anticipo (almeno 4-5 anni).

Ciò premesso, l'attività di pianificazione della rete di trasmissione persegue l'obiettivo di definire una rete che garantisca nel lungo periodo, il trasporto di energia elettrica dai centri di produzione a quelli di consumo assicurando, nel rispetto dell'ambiente, la necessaria sicurezza e qualità del servizio e minimizzando i costi.

I criteri seguiti da GRTN per lo sviluppo della rete riflettono quindi queste esigenze: soddisfare la futura richiesta di energia elettrica assicurando qualità e economicità dell'intero sistema elettrico nazionale in AAT e AT (trasmissione e distribuzione primaria) e tutelando l'ambiente e la popolazione.

Sotto questo punto di vista vengono esaminate da GRTN le richieste di connessione per definire, caso per caso, la soluzione di collegamento più idonea.

Ciò presuppone una scelta opportuna delle modalità di inserimento dell'impianto nella rete, dello schema di connessione e della configurazione degli impianti di consegna, che devono garantire innanzitutto la compatibilità con la rete e le sue esigenze di gestione.

I principi generali ai quali ci si attiene nel corso del processo di definizione della soluzione tecnica sono :

- il soddisfacimento per quanto non in contrasto con le esigenze della rete, delle esigenze tecniche dell'impianto dell'utente, per quanto concerne in particolare la continuità del servizio
- la sostenibilità economica della scelta tecnica, con l'obiettivo di minimizzare i costi complessivi del sistema
- la non discriminazione degli utenti
- la trasparenza verso tutti i soggetti interessati.

Un elemento di valutazione, in alcuni casi non trascurabile, è la considerazione degli eventuali problemi di impatto sul territorio per la costruzione di nuovi impianti.

Nel caso di impianti di produzione, possono influenzare la scelta della soluzione di allacciamento:

- la tipologia della centrale (termoelettrica, idroelettrica, eolica, ecc...)
- il numero e la taglia dei gruppi di generazione
- la presenza e l'entità dei carichi propri, con particolare riferimento ai carichi essenziali.

Nei casi in cui la potenza dei nuovi impianti di produzione è rilevante (alcune richieste di connessione fanno riferimento a impianti di 1.200 MW), è necessario anche prevedere, oltre alle nuove opere di allacciamento, opportuni interventi di potenziamento della rete esistente, al fine di eliminare eventuali colli di bottiglia.

Mentre è relativamente semplice definire il collegamento di un impianto di generazione all'elemento più vicino della rete di trasmissione (in generale entra-esce su di una linea o, preferibilmente, in antenna su di un nodo esistente), l'individuazione dei potenziamenti di rete necessari è certamente complessa. I potenziamenti infatti dipendono dagli impianti che saranno effettivamente realizzati e dai flussi che si determinano in rete tra centrali di produzione e centri a carico. Il rischio è evidentemente quello di avviare la realizzazione di impianti di trasmissione che possono risultare scarsamente utilizzati, con pesanti riflessi non solo di natura economica ma anche in termini di impatto sul territorio.

Fino al 31 dicembre 2001 sono pervenute al GRTN oltre 600 richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale di nuovi impianti di produzione per complessivi 93.780 MW, oltre a 44 domande per ulteriori 20.800 MW che si riferiscono a richieste di studi preliminari di fattibilità.

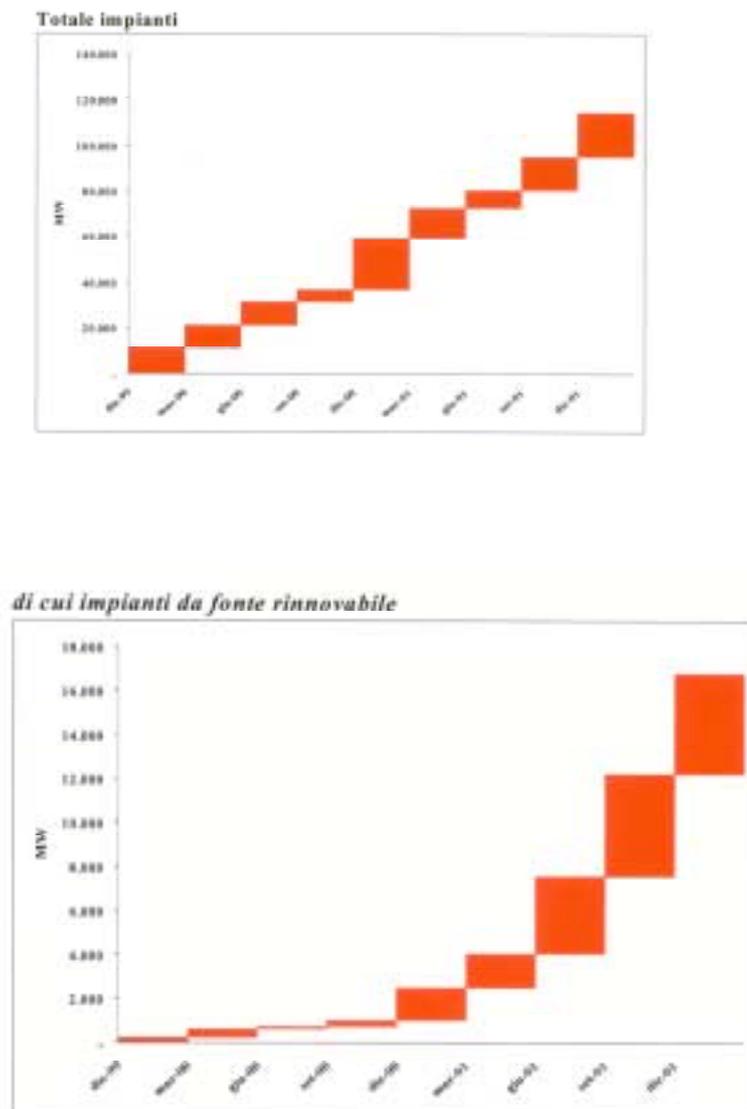
Una tabella riepilogativa delle richieste di concessione pervenute a GRTN è riportata qui di seguito.

Regione	Impianti termoelettrici		Impianti a fonti rinnovabili		Totale impianti		%
	N°.	MW	N°.	MW	N°.	MW	
NORD	68	38.540	19	430	87	38.970	34,0
Piemonte	22	11.007	5	97	27	11.104	9,7
Liguria	5	2.770	5	171	10	2.941	2,6
Lombardia	25	15.660	3	48	28	15.708	13,6
Veneto	11	6.282	5	99	16	6.381	5,6
Friuli	5	2.821	1	15	6	2.836	2,5
CENTRO	57	32.012	149	4.138	206	36.150	31,5
Emilia Romagna	17	9.072	15	388	32	9.460	8,3
Toscana	6	2.680	34	764	40	3.444	3,0
Marche	3	1.100	16	679	19	1.779	1,6
Umbria	2	1.600	31	915	33	2.515	2,2
Lazio	15	9.150	12	298	27	9.448	8,1
Abruzzo	7	4.010	23	716	30	4.726	4,1
Molise	7	4.400	18	378	25	4.778	4,2
SUD	48	26.908	175	6.666	223	33.574	29,3
Campania	13	6.930	34	1.258	47	8.188	7,1
Puglia	16	8.750	33	1.766	49	10.516	9,2
Basilicata	9	4.228	45	1.414	54	5.642	4,9
Calabria	10	7.000	63	2.228	73	9.228	8,1
ISOLE	1	360	129	5.546	130	5.906	5,2
Sicilia	1	360	39	1.128	40	1.488	1,3
Sardegna	-	-	90	4.418	90	4.418	3,9
TOTALE ITALIA	174	97.820	472	16.780	646	114.600	100,0
Di cui Studi di fattibilità	43	20.790	1	30	44	20.820	
Richieste formali di connessione	131	77.030	471	16.750	602	93.780	

Tab. 39- Richiesta di connessione di nuovi impianti di generazione alla RTN (Situazione al 31 dicembre 2000)

Il flusso delle richieste di allacciamento di nuovi impianti di generazione non accenna a stabilizzarsi: nel solo mese di dicembre 2001 sono infatti pervenute al Gestore nuove richieste di connessione per oltre 7.000 MW.

Per quanto concerne le concrete possibilità e la reale volontà dei produttori di realizzare effettivamente gli impianti "annunciati", il GRTN non dispone al momento di elementi certi di valutazione. Per alcuni impianti infatti né il progetto né la tempistica sono ancora definiti, per altri la localizzazione e/o la taglia è stata modificata nel corso delle valutazioni dei GRTN sulle possibili soluzioni di allacciamento, per altri ancora è venuto meno l'interesse alla realizzazione e per alcuni di questi è già stata comunicata al Gestore formale rinuncia.



Tab. 40 - Andamento delle richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di produzione

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale delle richieste, il 37,8% dei nuovi impianti termoelettrici, in massima parte a ciclo combinato, è localizzato nel Nord (23.104 MW), il 31% nel Centro (18.586 MW) ed il residuo 31,2% nel Meridione (19.556 MW); nessun nuovo impianto termoelettrico è localizzato in Sicilia ed in Sardegna.

Diversa è invece la distribuzione degli fonti rinnovabili, che risultano ubicati per il 3,9% della potenza nel Nord Italia (118 MW), per il 26,5% nel Centro (810 MW), per il 46,4% nel Meridione (1.421 MW) e per il rimanente 23,2% nelle isole (710 MW).

Non esistendo al momento alcun segnale che renda conveniente la realizzazione delle nuove centrali nelle aree deficitarie, piuttosto che in quelle di produzione, e che consenta di utilizzare al meglio la rete di trasmissione esistente, la scelta dei siti è effettuata dai produttori sulla base di criteri che tengono conto delle esigenze della rete e delle difficoltà connesse con la realizzazione di nuovi collegamenti. Il risultato è che sono state avanzate

richieste di connessione per numerosi impianti di potenza anche rilevante, da ubicare in aree di rete già ora particolarmente congestionate da elevati transiti di corrente.

Per quanto concerne la credibilità delle richieste, il GRTN non dispone di assicurazioni sulla concreta volontà dei produttori di realizzare gli impianti; per alcuni di essi il progetto non è ancora ben definito, per altri la localizzazione e/o la taglia degli impianti è stata modificata nel corso delle valutazioni del GRTN sulle possibili soluzioni di allacciamento, per altri impianti ancora sembra venuto meno l'interesse della loro realizzazione.

Il dato di fatto è che a livello nazionale, alla fine del maggio 2002, soltanto 30 domande per un totale di 22.500 MW risultavano aver attivato il procedimento autorizzativo previsto dalla nuova legge n. 55/02.

Tenuto conto delle incertezze di cui sopra, ai fini delle predisposizioni del Programma Triennale di Sviluppo 2002-2004, il GRTN ha per il momento ipotizzato nei suoi studi solamente quelle centrali per le quali, non solo sia stata già presentata formale accettazione da parte del produttore della soluzione di connessione formulata dal GRTN (che corrisponderebbero ad una potenza di circa 41.000 MW, valore comunque molto elevato rispetto alla domanda di energia elettrica prevista), ma almeno sia stato concordato con il produttore stesso un programma temporale, sia pure di massima. In tal modo i nuovi impianti effettivamente considerati negli studi si sono ridotti a circa 21.000 MW, valore ben inferiore ai 93.780 MW delle richieste formali pervenute e più congruo rispetto alla crescita della domanda, tenuto anche conto dei potenziamenti previsti a seguito della riqualificazione delle centrali esistenti. La tabella riporta una sintesi della distribuzione territoriale delle richieste di connessione considerate nelle analisi del GRTN.

Area territoriale	Impianti		%
	Numero	MW	
Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria	8	3.900	18,4
Lombardia	4	2.800	13,2
Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli	4	2.400	11,3
Emilia-Romagna, Toscana	5	2.000	9,4
Marche, Umbria, Abruzzo, Molise	4	1.300	6,1
Mezzogiorno	15	8.800	41,6
TOTALE ITALIA	40	21.200	100,0

Tab. 41 – Distribuzione dei nuovi impianti di produzione secondo la programmazione GRTN

4.3. Centrali termoelettriche e procedure autorizzative.

La nazionalizzazione del sistema elettrico disposta dalla legge n.1643/62 si segnala per il suo carattere sostanzialmente "totalitario" nel senso che ha investito tutte le fasi del ciclo elettrico analiticamente descritte nell'art.1 della legge citata e, istituendo l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), gli ha riservato il compito di provvedere a tutte le attività relative compresi la produzione, l'importazione, l'esportazione, il trasporto, la trasformazione, la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte

prodotta³²

Per quello che riguarda le centrali termoelettriche, va ricordato che prima della nazionalizzazione la realizzazione degli impianti metteva capo ad una semplice autorizzazione governativa di competenza del prefetto per gli impianti fino a 5 MW e del Ministro dell'Industria per quelli di potenza maggiore³³.

A seguito della nazionalizzazione e a fronte di crescenti difficoltà incontrate dall'ENEL nell'insediamento di nuova potenza termoelettrica, il legislatore ha inteso promuovere specifiche procedure per la "localizzazione, la costruzione e la gestione sul territorio nazionale di nuovi impianti termici per la produzione di energia elettrica da effettuarsi da parte dell'ENEL".

Trattasi in particolare della legge n. 880/73 (come integrata dalla legge n. 393/75) la quale aggiunge alla procedura autorizzativa precedentemente prevista, una fase procedimentale preliminare relativa alla "localizzazione".

La procedura localizzativa si apre con la formazione, da parte dell'ENEL, e l'approvazione, da parte del CIPE, dei programmi di costruzione di nuove centrali che prefigurano i futuri fabbisogni nazionali e indicano le aree geografiche nelle quali i diversi impianti dovrebbero opportunamente essere localizzati.

Dopo la approvazione di detti programmi, si attiva un procedimento di individuazione dell'area per la costruzione o l'ampliamento degli impianti che vede attori fondamentali le regioni e gli enti locali con potere sostitutivo, nel caso, del CIPE integrato nell'occasione dal presidente della regione interessata³⁴.

Alla fase localizzativa fa seguito il procedimento autorizzativo (descritto dagli artt. 4 e 5 della l. n. 880/73) che fa capo al Ministero dell'Industria.

³² E' appena il caso di accennare al fatto che la legge prevede un numero assai limitato di eccezioni che riguardano le imprese che producono energia destinata ai propri fabbisogni in relazione al ciclo industriale, le imprese che non superando una determinata soglia di produzione elettrica non hanno preminente interesse generale, le imprese degli Enti Locali che già esercitavano talune attività elettriche al momento della nazionalizzazione.

Dette imprese, in ogni caso restano in una posizione di subordinazione all'ENEL e ai suoi programmi di sviluppo degli impianti e delle reti.

Il quadro sopra descritto ha subito successivamente parziali modificazioni che hanno in qualche misura ridimensionato la posizione di assoluta supremazia dell'ENEL aprendo la possibilità di agire sul mercato elettrico ad altri soggetti.

Un primo passo in questa direzione è compiuto dalla legge n. 393/75 seguita dalla legge n.308/82, dalla legge n.529/82 e dalla legge n. 9/91.

In termini generali può dirsi che il processo di liberalizzazione avviato in quel lasso di tempo ha riguardato in particolare la valorizzazione delle fonti rinnovabili, l'autoproduzione, le imprese elettriche minori e le imprese degli enti locali già presenti nel mercato dell'energia elettrica.

³³ Rif. Art. 211 del T.U. n. 1775/33 sulle acque e gli impianti elettrici.

³⁴ Se si esamina il contenuto della legge citata e delle successive che regolano l'argomento si vede che le procedure localizzative ivi previste presentano caratteri particolari nel senso che :

- gli adempimenti previsti sono scanditi da tempi brevi e rigorosi che danno luogo, nel caso, al potere sostitutivo per il completamento dell'atto
- taluni atti comportano effetti ulteriori finalizzati al più rapido conseguimento del risultato finale; e così il provvedimento localizzativo costituisce, nel caso variante, del PRG ove l'area individuata non sia già destinata ad usi industriali. Lo stesso provvedimento localizzativo sostituisce la licenza edilizia, ai sensi dell'art. 4 della legge n. 393/75
- l'interesse alla realizzazione dell'impianto prevale sull'interesse urbanistico attesa la voluta indefettibilità del risultato, connessa al fatto che la centrale non costituisce una "qualunque" iniziativa economica connessa agli interessi del privato imprenditore ma si presenta come "risposta" istituzionale dello Stato in relazione alla domanda nazionale di energia elettrica
- si dà luogo ad interventi contributivi a carico dell'ENEL a beneficio degli Enti Locali che ospitano l'impianto (art. 15 della legge n. 393/75).

E' prevista in tale ambito una fase istruttoria la quale, tenuto conto delle modifiche apportate alla legge n.880, prevede taluni pareri espressi da diversi ministeri e dagli Enti Territoriali³⁵.

I deludenti risultati conseguiti dalla legge n. 880 a causa dei contrasti sempre più accesi sorti tra amministrazioni centrali e locali, congiunti alla sopravvenuta sempre più incisiva normativa di tutela ambientale³⁶, hanno suggerito di innovare la procedura relativa all'insediamento delle centrali termoelettriche.

In questo contesto si colloca il DPCM 27 dicembre 1988 "Norme tecniche per la realizzazione degli studi di impatto ambientale" che, in Allegato IV, definisce specifiche procedure per i progetti di centrali termoelettriche e turbogas.

Non è il caso qui di richiamare la genesi del DPCM citato, che peraltro ha suscitato non pochi dubbi di legittimità e critiche anche severe.

Si può dire invece che l'atto non introduce cambiamenti sostanziali al disegno tracciato dalla L. n. 880 e come tale può ritenersi collocato pienamente nell'ambito del disegno di nazionalizzazione elettrica.

Emerge in sostanza un sistema elettrico che viene ricomponendosi intorno al soggetto ENEL il quale, sia pure in forma diversa (da ente pubblico economico a società per azioni) e a titolo diverso (da titolare della riserva a concessionario del servizio) continua ad esplicare la medesima attività (esercizio della attività elettrica in regime di monopolio legale) con i medesimi strumenti già impegnati in precedenza.

La tabella che segue riporta, sia pure in forma sintetica, il contesto programmatico, le procedure autorizzative e di VIA, che regolano la costruzione e l'esercizio di nuove centrali termoelettriche, ai sensi dell'Allegato IV del DPCM 21.12.1988:

³⁵ Le modifiche di cui trattasi sono da riferire primariamente al D. Lgs. n. 203/88 che può considerarsi la prima legge quadro in materia di inquinamento atmosferico.

Detto decreto fissa il principio della spettanza alle regioni della tutela dell'ambiente dall'inquinamento atmosferico. Alle regioni viene di conseguenza attribuito il potere generale autorizzativo per la costruzione di qualsiasi impianto industriale o di pubblica utilità che possa provocare inquinamento atmosferico. Il decreto, nell'art.17, esonera dall'autorizzazione regionale le centrali termoelettriche per le quali il potere autorizzativo viene mantenuto in capo al Ministero dell'Industria sia pure con un iter procedimentale mutato rispetto alle precedenti norme.

Impugnato da una regione, il decreto n. 203 è stato ritenuto legittimo dalla Corte Costituzionale con sentenza n. 101/89 sulla base della considerazione che l'art. 17 citato "modificando la ripartizione delle competenze precedentemente disposta, mira ad accentrare a livello statale le autorizzazioni relative alla costruzione delle centrali termoelettriche sull'evidente e tutt'altro che irragionevole presupposto di unificare nella mano statale i principali poteri antinquinamento nel settore energetico".

³⁶ Si fa cenno alla legge n. 349/86, al DPR n. 203/88, al DPCM n. 377/88, al DPCM 27 dicembre 1988, all'accordo procedimentale tra i ministeri dell'ambiente, dell'industria e della sanità del 24 giugno 1989 e del 10 aprile 1991, DPR 12 aprile 1996, DPR n. 53/88, il DPR 11 febbraio 1998.

- i programmi pluriennali dell'ENEL sono approvati dal CIPE
- in detti programmi sono in particolare indicate
- a) le aree nelle quali è opportuno realizzare le nuove centrali termoelettriche e/o l'ampliamento di quelle esistenti nonché le altre centrali di produzione di energia elettrica, tenendo conto del fabbisogno di tali aree, anche in relazione alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese, nonché della ubicazione delle fonti energetiche nazionali
- b) i combustibili per le centrali termoelettriche tenendo conto della necessaria diversificazione delle fonti di energia
- l'ENEL informa, sulla base dei programmi approvati dal CIPE, i Ministri competenti, la regione e gli Enti Locali, interessati dell'avvio degli studi relativi a ciascun sito
- il Ministro dell'Ambiente stabilisce lo schema in base al quale debbono essere predisposti gli studi di impatto ambientale nonché i criteri per formulare il giudizio finale di compatibilità ambientale
- l'ENEL propone al Ministro dell'Industria, al Ministro dell'Ambiente, alla regione e agli Enti locali interessati, per ciascuna centrale termoelettrica, il sito ritenuto idoneo presentando il progetto di massima della centrale lo studio di impatto ambientale e dà notizia della presentazione del progetto sul più diffuso quotidiano locale e su uno nazionale
- il Ministro dell'Ambiente, sulla base della documentazione ricevuta dall'ENEL attua le valutazioni di impatto ambientale delle centrali termoelettriche. L'istruttoria relativa è svolta richiedendo i pareri dei Ministeri competenti, della regione, delle province e del comune interessati. Per espletamento dei compiti connessi all'istruttoria il Ministero dell'Ambiente si avvale della commissione per la valutazione di impatto ambientale integrata da esperti dell'Istituto Superiore di Sanità, ISPES, ENEA, CNR, Vigili del Fuoco e da tre esperti designati dalle regioni interessate
- nel caso di pareri sfavorevoli, discordanti o mancanti, il Presidente del Consiglio dei Ministri convoca una Conferenza di Servizi costituita dagli enti ai quali è chiesto parere. All'esito della Conferenza adotta le proprie decisioni
- contemporaneamente all'istruttoria tecnica di cui sopra, ha luogo una inchiesta pubblica nel comune in cui è proposta la centrale. La inchiesta pubblica è condotta sotto la presidenza di un magistrato il quale è assistito da tre esperti designati dal Ministero dell'Ambiente e da tre esperti designati rispettivamente dalle regioni, dalle Province e dal Comune interessati
- il Ministro dell'Ambiente, al termine della istruttoria tecnica predetta, invia richieste di parere alla regione interessata la quale dovrà renderlo sentito il comune interessato anche relativamente agli aspetti urbanistici
- il Ministro dell'Ambiente sulla base delle risultanze della istruttoria tecnica e dell'inchiesta pubblica, tenuto conto del parere espresso dalla regione, formula il giudizio finale di compatibilità ambientale precisando le eventuali prescrizioni per l'esecuzione del progetto
- decorso il termine prefissato senza che il Ministero dell'Ambiente si sia pronunciato, il Ministro può proseguire la procedura autorizzativa di competenza
- l'ENEL contemporaneamente allo svolgimento delle istruttorie di cui sopra, svolge l'istruttoria sugli interventi socio-economici connessi con la costruzione e l'esercizio della centrale e definisce i relativi accordi con la regione e gli Enti Locali. L'ENEL con tali accordi, oltre a disciplinare la corresponsione del contributo di cui all'art. 15 della legge n. 393/75, può assumere oneri per interventi di natura infrastrutturale e di riequilibrio economico e ambientale connessi con la costruzione della centrale
- La mancanza della definizione degli accordi non impedisce la prosecuzione autorizzativa
- L'efficacia degli accordi è condizionata al rilascio della autorizzazione ministeriale
- il Ministro dell'Industria localizza e autorizza la costruzione e l'esercizio della centrale termoelettrica indicando le relative prescrizioni, compresi gli impegni di natura socio-economica a carico dell'ENEL
- se il parere della regione richiesto in sede di valutazione di impatto ambientale è negativo o comunque non è espresso ovvero se il Ministro dell'Ambiente non si pronuncia nei termini prefissati si può provvedere alla localizzazione della centrale, sotto il profilo urbanistico ed ambientale, con DPCM previa deliberazione del Consiglio dei Ministri
- il provvedimento di localizzazione assume valore di dichiarazione di pubblica utilità delle opere e ha effetto di variante del PRG e sostituisce la concessione edilizia comunale nonché i provvedimenti autorizzativi previsti da diverse norme.

Tab. 42 – Il DPCM 21.12.88, Allegato IV

Si è voluto descrivere in dettaglio l'Allegato IV del DPCM 27 dicembre 1988 giacché, a parte talune modifiche intervenute da allora che attengono al recepimento delle direttive comunitarie in materia di prevenzione dell'inquinamento e le norme di delegificazione e semplificazione dei procedimenti amministrativi³⁷, le disposizioni richiamate hanno regolato l'esercizio delle funzioni amministrative conservate alla competenza dello Stato, relativamente alla costruzione e all'esercizio delle centrali termoelettriche, fino all'emanazione del D.L. n. 7/02.

Si sottolinea il termine "conservate alla competenza dello Stato" per ricordare il fatto che il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 nel provvedere a ripartire le funzioni ed i compiti amministrativi in materia di energia tra i diversi livelli istituzionali, ha conservato allo Stato, ai sensi dell'art. 29, comma 2, lettera g), *"le funzioni amministrative concernenti la costruzione e l'esercizio degli impianti di potenza superiore a 300 MW termici, salvo*

³⁷ Si fa cenno in particolare al Decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372 recante "Attuazione della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento" e alla legge 24 novembre 2000, n. 340 "Legge di semplificazione 1999". Di rilievo anche l'intervenuta trasformazione dell'ENEL in ENEL SPA disposta dall'art. 15 del D.L. n. 333/92, i provvedimenti di liberalizzazione della produzione elettrica introdotti dalla legge n. 9/91, il DPR n. 53/98 "Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti convenzionali, a norma dell'art. 20, comma 8, della L. n. 59/97".

quelli che producono energia da fonti rinnovabili di energia e da rifiuti ai sensi del D.Lgs n. 22/97". In materia di valutazione di impatto ambientale restano di competenza dello Stato *"le opere la cui autorizzazione è di competenza dello Stato"*, ai sensi dell'art. 71, comma 1, lettera d), del D.Lgs n. 112 citato.

Il decentramento amministrativo introdotto dal D.Lgs n. 112 ha i caratteri di discontinuità rispetto alla situazione pregressa³⁸.

Il profilo innovativo consiste nel fatto che l'energia non è più individuata tra le materie tassativamente conservate alla competenza dello Stato in ragione della esigenza di realizzare un preminente interesse nazionale, di carattere generale, non suscettibile di frazionamento a livello locale.

Più in particolare sono riconosciute alla competenza delle regioni le funzioni concernenti gli impianti termoelettrici funzionanti con combustibili convenzionali con potenza inferiore a 300 MW e, in ogni caso, se funzionanti con fonti rinnovabili.

Il quadro precedentemente descritto sul funzionamento del sistema elettrico ha subito profonda trasformazione in ragione del processo di liberalizzazione introdotto dal D.Lgs n. 79/99 di *"Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"*.

Ai sensi dell'art. 1, la attività di produzione di energia elettrica è libera, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del decreto medesimo.

L'art. 8, oltre a dettare talune disposizioni volte ad assicurare un regime di concorrenza sul lato della produzione, rinvia all'emanazione di uno o più regolamenti, *"fermi restando quanto previsto dal D.Lgs n. 112/98 nonché la disciplina relativa alla valutazione di impatto ambientale"* per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali.

I regolamenti di cui sopra si conformano ai seguenti principi:

- a) i progetti sono autorizzati mediante lo svolgimento di una procedura unificata e semplificata, riferita a ciascuna categoria di impianto nonché mediante il rilascio, in tempi determinati, di un unico provvedimento riguardante sia l'impianto principale che le opere connesse e le infrastrutture indispensabili al suo esercizio
- b) i progetti di modifica o ripotenziamento sono valutati sotto il profilo urbanistico solo in caso di occupazione di aree esterne a quelle di pertinenza dell'impianto esistente.

Il diniego di autorizzazione, fondato in ogni caso su motivi obiettivi e non discriminatori, è comunicato, con la relativa motivazione, al richiedente. Del provvedimento è data informazione alla Commissione della Comunità Europea³⁹.

Ai sensi del comma 6, art. 8, D.Lgs n. 79/99, *"sino alla data di entrata in vigore dei regolamenti si applicano le norme e le procedure attualmente vigenti"*.

³⁸ Si fa cenno in particolare all'art. 18 del DPR n. 616/77.

³⁹ Commissione che vigila in tal modo sulle eventuali discriminazioni operate nei confronti di imprese estere.

I regolamenti, nelle previsioni dell'art. 8 del D.Lgs n. 79/99, avrebbero dovuto essere emanati entro il 16 marzo 2000.

In data 6 aprile 2001 è stata trasmessa alle Regioni la prima bozza di "Regolamento recante disciplina dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti convenzionali, nonché la modifica e ripotenziamento di impianti esistenti , a norma dell'art. 8, comma 3, del D.Lgs n. 79/99".

Detta bozza è stata oggetto di alcuni incontri e confronti ai quali hanno partecipato rappresentanti delle Regioni, di ANCI, UPI, del Dipartimento della Funzione Pubblica della Presidenza del Consiglio dei Ministri, dei Ministeri dell'Ambiente e dei Lavori Pubblici. Da tali incontri sono emerse specifiche proposte di modifica del testo originario.

La fine della legislatura ha posto in stallo il confronto tra le Parti.

L'argomento è stato ripreso con forza dal Ministro Marzano il quale in diverse occasioni ha manifestato la preoccupazione del Governo di vedere bloccata la realizzazione di nuovi impianti elettrici ed aggravato il deficit del bilancio elettrico nazionale.

Nella seduta del 5 ottobre 2001 il Consiglio dei Ministri ha approvato il Regolamento di cui si tratta.

In data 24 ottobre 2001 si è tenuta una riunione a livello tecnico dei rappresentanti dello Stato, delle regioni e delle autonomie locali per l'esame del Regolamento, in vista del parere della Conferenza Unificata, ai sensi dell'art. 8, del D.Lgs n. 281/97.

I funzionari regionali convenuti hanno preliminarmente sollecitato un chiarimento sulla legittimità dell'atto in questione, in relazione alle modifiche al Titolo IV della Costituzione introdotte dalla legge costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3.

Come si ricorderà la legge costituzionale colloca la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia tra le materie di legislazione corrente.

In tali materie spetta alle Regioni la potestà legislativa e regolamentare, fatta salva la determinazione dei principi fondamentali riservata alla legislazione dello Stato.

In sostanza, i rappresentanti delle Regioni nell'incontro del 24 ottobre hanno espresso:

- l'esigenza che il Ministero, in via preliminare, faccia conoscere la propria posizione sui nuovi scenari derivanti dalla entrata in vigore della legge costituzionale e sulle iniziative che dovranno essere intraprese per dare autorizzazione alla riforma costituzionale
- la preoccupazione di concorrere alla approvazione di un regolamento caratterizzato da forti dubbi di legittimità, con il rischio di dar luogo ad un gravame di procedimenti contenziosi che di fatto farebbe mancare l'obiettivo di accelerazione delle procedure che è al centro del provvedimento
- la opportunità di ricercare soluzioni capaci in ogni caso di gestire efficacemente e legittimamente questa fase di transizione.

Tale posizione è stata fatta propria dal coordinamento Energia e Ambiente degli Assessori regionali con lettera 15 novembre 2001 indirizzata alla Conferenza Unificata nella quale è sottolineata:

- a) l'opportunità di attendere le determinazioni della costituenda cabina di regia incardinata presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri quale luogo deputato a definire le modalità attuative della riforma del Titolo IV della Costituzione
- b) di dar luogo ad un Accordo Stato/Regioni che, nelle more della definizione delle competenze spettanti ai vari livelli di governo, permetta l'esercizio dei compiti e delle funzioni attinenti alla produzione elettrica nello spirito di leale collaborazione tra le Parti.

Tale sollecitazione non ha avuto risposta fino a che, con deliberazione del Consiglio dei Ministri adottata il 1 febbraio 2002, non è stato emanato il Decreto Legge 7 febbraio 2002, n. 7 recante "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

Il decreto, di fatto, ha trasformato in legge il progetto di provvedimento regolamentare.

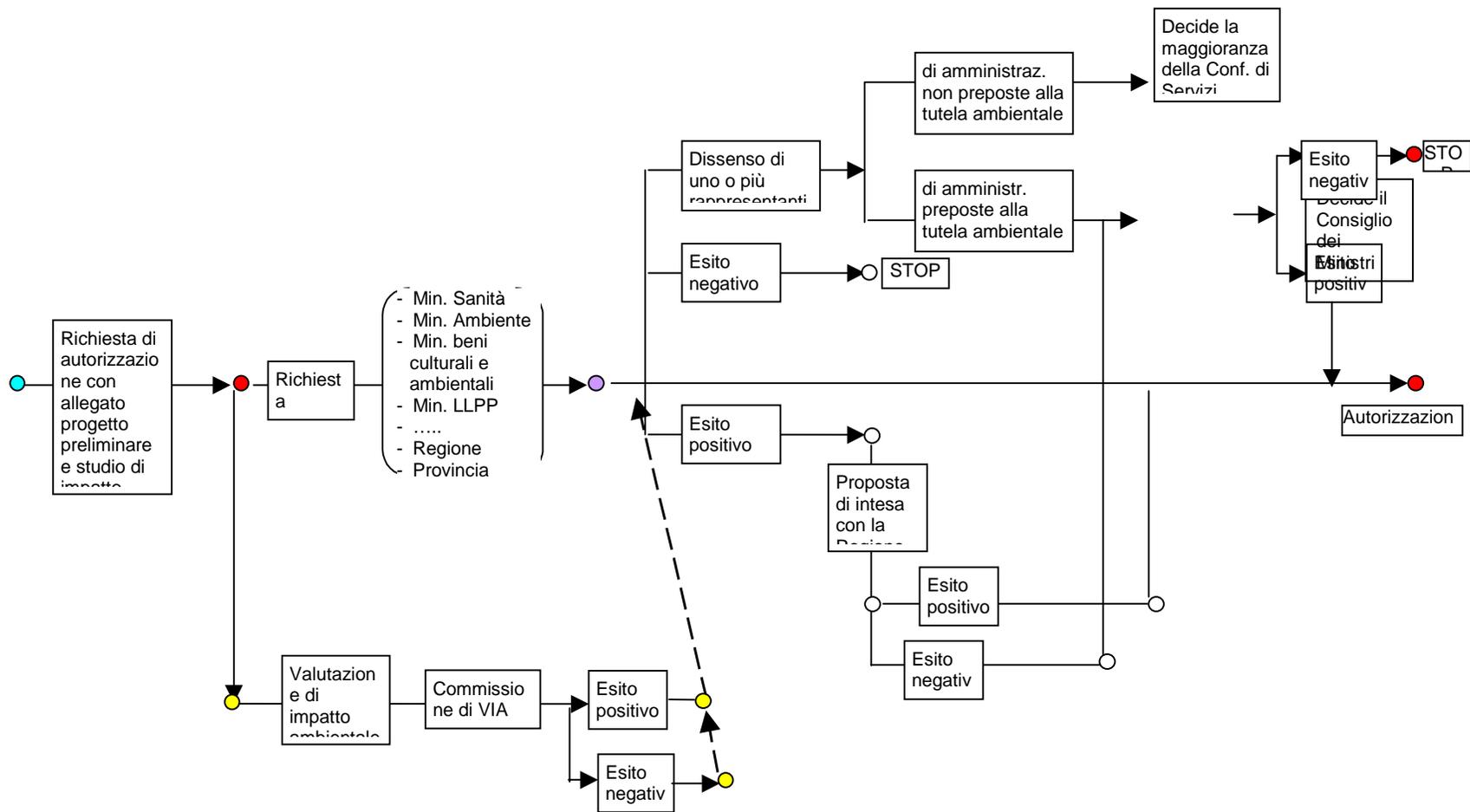
Quali presupposti dell'atto sono citate la necessità e urgenza di adottare misure per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, evitando interruzioni del servizio e crisi nella fornitura di energia elettrica, anche mediante misure di carattere transitorio, valide per superare l'attuale situazione di emergenza.

Il decreto, convertito in legge con modificazioni, dalla legge n. 55/02, dispone quanto nel seguito indicato:

- sino alla determinazione dei principi fondamentali della materia in attuazione dell'art. 117, comma 3, della Costituzione e comunque non oltre il 31 dicembre 2003, previa intesa con la Conferenza Stato/Regioni, la costruzione e l'esercizio degli impianti (di produzione) di energia elettrica di potenza superiore a 300 Mwtermici, gli interventi di modifica o ripotenziamento degli impianti esistenti nonché le opere connesse, sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive
- l'autorizzazione sostituisce le autorizzazioni, concessioni e gli atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato
- l'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le Autorità statali e locali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge n. 241/90 e successive modificazioni, di intesa con la regione interessata
- ai soli fini del rilascio della valutazione di impatto ambientale, alle opere in oggetto si applicano le disposizioni di cui alla legge n. 349/86 e del DPCM n. 377/88 e successive modificazioni
- fino al recepimento della direttiva 96/61/CE la autorizzazione comprende l'autorizzazione ambientale integrata e sostituisce le singole autorizzazioni ambientali di competenza delle Amministrazioni interessate e degli enti pubblici territoriali
- l'esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo
- l'istruttoria si conclude in ogni caso entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale
- l'autorizzazione indica le prescrizioni e gli obblighi di informativa posti a carico del proponente
- l'autorizzazione, qualora le opere comportino variazioni degli strumenti urbanistici ha effetto di variante urbanistica
- ai fini del rilascio dell'autorizzazione, è fatto obbligo di richiedere il parere motivato del comune e della provincia interessati, senza che il rilascio di detto parere possa incidere sul rispetto del termine di 180 giorni fissato
- la regione promuove eventuali accordi tra il proponente e gli Enti locali interessati per l'individuazione di misure di compensazione e riequilibrio ambientale
- nel caso di impianti ubicati nei territori di comuni adiacenti ad altre regioni, queste ultime sono comunque sentite nell'ambito della procedura di VIA
- il Ministero delle Attività Produttive, le Regioni e l'ANCI costituiscono un comitato paritetico per il monitoraggio congiunto dell'efficacia delle disposizioni del presente decreto e la valutazione dell'adeguatezza della nuova potenza installata
- fino al 31 dicembre 2003 è sospesa la efficacia dell'Allegato IV del DPCM 27 dicembre 1988, dell'art. 15 della legge n. 393/75, del DPR n. 53/98.

Tab. 43 – Schema del D.L. n. 7/02

Nella figura che segue è indicato lo schema della procedura autorizzativa ai sensi del D.L. n. 7/02.



- Legenda:
- Ministero dell' Ambiente
 - Proponente
 - Conferenza di Servizi
 - Ministero Attività Produttive

Fig. 39 – Procedura autorizzativa impianti termoelettrici ai sensi del D.L. n. 7/02

