

REGIONE SICILIANA - ASSESSORATO INDUSTRIA

UFFICIO SPECIALE PER IL COORDINAMENTO  
DELLE INIZIATIVE ENERGETICHE

**Rapporto sulla filiera dell'energia  
Produzione, Trasporto, Distribuzione**

a cura dell'U.O. 2

Dicembre 2004

## INDICE

### SISTEMA ELETTRICO

<b>Analisi Generale del sistema elettrico</b>	p.	3
La situazione in Europa	p.	5
<b>Produzione</b>	p.	6
Italia	p.	6
Sicilia	p.	8
<b>Localizzazione e potenza delle centrali di produzione in Sicilia</b>	p.	10
Centrali termoelettriche	p.	10
Autoproduttori	p.	11
Piccole centrali private	p.	11
Centrali idroelettriche	p.	12
Impianti di produzione eolica	p.	14
Centrali fotovoltaiche	p.	14
<b>Trasmissione</b>	p.	15
Sicilia	p.	16
<b>Distribuzione e consumo finale</b>	p.	27
Sicilia	p.	27

### SISTEMA DEL GAS

<b>Analisi generale del sistema del gas</b>	p.	30
<b>Produzione</b>	p.	32
Sicilia	p.	35
<b>Trasporto</b>	p.	37
Sicilia	p.	39
<b>Distribuzione e consumo</b>	p.	41
Fonti delle informazioni	p.	45

## **ANALISI GENERALE DEL SISTEMA ELETTRICO**

Negli ultimi anni, a seguito della emanazione della Direttiva dell'Unione Europea 96/92/CE, si è assistito, in tutta Europa, ad una progressiva apertura e liberalizzazione dei mercati energetici. A tale processo anche l'Italia ha dato il suo contributo. Il nuovo sistema riguarda la regolamentazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

In questa prima analisi saranno affrontati gli aspetti relativi al sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

La liberalizzazione del sistema elettrico italiano è stata introdotta con la legge 79/99 (decreto Bersani) di recepimento della Direttiva Europea 96/92/CE.

Le principali novità introdotte con la legge 79/99 sono:

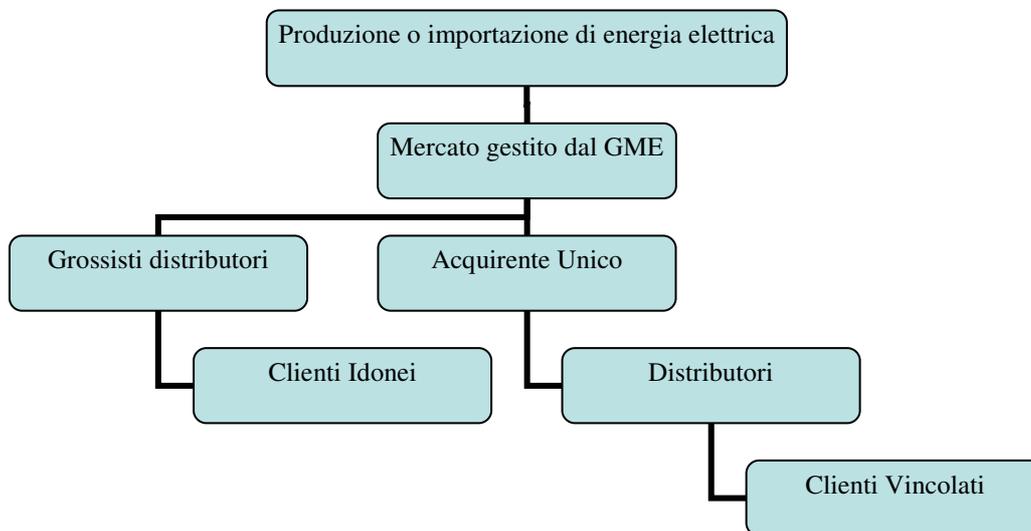
- Trasformazione dell'ENEL in SpA e creazione di una holding con società separate (a livello gestionale ma non proprietario) per le attività di produzione, distribuzione e vendita ai clienti finali.
- Fine del monopolio ENEL, con l'autorizzazione a nuovi soggetti per le attività relative a produzione, distribuzione e vendita. Dal 2003 nessun soggetto può produrre o importare più del 50% dell'energia prodotta o importata in Italia, calcolata come media su base triennale. A tal fine è stata prevista, entro il 2003, la dismissione di almeno 15.000 MW di generazione da parte dell'ENEL.
- Attività di trasmissione e dispacciamento riservate allo Stato ed attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), che è una SpA detenuta al 100% dal Ministero del Tesoro. La proprietà della rete rimane comunque dell'ENEL.
- Creazione della figura dei Clienti Idonei, cioè i soggetti autorizzati a partecipare al mercato libero dell'energia. Le soglie dipendono dal consumo annuo. Dal 29 aprile 2003 la soglia di consumo richiesta è di 100.000 KWh.
- Creazione della figura del Gestore del Mercato (GME), una SpA del GRTN che ha lo scopo di gestire il mercato elettrico, organizzato in una borsa dell'energia. Il GME gestisce le offerte di acquisto e vendita dell'energia, determinando l'entrata in funzione delle Unità di produzione.
- Istituzione dell'Acquirente Unico (AU). Si tratta di una SpA del GRTN con il compito di acquistare energia sul mercato per conto dei Clienti Vincolati. I Clienti Vincolati sono i clienti finali non rientranti nella categoria dei Clienti Idonei. I Clienti Vincolati sono legittimati ad acquistare energia esclusivamente dal distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. Il ruolo dell'AU è quello di assicurare la copertura del mercato vincolato, assicurando condizioni di economicità e sicurezza. A tale scopo l'AU acquista energia in borsa e può rivendere l'eventuale quantità in eccesso. L'AU elabora previsioni di domanda per i tre anni successivi.

Con Decreto del 25 giugno 1999 è stato determinato l'ambito della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita dal GRTN. La rete comprende le grosse linee di trasporto a 220 KV o superiori, le linee comprese tra 220 e 120 KV, di collegamento della rete principale con le centrali, ovvero funzionali alla sicurezza del sistema, o di collegamento con l'estero, e dalle principali stazioni di trasformazione. Quasi tutta la rete è di proprietà dell'ENEL, mentre al GRTN ne è stata assegnata la concessione della gestione. Gli allegati al Decreto individuano con precisione tutti i tratti di rete che compongono la RTN, distinti per regione e tipologia.

Quindi, riepilogando, la liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, così come disegnata all'art. 1 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 prevede che:

- Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica siano libere.
- Le attività di trasmissione e dispacciamento siano riservate allo Stato e attribuite in concessione al GRTN.
- Le attività di distribuzione siano svolte in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria.

Il funzionamento del sistema, estremamente sintetizzato e schematizzato, è il seguente:



Lo schema superiore rappresenta il funzionamento generale in maniera semplificata. Occorre infatti precisare che i Clienti Idonei, oltre che acquistare dai grossisti, come in genere avviene, possono direttamente acquistare al mercato, ovvero possono stipulare contratti bilaterali con i produttori. Lo stesso può fare l'acquirente Unico.

Con la legge 239 del 23 agosto 2004 (legge Marzano) è stato stabilito che dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico. Mentre dal 1° luglio 2007 sarà cliente idoneo ogni cliente finale.

Altro elemento rilevante introdotto con il Decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 è quello relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dal 2001, infatti, i soggetti che producono o importano energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, l'anno successivo, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% della produzione eccedente i 100 GWh, al netto degli autoconsumi, della cogenerazione e delle esportazioni. E' inoltre concessa la facoltà di adempiere all'obbligo anche acquistando la

quota equivalente o i relativi diritti (cosiddetti *certificati verdi*) da altri produttori. I diritti sono attribuiti al Gestore che, al fine di compensare eventuali fluttuazioni, può comunque acquistarli e venderli a prescindere dalla loro effettiva disponibilità.

La prova di avere ottemperato all'obbligo consiste nel consegnare entro il 31 marzo dell'anno successivo al GRTN i certificati verdi equivalenti alla quota da rispettare. Ciascun certificato attesta la produzione di 100 MWh da impianto qualificato come rinnovabile.

## **LA SITUAZIONE IN EUROPA**

Negli anni compresi tra il 1990 e il 2000 il consumo di energia elettrica nei paesi europei è aumentato mediamente del 10,4 %. L'aumento ha registrato punte massime in paesi come la Grecia, l'Irlanda, la Spagna e il Portogallo, valori molto bassi in Germania e Svezia. Tuttavia si è registrato un netto calo nel rapporto energia/PIL. Il processo di liberalizzazione ha investito, in maniera più o meno marcata, tutti i paesi europei. Tutti i paesi membri dispongono ormai delle borse dell'energia per il commercio all'ingrosso. In Gran Bretagna dal 2001 è stato introdotto il NETA, un sistema di contrattazione che bilancia i prezzi in base alle offerte e alle richieste. Tale sistema, in seguito ad un esubero di offerta ha determinato un crollo dei prezzi ai livelli del 1990. In Spagna il mercato all'ingrosso OMEL è regolato da una serie di vincoli imposti dal governo, tuttavia ciò non ha impedito un aumento del 50% dal 1998 al 2002 dei prezzi medi. I paesi scandinavi contano sul Nordpool, un mercato nato in Norvegia ed esteso successivamente a Svezia, Danimarca e Finlandia. La partecipazione al mercato non è obbligatoria e la maggior parte del fabbisogno viene coperta da contratti bilaterali. Il Nordpool ha finora trattato in maniera maggioritaria energia idroelettrica.

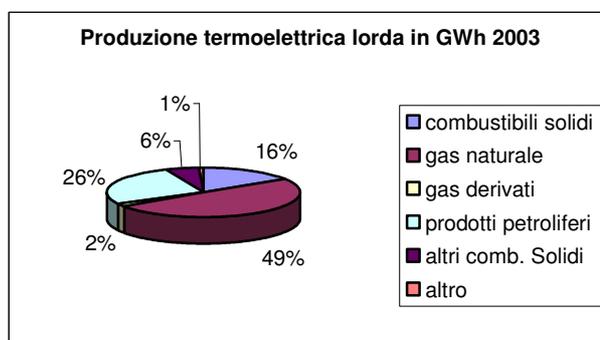
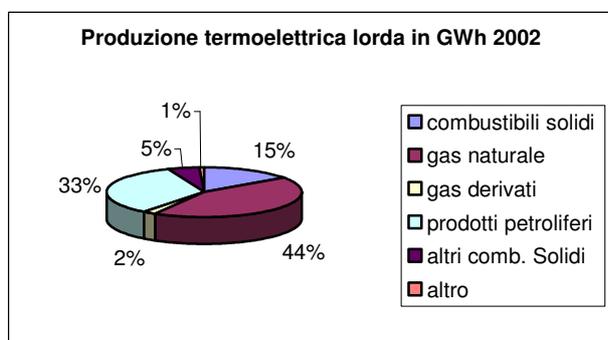
## PRODUZIONE

### ITALIA

Nel 2003 la richiesta nazionale di energia elettrica, facendo registrare una accelerazione rispetto alle tendenze degli scorsi anni, è aumentata dell'2,9%, raggiungendo quota 319,7 miliardi di kWh. A tale aumento di domanda ha fatto fronte un aumento della produzione nazionale del 3,1%.

La produzione interna di energia, pari a 292,8 miliardi di kWh è stata caratterizzata da un incremento del 4,9% della produzione riguardante le fonti termiche tradizionali. In calo, invece, a causa di problemi di siccità, la produzione derivante dal settore idroelettrico (- 6,5%). In crescita la produzione da fonte eolica, fotovoltaica e geotermica (+ 11,2%).

La produzione termoelettrica nel 2002 ha fatto ricorso a maggiori quantità di carbone e gas.



Fonte GRTN

Ad una costante crescita della domanda non ha fatto fronte, negli ultimi anni, un aumento della capacità generativa adeguata. Si è quindi dovuto sempre più fare ricorso alle importazioni dall'estero. Inoltre a causa dell'obsolescenza degli impianti la potenza effettivamente disponibile è stata spesso inferiore a quella ufficialmente disponibile. Il parco di generazione nazionale è caratterizzato da una forte differenza tra la potenza censita a fini statistici e quella effettivamente disponibile. In particolare, l'obsolescenza del parco elettrico e la necessità di effettuare frequenti manutenzioni ed adeguamenti ambientali da un lato, la sensibilità di una buona parte del parco alle condizioni climatiche dall'altro, sono elementi critici ai fini della riduzione della potenza censita.

Dalla tabella seguente si nota come la dipendenza energetica dell'Italia sia costantemente cresciuta negli ultimi anni. Si osserva, in particolare, dai dati del 2002 come il nostro paese sia al quarto posto in Europa per dipendenza energetica, dopo Lussemburgo, Portogallo e Irlanda.

## Dipendenza energetica dei paesi dell'Unione Europea

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	66,0	68,4	68,5	68,2	65,9	65,7	66,6	67,7
Belgio	77,6	78,3	76,9	77,9	76,5	77,3	77,9	76,8
Finlandia	56,6	58,7	55,1	59,4	54,2	54,7	55,7	57,3
Francia	46,9	48,5	48,0	50,5	49,9	48,9	49,2	48,4
Germania	58,0	59,9	59,6	61,8	59,9	60,4	60,7	59,9
Irlanda	60,7	68,6	76,6	80,7	80,8	83,9	88,2	87,3
Italia	80,9	80,2	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,3
Lussemburgo	98,6	98,9	98,7	98,6	98,7	98,5	98,4	98,4
Olanda	11,6	5,1	14,4	18,5	22,4	26,8	24,2	24,8
Portogallo	86,9	84,1	85,3	86,6	89,0	87,2	86,3	89,1
Spagna	69,7	67,9	70,6	71,6	74,2	74,1	73,5	75,5
Danimarca	23,9	23,8	6,5	4,2	-16,4	-39,4	-33,1	-43,0
Grecia	61,3	60,7	62,0	63,2	64,1	63,9	64,0	63,4
Regno Unito	-15,5	-15,7	-18,1	-18,0	-21,4	-16,7	-10,4	-11,3
Svezia	36,2	37,4	34,7	32,8	33,2	35,6	32,9	38,3

*Dipendenza energetica espressa come (importazioni nette/(produzione + importazioni nette) \* 100*

La tabella successiva mostra invece come, a causa principalmente dell'obsolescenza degli impianti, la potenza realmente disponibile si discosti da quella censita.

	Anno 2002		Anno 2003	
	Installata	Disponibile	Installata	Disponibile
Idroelettrica	20.514	13.450	20.527	13.450
Termoelettrica	54.614	34.750	55.280	35.500
Geotermica	665	550	665	500
Eolica e fotovoltaica	783	200	846	200
TOTALE	76.576	48.950	77.318	49.700

*Italia: Potenza efficiente lorda e potenza media effettivamente disponibile alle punte del periodo invernale al 31.12.2003, in MW.*

## SICILIA

Il sistema elettrico regionale è caratterizzato dalla presenza di numerose centrali termoelettriche, per la precisione otto. Sono inoltre presenti alcuni impianti idroelettrici di piccola taglia, l'unico di una certa dimensione è quello dell'Anapo. Esistono poi cinque impianti di autoproduzione siti nell'ambito di complessi industriali e petrolchimici. Fortemente in espansione il settore dell'eolico, mentre è ancora limitata la produzione da fotovoltaico e geotermico. Il sistema ha poche centrali di punta necessarie per lo start up in casi di emergenza. A tale scopo sono utilizzabili la centrale dell'Anapo e quella turbogas di Trapani. Attualmente la Sicilia produce energia in eccedenza rispetto alla domanda interna: nel 2003 sono stati esportati verso le altre regioni 2.870,1 GWh di energia pari al 14 % della richiesta interna.

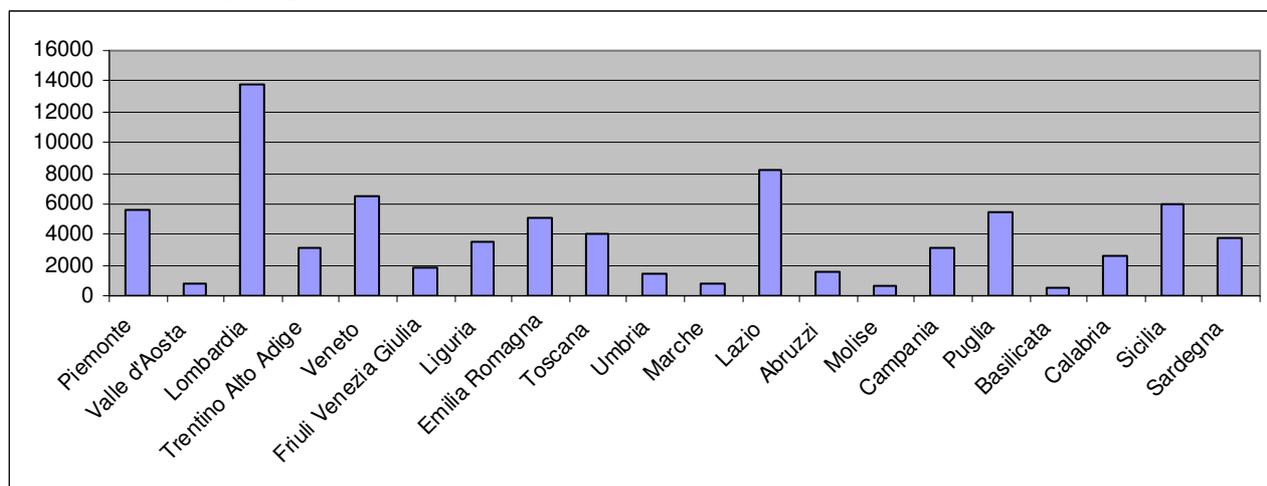
Sistema elettrico regionale di produzione

Idroelettrica	732,2
Termoelettrica	5.372,7
Eolica e fotov.	62,0
<b>TOTALE</b>	<b>6.169,9</b>

Potenza efficiente lorda in MW  
al 31.12.2003 (fonte GRTN)

La potenza efficiente lorda della Sicilia è pari al 7,6% della produzione nazionale.

Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2003 in MW



Bilancio regionale in potenza (MW)

	2002		Previsione 2012		
	Richiesta in potenza	Potenza equivalente da produzione	Richiesta in potenza	Potenza necessaria da produzione	Fabbisogno/surplus
<b>Sicilia</b>	3.464	4.829	5.300	6.360	-1.531
<b>Italia</b>	52.590	52.507	73.465	88.158	-35.251

Dati GRTN

Fabbisogno/Surplus di generazione al 2012 (MW)

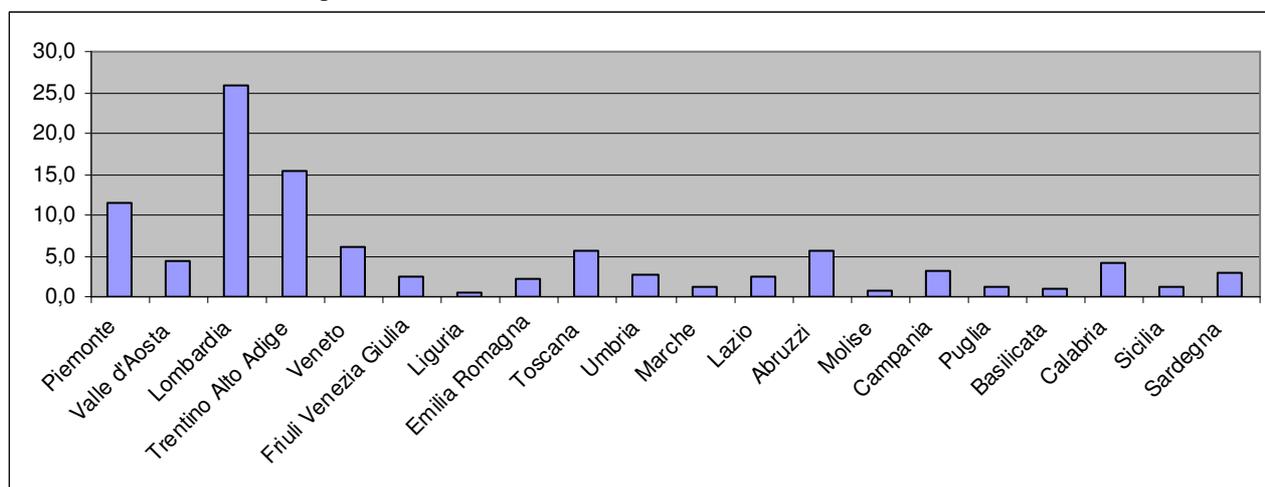
	Fabbisogno/Surplus calcolato al 2012	Centrali in rientro per arresti lunga durata	Fabbisogno/Surplus effettivo al 2012	Cantieri aperti	Fabbisogno/surplus al 2012	Fabbisogno/surplus finale al 2012
<b>Sicilia</b>	-1.530	600	-930	150	-780	-780
<b>Italia</b>	-35.250	4.380	-30.870	9.875	-20.995	-13.865*

*Dati GRTN - \* comprende 7.130 MW di nuove centrali già autorizzate dal MAP*

Bilancio produzione regionale 2003 in GWh

Produzione lorda	25.703,2
Produzione netta	24.386,8
Energia pompaggi	945,7
Produzione netta al consumo	23.441,1
Saldo con altre regioni	- 2.870,1
Energia richiesta	20.571,0
Perdite	- 2.157,6
<b>TOTALE</b>	<b>18.413,4</b>

Potenza efficiente lorda da impianti rinnovabili al 31.12.2003 in MW



**LOCALIZZAZIONE E POTENZA DELLE CENTRALI DI PRODUZIONE IN SICILIA****CENTRALI TERMOELETTRICHE**

<b><u>Termini Imerese</u></b> <b><u>(ENEL Produzione)</u></b>			
3 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile	110 MW x 3		330 MW
2 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile o gas metano	320 MW x 2		640 MW
2 sezioni turbine a gas, gas naturale e gasolio	120 MW x 2		240 MW
<b><u>Priolo Gargallo</u></b> <b><u>(ENEL Produzione)</u></b>			
2 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile o gas metano	320 MW x 2		640 MW
<b><u>Augusta (ENEL</u></b> <b><u>Produzione)</u></b>			
3 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile	70 MW x 3		210 MW
<b><u>Porto Empedocle</u></b> <b><u>(ENEL Produzione)</u></b>			
3 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile	70 MW x 3		210 MW
<b><u>S. Filippo del Mela</u></b> <b><u>(EDIPOWER)</u></b>			
4 sezioni turbine a vapore ad olio combustibile	160 MW x 4		640 MW
2 sezioni turbine a vapore	320 MW x 2		640 MW
<b><u>Trapani (ENDESA)</u></b>			
2 sezioni turbine a gas	84,7 MW x 2		169,4 MW
<b><u>Termica Milazzo</u></b> <b><u>(Sondel)</u></b>			
1 gruppo turbogas (cogeneratore) Impianto CIP6: fornisce energia elettrica alla rete Nazionale; vapore alla Raffineria di Milazzo; acqua Demineralizzata alla Raffineria di Milazzo			155 MW
<b><u>ISAB ERG di Priolo</u></b> <b><u>Gargallo (ISAB</u></b> <b><u>energy)</u></b>			
Centrale di gassificazione-cogenerazione 1 gruppo che può utilizzare sia gas sintetico (residuo raffinazione greggio) sia gasolio Impianto CIP6			512 MW

## AUTOPRODUTTORI

<i>Raffineria E NI – Q8 di Milazzo</i>	64 MW
<i>Raffineria Agip di Gela</i>	262 MW
<i>La Centrale Termoelettrica fornisce energia elettrica allo Stabilimento e alla rete pubblica esterna, e vapore a tutti gli impianti di Stabilimento.</i>	
<i>Raffineria ERG di Priolo Gargallo (ex AGIP)</i>	
<i>La raffineria dispone di due centrali elettriche che forniscono energia e vapore anche agli impianti delle altre società all'interno del sito industriale e all'Enel, attraverso una rete a più livelli di tensione</i>	
<i>Esso Italiana di Augusta</i>	
<i>La centrale termica produce 360 tonnellate l'ora di vapore e ha una potenza elettrica di 26 MW</i>	

## PICCOLE CENTRALI PRIVATE

<i>Lipari: Centrale Termoelettrica – De Luca – Zagami Società elettrica liparese s.n.c.</i>
<i>Lipari – Panarea: Centrale termoelettrica</i>
<i>Malfa: Centrale termoelettrica</i>
<i>Santa Marina Salina: Centrale termoelettrica</i>
<i>Pantelleria – località Arenella: S.MED.E. Pantelleria s.p.a.</i>
<i>Lampedusa: S.EL.I.S Lampedusa s.p.a.</i>
<i>Linosa: S.EL.I.S Linosa s.p.a.</i>
<i>Favignana: S.E.A - Società elettrica di Favignana s.p.a.</i>
<i>Marettimo: S.EL.I.S Marettimo s.p.a.</i>
<i>Ustica: Impresa elettrica D'Anna &amp; Bonaccorsi S.n.c.</i>
<i>Levanzo: I.C.E.L. S.r.l. - Impresa Campo elettricità</i>

**CENTRALI IDROELETTRICHE**

<b><u>Centrale Anapo</u> (ENEL Produzione)</b>	125 x 4 MW	500 MW	
<i>Impianto a serbatoio dotato di 4 gruppi con turbine/pompe reversibili da 150 MW ciascuna in produzione e da 145 MW ciascuna in pompaggio</i>			
<b><u>Centrale Casuzze – Piana degli Albanesi</u> (ENEL Greenpower)</b>		9,0 MW	
<i>Impianto a serbatoio con tre gruppi di produzione</i>			
<b><u>Centrale Guadalami – Piana degli Albanesi</u> (ENEL Greenpower)</b>		80,0 MW	
<i>Impianto a pompaggio con due gruppi ternari (turbina-pompa) ad asse orizzontale ed un gruppo binario (turbina) anch'esso ad asse orizzontale</i>			
<b>Asta idrica Sosio – Verdura</b>	<b><u>S. Carlo – Burgio - AG</u> (ENEL Greenpower)</b>	Tre gruppi, ciascuno con due turbine Pelton ad asse orizzontale	6,0 MW
	<b><u>Favara - Caltabellotta – AG</u> (ENEL Greenpower)</b>	Unico gruppo con 2 turbine Francis ad asse orizzontale	1,0 MW
	<b><u>Poggiodiana – Caltabellotta AG</u> (ENEL Greenpower)</b>	Guppi con turbine Francis ad asse orizzontale	4,3 MW
	<b><u>Centrale Alcantara 1° salto – Castaglione di Sicilia (CT)</u> (ENEL Greenpower)</b>	Centrale ad acqua fluente costituito da 2 gruppi di produzioni con Turbine Francis ad asse orizzontale	2,6 MW
	<b><u>Centrale Alcantara 2° salto</u> (ENEL Greenpower)</b>	Centrale ad acqua fluente costituito da 2 gruppi di produzione con Turbine Francis ad asse orizzontale	4,2 MW
<i>Asta idraulica Salso – Simeto</i>			
	<b><u>Troina</u> (ENEL Greenpower)</b>	Impianto a serbatoio dotato di tre gruppi di produzione ad asse orizzontale. (fuori servizio lavori in corso).	42,0 MW
	<b><u>Grottafumata</u> (ENEL Greenpower)</b>	Impianto a serbatoio dotato di due gruppi di produzione ad asse verticale. (fuori servizio, lavori in corso).	22,8 MW

	<u>Regalbuto</u> (ENEL Greenpower)	Impianto a serbatoio dotato di un solo gruppo di produzione ad asse verticale	6,4 MW
	<u>Contrasto</u> (ENEL Greenpower)	Impianto a serbatoio dotato di due gruppi di produzione ad asse verticale	35,0 MW
	<u>Paternò</u> (ENEL Greenpower)	Impianto a serbatoio dotato di due gruppi di produzione ad asse verticale	12,8 MW
	<u>Barca</u> (ENEL Greenpower)	Impianto a serbatoio dotato di due gruppi di produzione ad asse verticale	9,4 MW
	<b><u>Centrale Petino</u></b> (ENEL Greenpower)	Impianto a serbatoio con 2 gruppi di produzione ad asse orizzontale, il primo con turbina Francis, il secondo con turbina Pelton	4,1 MW
	<b><u>Centrale Cassibile</u></b>	Impianto tipo fluente con 1 turbina Pelton ad asse orizzontale	2,2 MW

**IMPIANTI DI PRODUZIONE EOLICA**

<u><b>Centrale eolica di Carlentini - Comune di Carlentini (SR) ENEL Greenpower</b></u>	L'impianto è composto da 11 aerogeneratori del tipo Vestas V47 a tre pale da 660 kW cadauno. Sostenuto da una torre alta 50 metri e con una apertura complessiva di 47 metri, l'aerogeneratore può produrre energia elettrica con una velocità del vento compresa tra i 4,5 e i 25 metri al secondo.	11 x 660 kW	7,26 MW
<u><b>Centrale eolica di Sclafani Bagni - località Succhiocchi e Coscacino (PA) ENEL Greenpower</b></u>	Impianto composto da 11 aerogeneratori del tipo Vestas V47 a tre pale da 660 kW cadauno. Sostenuto da una torre alta 50 metri e con una apertura complessiva di 47 metri, l'aerogeneratore può produrre energia elettrica con una velocità del vento compresa tra i 4,5 e i 25 metri al secondo.	11 x 660 kW	7,26 MW
<u><b>Centrale eolica di Caltabellotta - Località Gran Montagna nel comune di Caltabellotta (AG) ENEL Greenpower</b></u>	Impianto composto da 10 aerogeneratori del tipo Neg Micon NM 750/48 a tre pale da 750 KW cadauna. Sostenuto da una torre alta 50 metri e con una apertura complessiva di 47 metri, l'aerogeneratore può produrre energia elettrica con una velocità del vento compresa tra i 4,5 e i 25 metri al secondo	10 x 750 kW	7,5 MW
<u><b>Centrale eolica di Valledolmo ENEL Greenpower</b></u>	Impianto composto da 9 aerogeneratori da 850 KW ciascuno	9 x 850 kW	7,65 MW
<u><b>Centrale eolica di Nicosia ENEL Greenpower</b></u>	Impianto composto da 55 aerogeneratori da 850 KW ciascuno	55 x 850 KW	46,8 MW
<u><b>Centrale eolica di Caltavuturo ENEL Greenpower</b></u>	Impianto composto da 38 aerogeneratori da 850 KW ciascuno	36 x 850 KW	30,6 MW

**CENTRALI FOTOVOLTAICHE**

<u><b>Centrale fotovoltaica di Adrano</b></u>	Comune di Adrano (CT), in un'area adiacente alla dismessa centrale Eurelios. La connessione dei generatori fotovoltaici è effettuata da un anello BT interno all'area, che può supportare un massimo di circa 15 impianti per circa 100 KW. L'anello BT è collegato alla locale linea MT attraverso una cabina MT in cui è posizionato un trasformatore MT/BT da 400 KVA normalmente connesso alla rete. Ogni unità di generazione fotovoltaica è costituita da una parte attiva di generazione in cc posta in esterno sul piazzale e da una parte di conversione cc/ca posta all'interno delle cabine bt.
<u><b>Centrali fotovoltaiche di Vulcano</b></u>	Località "Il Cardo". ad una quota di circa 345 s.l.m. sono ubicati gli impianti fotovoltaici denominati "Vulcano" e "Vulcano Plug". Entrata in servizio nel 1984. <i>Complessivamente le centrali sono in grado di generare energia equivalente al consumo domestico di circa 90 famiglie, evitando emissioni di CO2 da produzione termoelettrica per 100 tonnellate all'anno.</i>
<u><b>Centrale fotovoltaica di Ginostra – Stromboli (Lipari)</b></u>	Impianto fotovoltaico da <b>100 kW</b> con una rete di distribuzione in bassa tensione, interamente interrata, che si estende per 5000 metri ed alimenta complessivamente le <b>140 utenze</b> dell'isola. Un gruppo diesel entra in funzione solo in caso di prolungata assenza di sole.

## **TRASMISSIONE**

Con Decreto 5 giugno 1999 del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato è stata individuata la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita dal Gestore Nazionale.

Secondo quanto stabilito all'art. 3 del DM la rete è composta da:

- a) reti elettriche di tensione nominale uguale o superiore a 220 kV; tali reti o parti di reti sono individuate nell'allegato 1;
  - b) reti o parti di reti elettriche aventi tensioni nominali comprese tra 120 e 220 kV che risultano funzionali alla rete elettrica di trasmissione nazionale in quanto rispondenti ad almeno uno dei seguenti criteri:
    - i. linee di trasporto che collegano la parte di rete di cui alla lettera a) a centrali di produzione aventi potenza nominale pari o superiore a 10 MVA, incluse le linee di riserva e quelle necessarie per l'alimentazione dei servizi ausiliari delle medesime centrali, scelte con il criterio della minima distanza dalla rete di trasmissione nazionale; tali linee sono individuate nell'allegato 2;
    - ii. linee di trasporto che sono necessariamente utilizzate in condizioni di manutenzione ordinaria o straordinaria di altre linee della rete elettrica di trasmissione o in situazioni critiche per la sicurezza o di emergenza del sistema elettrico nazionale; tali linee sono individuate nell'allegato 3;
    - iii. reti o parti di reti di interconnessione con l'estero, con esclusione delle linee dirette; tali reti o parti di reti sono individuate nell'allegato 4;
  - c) stazioni di trasformazione e di smistamento che costituiscono nodi delle reti o delle parti di reti individuate alle precedenti lettere a) e b), con esclusione delle stazioni che hanno funzione di interconnessione con reti di distribuzione, con centrali di produzione o con altre utenze; le stazioni che fanno parte della rete di trasmissione nazionale sono elencate nell'allegato 5;
  - d) tutta l'impiantistica necessaria per la corretta conduzione ed esercizio della rete di trasmissione, nazionale, ivi inclusi i posti di teleconduzione; tali posti di teleconduzione sono elencati nell'allegato 6; sono invece esclusi gli impianti che, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, devono essere conferiti al gestore della rete di trasmissione nazionale;
  - e) reti o parti di reti di cui alle lettere a), b), c) e d) che risultano attualmente in costruzione o per le quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni; tali reti o parti di reti sono elencate nell'allegato 7.
2. Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha facoltà di collocare le opportune apparecchiature di misura dell'energia prodotta ed immessa, da qualunque impianto di produzione, in qualsiasi rete elettrica.
3. Le reti elettriche a tensione superiore a 120 kV non comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale e non costituenti linea diretta ai sensi dell'articolo 2, comma 16, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono considerate a tutti gli effetti reti di distribuzione, e come tali sono soggette alle norme di cui all'articolo 9 del medesimo decreto legislativo.

## SICILIA

Per quanto riguarda la Sicilia la rete di trasmissione nazionale è composta quasi esclusivamente da linee a 220 e 150 kV. Le uniche linee a 380 kV sono situate nella Sicilia orientale, tra Sorgente Paternò, Chiaramonte Gulfi e Priolo, per un totale di 252 Km, pari al 2,58% della rete nazionale a 380 kV. Tale situazione determina particolari condizioni di instabilità alla rete. Per far fronte a tale situazione il Piano di Sviluppo del GRTN prevede come interventi prioritari il raddoppio dell'elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", parte in cavo sottomarino attraverso lo stretto di Messina e parte in linea aerea, che consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio e fornirà la necessaria riserva all'interconnessione tra Sicilia e Calabria. Si prevede inoltre un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna.

### Elenco linee della rete di trasmissione nazionale in Sicilia

Elenco linee 380-220 kV				
1° ESTREMO	2° ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
CHIARAMONTE	PATERNO'SNE	380 kV	ENEL Div.Trasm.	56,400
CHIARAMONTE	ISAB ERG	380 kV	ENEL Div.Trasm.	60,461
PATERNO'SNE	SORGENTE	380 kV	ENEL Div.Trasm.	97,800
RAGUSA	POLIMERI	220 kV	ENEL Div.Distr.	6,100
SORGENTE	DUFERDOFIN	220 kV	ENEL Div.Distr.	2,700
ANAPO	MELILLI 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	3,330
ANAPO	MELILLI 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	3,140
BELLOLAMPO	PARTINICO SNE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,060
BELLOLAMPO	CARACOLI 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	51,000
BELLOLAMPO	CARACOLI 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	51,000
BELLOLAMPO	PARTINICO SNE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,060
CARACOLI	CIMINNA SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,280
CARACOLI	CORRIOLO 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	145,530
CARACOLI	PARTINICO SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	66,500
CARACOLI	CORRIOLO 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	145,530
CHIARAMONTE	FAVARA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	106,890
CHIARAMONTE	RAGUSA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	22,830
CHIARAMONTE	RAGUSA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	22,830
CIMINNA SNE	PARTINICO SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	49,170
CORRIOLO	S.FILIPPO DEL MELA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	2,702
CORRIOLO	S.FILIPPO DEL MELA 3	220 kV	ENEL Div.Trasm.	2,642

CORRIOLO	SORGENTE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,000
CORRIOLO	SORGENTE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,000
FAVARA	PARTANNA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	79,372
FAVARA	RAGUSA	220 kV	ENEL Div.Trasm.	123,390
FAVARA	PARTANNA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	79,372
MELILLI	MISTERBIANCO 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	48,254
MELILLI	MISTERBIANCO 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	48,254
MELILLI	RAGUSA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	52,550
MELILLI	RAGUSA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	52,550
MISTERBIANCO	SORGENTE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	86,810
MISTERBIANCO	SORGENTE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	86,810
PARTANNA	PARTINICO SNE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	39,050
PARTANNA	PARTINICO SNE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	39,050
PARTANNA	TRAPANI TURBO	220 kV	ENEL Div.Trasm.	30,140
PRIOLO GARGALLO	MELILLI	220 kV	ENEL Div.Trasm.	5,400
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 6	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,750
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 5	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,750
TERMINI CLE	CARACOLI 4	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,970
TERMINI CLE	CARACOLI 5	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,970

Totale km 1755,397  
 ENEL Div.Trasm. Km 1746,597  
 ENEL DIV.Distr. Km 8,800  
 Area territoriale di Palermo

<b>Elenco linee 120/132/150 kV-Collegamento con centrali</b>				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
GELA				
RAFFINERIA	S.CONO	150 kV	AGIP PETROLI	31,000
ADRANO	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,800
ADRANO	PATERNO' CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,400
AGIP GELA	GELA	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,650
AGIP PRIOLO	PRIOLO SEZIONAMENTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,200
AGRIGENTO	PORTO EMPEDOCLE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	7,810
AGRIGENTO	FAVARA	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,982
ALCAMO	CUSTONACI	150 kV	ENEL Div.Distr.	32,830

Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

ALCAMO	PARTINICO 2		150 kV	ENEL Div.Distr.		11,114
AUGUSTA 2	PANTANO D'ARCI		150 kV	ENEL Div.Distr.		30,030
AUGUSTA CLE	AUGUSTA 2		150 kV	ENEL Div.Distr.		8,420
BARCA	MISTERBIANCO		150 kV	ENEL Div.Distr.		12,990
BELLOLAMPO	CASUZZE CLE		150 kV	ENEL Div.Distr.		11,040
CALTAGIRONE	TERRAPELATA		150 kV	ENEL Div.Distr.		58,800
CALTAGIRONE	VIZZINI		150 kV	ENEL Div.Distr.		18,300
CALTANISSETTA	GELA		150 kV	ENEL Div.Distr.		50,510
CALTANISSETTA	TERRAPELATA		150kV	ENEL Div.Distr.		7,870
CALTANISSETTA	S.CATERINA		150 kV	ENEL Div.Distr.		20,250
CALTAVUTURO	S.CATERINA		150 kV	ENEL Div.Distr.		27,500
CALTAVUTURO	CARACOLI		150 kV	ENEL Div.Distr.		29,010
CANICATTI'	S.CATERINA		150 kV	ENEL Div.Distr.		34,880
CAPO D'ORLANDO	CAPO D'ORLANDO					
CAPO D'ORLANDO	ALL		150 kV	ENEL Div.Distr.		6,120
CAPO D'ORLANDO	S.AGATA		150 kV	ENEL Div.Distr.		11,000
CAPO D'ORLANDO	ZAPPULLA FS		150 kV	ENEL Div.Distr.		0,080
CARINI	PARTINICO		150 kV	ENEL Div.Distr.		11,720
CARINI	CASUZZE SNE		150 kV	ENEL Div.Distr.		24,280
CASSIBILE	SIRACUSA 1		150 kV	ENEL Div.Distr.		12,530
CASSIBILE	NOTO		150 kV	ENEL Div.Distr.		17,700
CASUZZE CLE	CASUZZE SNE		150 kV	ENEL Div.Distr.		0,100
CASUZZE CLE (1)	GUADALAMI CP-GUADALA		150 kV	ENEL Div.Distr.		17,000
COMISO	RAGUSA		150 kV	ENEL Div.Distr.		21,070
COMISO	VITTORIA		150 kV	ENEL Div.Distr.		8,600
CORRIOLO	RAFFINERIA					
CORRIOLO	MEDITERRANEA		150 kV	ENEL Div.Distr.		1,490
CORRIOLO	MILAZZO FS		150 kV	ENEL Div.Distr.		2,686
CUSTOMACI	FULGATORE		150 kV	ENEL Div.Distr.		26,810
DIRILLO ALL	GELA		150 kV	ENEL Div.Distr.		17,600
DIRILLO ALL	VITTORIA		150 kV	ENEL Div.Distr.		11,300
FAVARA	RACALMUTO		150 kV	ENEL Div.Distr.		10,982
GUADALAMI CP	PARTINICO		150 kV	ENEL Div.Distr.		22,080
MARSALA	MATAROCCO		150 kV	ENEL Div.Distr.		8,650
MARSALA	MAZARA		150 kV	ENEL Div.Distr.		28,450

Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

MATAROCCO	FULGATORE	150 kV	ENEL Div.Distr.	10,640
MAZARA	PARTANNA	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,100
MELILLI	SIRACUSA 1	150 kV	ENEL DIV.Distr.	11,740,
MELILLI	SORTINO	150 kV ENEL Div.Distr.	13,100	
MELILLI	SEZIONAMENTO	150 kv	ENEL Div.Distr.	4,500
MISTERBIANCO	ZIA LISA 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,300
MISTERBIANCO	PATERNO' CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,300
MISTERBIANCO	ZIA LISA 1	150 kV	ENEL Div.Distr.	7,000
NICOLETTI	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,310
NICOLETTI	VALGUARNERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,050
NOTO	POZZALLO	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,700
PANTANO D'ARCI	ZIA LISA	150 kV	ENEL Div.Distr.	9,800
PARTANNA	SCIACCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	31,670
PARTINICO	PARTINICO 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,334
PORTO	PORTO			
EMPEDOCLE SNE	EMPEDOCLE CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,030
POZZALLO	RAGUSA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,000
RACALMUTO	CANICATTI'	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,300
RAGUSA	RAGUSA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,930
RIBERA	PORTO			
RIBERA	EMPEDOCLE CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	23,117
S.CONO	VALGUARNERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,500
SCIACCA	RIBERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,120
SORTINO	VIZZINI	150 kV	ENEL Div.Distr.	30,100
TROINA CLE	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,100
AGIP PRIOLO	AGIP-PRIOLO ALL.	150 kV	ENEL Div.Trasm.	1,570
AGIP-PRIOLO	PRIOLO CP	150 kV	ENEL Div.Trasm.	3,478
AGIP-PRIOLO	AUGUSTA CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,283

<b>Area territoriale di Palermo</b>				
Elenco linee 120/132/150 kV-Collegamento con centrali				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
AUGUSTA CLE	MELILLI	150 kV	ENEL Div.Trasm.	17,640
BARCA	PATERNO' CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,840
CHIARAMONTE	RAGUSA	150 kV	ENEL Div.Trasm.	25,550

CONTRASTO	GROTTOFUMATA	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,480
CONTRASTO	PATERNO' CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,360
FAVARA	PORTO EMPEDOCLE			
FAVARA	SNE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	14,505
GROTTOFUMATA	TROINA CLE	50 kV	ENEL Div.Trasm.	12,100
MELILLI	PRIOLO CP	150 kV	ENEL Div.Trasm.	6,066
PORTO EMPEDOCLE	PORTO EMPEDOCLE			
CLE	SNE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,140
PORTO EMPEDOCLE	PORTO EMPEDOCLE			
CLE	SNE	150kV	ENEL Div.Trasm.	0,140
PRIOLO GARGALLO	MELILLI 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	5,190
PRIOLO GARGALLO	MELILLI 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	5,190
SORGENTE	S.FILIPPO DEL			
SORGENTE	MELA 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,790
SORGENTE	S.FILIPPO DEL			
SORGENTE	MELA 4	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,130
TERMINI CLE	CARACOLI 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,230
TERMINI CLE	CARACOLI 3	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,130
MILAZZO FS	MILAZZO ALL	150 kV	FS	1,000
MILAZZO FS	PATTI FS	150 kV	FS	29,000
PATTI FS	ZAPPULLA FS	150 kV	FS	25,000

TOTALE km 1240,187

LINEE ENEL Div.Trasm. km 134,812

LINEE ENEL Div.Distr. km 1019,375

LINEE FS km 55,000

LINEE AGIP PETROLI km 31,000

<b>Elenco linee 120/132/150 kV Collegamenti per la sicurezza</b>				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
ALCANTARA ALL.	GIARDINI	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,570
AUGUSTA 2	FRANCOFONTE	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,400
BELLOLAMPO	ROCCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,740
BELPASSO ALL.	MISTERBIANCO	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,990
BRONTE	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	21,800
BRONTE	UCRIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,170
CARACOLI	CASUZZE CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	35,690
CARACOLI	CASTELIBUONO	150 kV	ENEL Div.Distr.	34,070
CASTELBUONO	TROINA CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	48,740
CASTRONOVO	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	41,710

CASTROREALE ALL	ALCANTARA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,570
CASUZZE SNE	ROCCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,090
CASUZZE SNE	CIMINNA SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,330
CIMINNA CP	CASTRONOVO	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,440
CIMINNA SNE	CIMINNA CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,287
FRANCOFONTE	SCORDIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	17,300
FURNARI	SORGENTE	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,790
FURNARI	UCRIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	22,440
GIARDINI	GIARRE	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,000
GIARRE	VIAGRANDE	150 kV	ENEL Div.Distr.	9,800
LENTINI	PRIOLO SEZIONAMENTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,000
LENTINI	Z.I. CATANIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	22,540
MISTERBIANCO	Z.I. CATANIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	6,800
NICOLETTI	NICOLETTI ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	29,120
NICOLETTI ALL	TROINA CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,200
NICOLETTI ALL	TROINA CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	4,800
SCORDIA	S.CONO	150 kV	ENEL Div.Distr.	47,250
SORGENTE	CASTROREALE ALL.	150 kV	ENEL Div.Distr.	18,400
VIAGRANDE	BELPASSO ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,610
	TERMINI IMERESE			
CARACOLI	GR.N.1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,230
CORRIOLO	SORGENTE 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,691
CORRIOLO	SORGENTE 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,691

-----

Totale Area territoriale di Palermo km 619,259

LINEE ENEL Div.Trasm. km 3,612

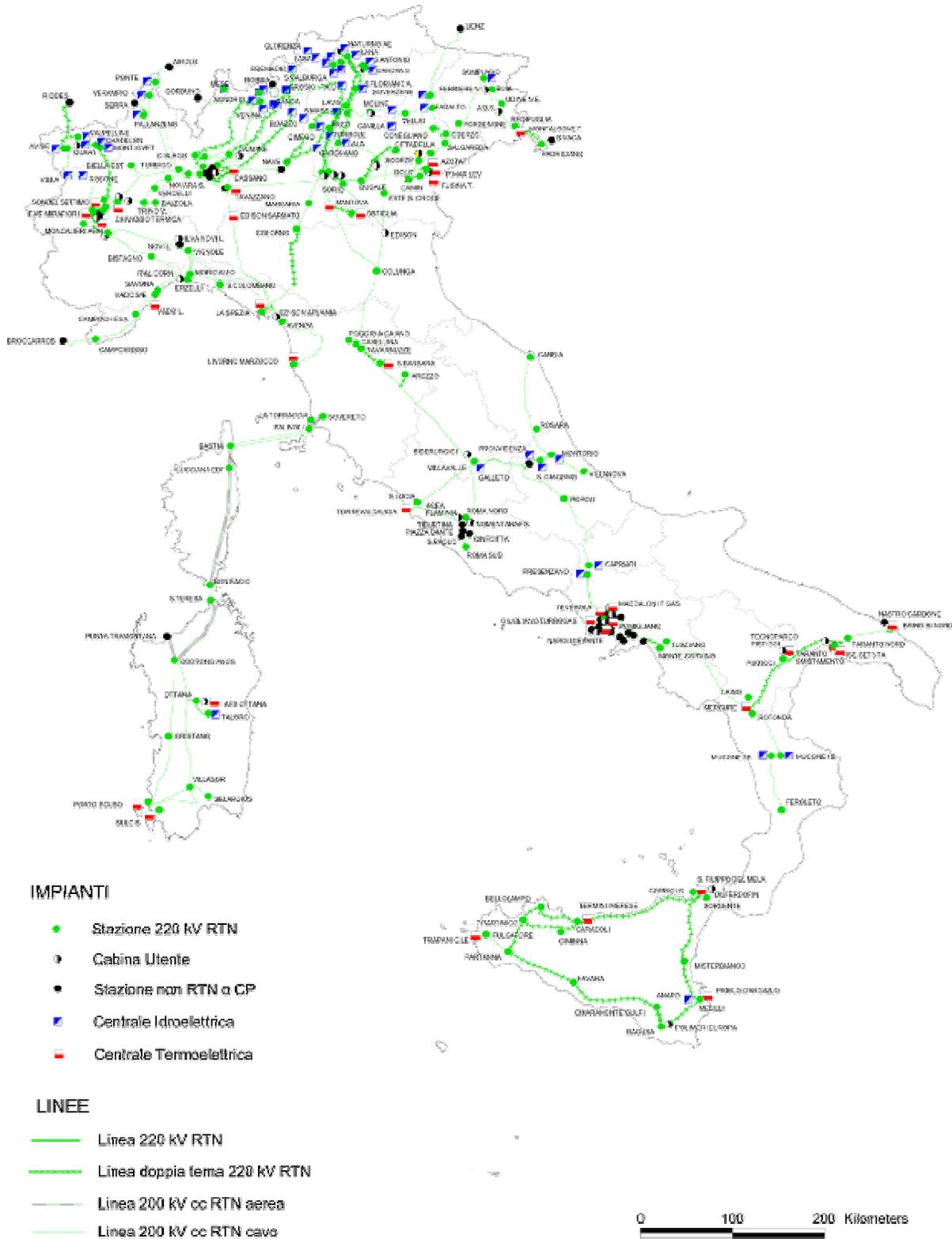
LINEE ENEL Div.Distr. km 615,647

Elenco stazioni elettriche 380-220-150-132 kV			
NOME	TENSIONE	PROPRIETA'	
CHIARAMONTE G.	380 kV	ENEL Div.Trasm	
PATERNO'	380 kV	ENEL Div.Trasm	
SORGENTE	380 kV	ENEL Div.Trasm	
BELLOLAMPO	220 kV	ENEL Div.Trasm	
CARACOLI	220 kV	ENEL Div.Trasm	
CIMINNA	220 kV	ENEL Div.Trasm	
CORRIOLO	220 kV	ENEL Div.Trasm	
FAVARA	220 kV	ENEL Div.Trasm	
FULGATORE	220 kV	ENEL Div.Trasm	
MELILLI	220 kV	ENEL Div.Trasm	
MISTERBIANCO	220 kV	ENEL Div.Trasm	
PARTANNA	220 kV	ENEL Div.Trasm	
PARTINICO	220 kV	ENEL Div.Trasm	
RAGUSA	220 kV	ENEL Div.Trasm	
CASUZZE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr	
P.EMPEDOCLE	150 kV	ENEL Div.Trasm	

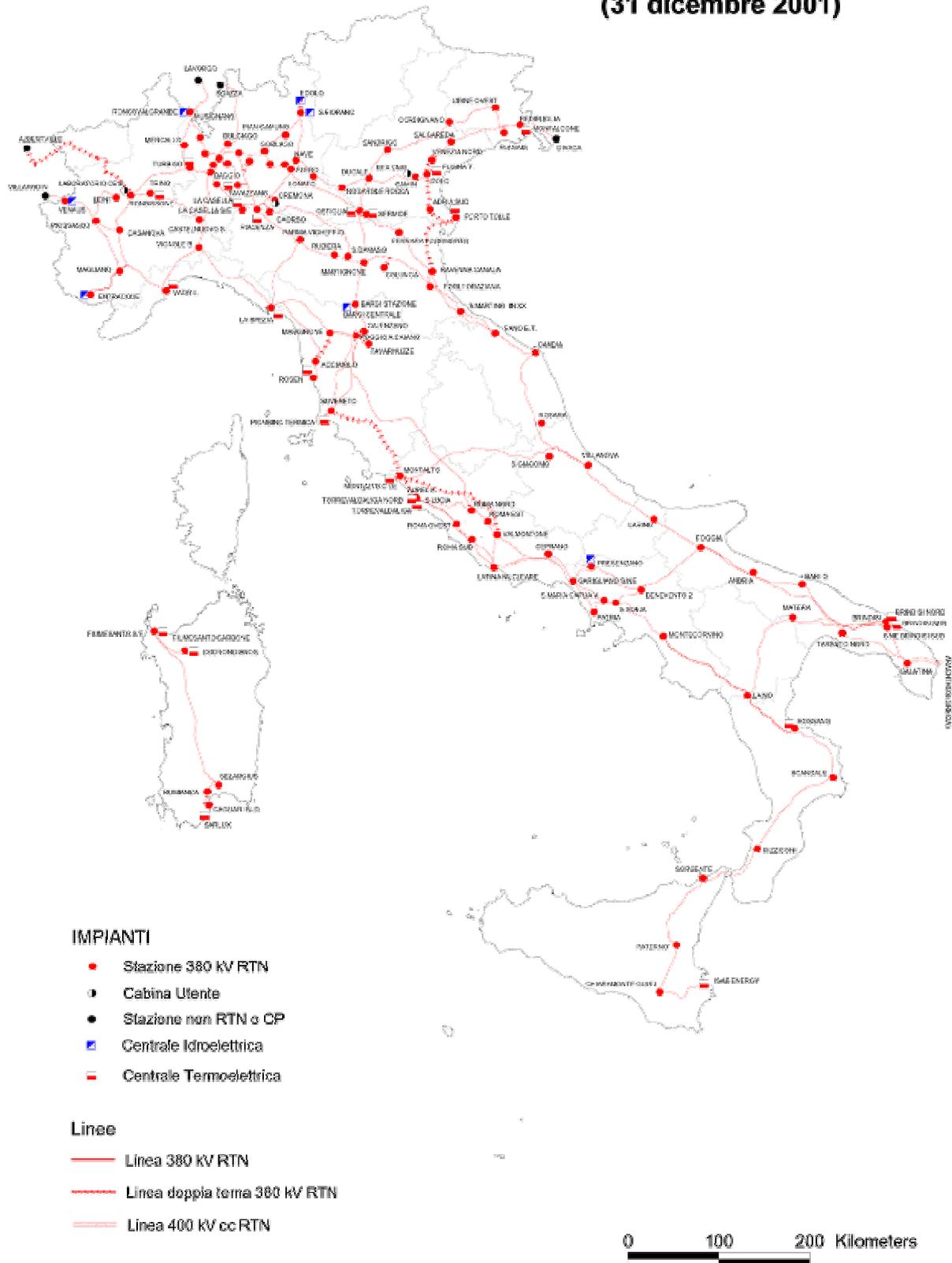




## RETE ELETTRICA ITALIANA 220 kV (31 dicembre 2001)



## RETE ELETTRICA ITALIANA 380 kV (31 dicembre 2001)



Si riporta di seguito una elaborazione basata su dati ISTAT del 2002, relativa al confronto della densità di reti elettriche a 380 kV e 220 kV tra le regioni italiane.

**Lunghezza e densità delle linee elettriche italiane al 31 dicembre 2002 – dati ISTAT**

	380 kV (Km)	Kmq.	m/Kmq
Piemonte	799	25.399	31,45
Valle d'Aosta	128	3.263	39,19
Lombardia	1.354	23.861	56,73
Trentino-Alto Adige	-	13.607	-
Veneto	603	18.392	32,77
Friuli-Venezia Giulia	162	7.855	20,64
Liguria	192	5.421	35,42
Emilia-Romagna	946	22.124	42,75
Toscana	1.070	22.997	46,54
Lazio	86	8.456	10,15
Umbria	215	9.694	22,22
Marche	1.332	17.207	77,39
Abruzzo	237	10.798	21,90
Molise	46	4.438	10,34
Campania	571	13.595	41,99
Basilicata	1.004	19.362	51,84
Puglia	189	9.992	18,96
Calabria	399	15.080	26,43
Sicilia	248	25.708	9,66
Sardegna	301	24.090	12,49
<b>ITALIA</b>	9.880	301.338	32,79
<b>Nord</b>	4.183	119.922	34,88
<b>Centro</b>	2.703	58.354	46,32
<b>Mezzogiorno</b>	2.994	123.063	24,33

	220 kV (Km)	Kmq.	m/Kmq
	1.066	25.399	41,96
	239	3.263	73,15
	2.289	5.421	95,91
	1.187	23.861	87,22
	1.290	13.607	70,17
	251	18.392	31,92
	406	7.855	74,95
	380	22.124	17,18
	546	22.997	23,72
	169	17.207	20,01
	175	8.456	18,07
	417	9.694	24,25
	319	10.798	29,50
	46	4.438	10,43
	673	13.595	49,48
	168	9.992	8,66
	140	19.362	13,99
	142	15.080	9,40
	1.553	25.708	60,42
	550	24.090	22,84
	12.005	301.338	39,84
	7.107	119.922	59,27
	1.307	58.354	22,40
	3.590	123.063	29,17

## **DISTRIBUZIONE E CONSUMO FINALE**

La fase conclusiva del sistema liberalizzato dell'energia riguarda la distribuzione.

Secondo quanto definito dall'art. 2 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per *distribuzione* si intende *Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali*.

L'attività di distribuzione è regolata dall'art. 9 del citato Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore della normativa continuano a svolgere il servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero dell'industria aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Le nuove concessioni dovranno essere rilasciate con gare da indire entro il quinquennio precedente al 2030 e dovranno fare riferimento ad ambiti non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali. Nei comuni in cui società di distribuzione servano almeno il 20 % dei clienti tali società possono chiedere all'ENEL la cessione dei propri rami d'azienda dedicati alla distribuzione

Nel corso del 2003, in applicazione di quanto previsto dalla normativa, il Ministero dell'industria ha rilasciato 27 concessioni di distribuzione ai comuni, inoltre l'ENEL Distribuzione ha ceduto o acquistato alcune porzioni di rete, riducendo la propria quota di mercato vincolato all'88% del totale.

Ai fini dell'attuazione della nuova normativa che regola il mercato elettrico l'ENEL ha costituito una società separata per la distribuzione dell'energia.

Gli utenti finali che acquistano dal distributore sono i Clienti Idonei o i Clienti Vincolati. Una considerevole quota di Clienti idonei, tuttavia, autoproduce l'energia che consuma. In Sicilia l'incidenza dell'autoproduzione raggiunge i livelli massimi superando il 40% dei consumi dei Clienti Idonei.

Come già detto, con la recente legge n. 239 del 23 agosto 2004 (legge Marzano) è stato stabilito che dal 1° luglio 2004 è considerato cliente idoneo ogni cliente finale non domestico, mentre dal 1° luglio 2007 sarà cliente idoneo ogni cliente finale.

## **SICILIA**

In Sicilia i maggiori consumi di energia elettrica riguardano l'industria e il settore domestico. In crescita anche il terziario, mentre è in diminuzione il settore agricolo.

Il maggior numero di utenti è riferibile al mercato vincolato, mentre le quote del mercato libero e quelle dell'autoproduzione si eguagliano.

Le province che fanno registrare i maggiori consumi sono quelle di Siracusa, Catania e Palermo, all'ultimo posto Enna.

## Consumi in Sicilia confronto anni 2002 e 2003 distinti per tipologia

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestici		Totale 2002	Totale 2003
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003
<i>Agrigento</i>	23,6	22,3	232,2	245,5	305,5	322,0	471,0	480,3	1.032,3	1070,1
<i>Caltanissetta</i>	10,6	11,5	1.178,7	1142,0	170,5	183,5	274,5	282,3	1.634,3	1619,3
<i>Catania</i>	114,0	109,5	969,8	1033,0	982,6	1043,1	1.140,9	1183,1	3.207,4	3368,7
<i>Enna</i>	12,3	10,8	66,5	65,1	110,1	118,6	156,5	166,8	345,4	361,3
<i>Messina</i>	20,6	20,3	906,7	946,8	598,9	634,3	746,2	772,9	2.272,3	2374,3
<i>Palermo</i>	26,7	27,3	596,2	539,2	1.039,7	1097,3	1.440,7	1454,1	3.103,2	3117,8
<i>Ragusa</i>	107,3	91,0	447,8	463,7	238,8	248,3	337,2	348,5	1.131,1	1151,5
<i>Siracusa</i>	105,9	82,9	3.383,5	3176,4	332,5	344,1	435,0	458,6	4.256,9	4062,0
<i>Trapani</i>	31,8	26,4	248,1	262,4	316,6	346,5	509,3	522,9	1.105,9	1158,2
<b>Totale</b>	<b>452,8</b>	<b>402,0</b>	<b>8.029,5</b>	<b>7874,1</b>	<b>4.095,1</b>	<b>4337,8</b>	<b>5.511,3</b>	<b>5669,4</b>	<b>18.088,8</b>	<b>18283,2</b>

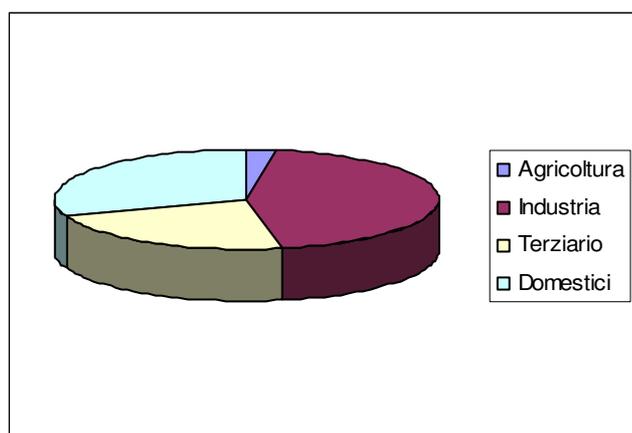
Fonte: GRTN "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2002"

## Riepilogo consumi finali in GWh 2002

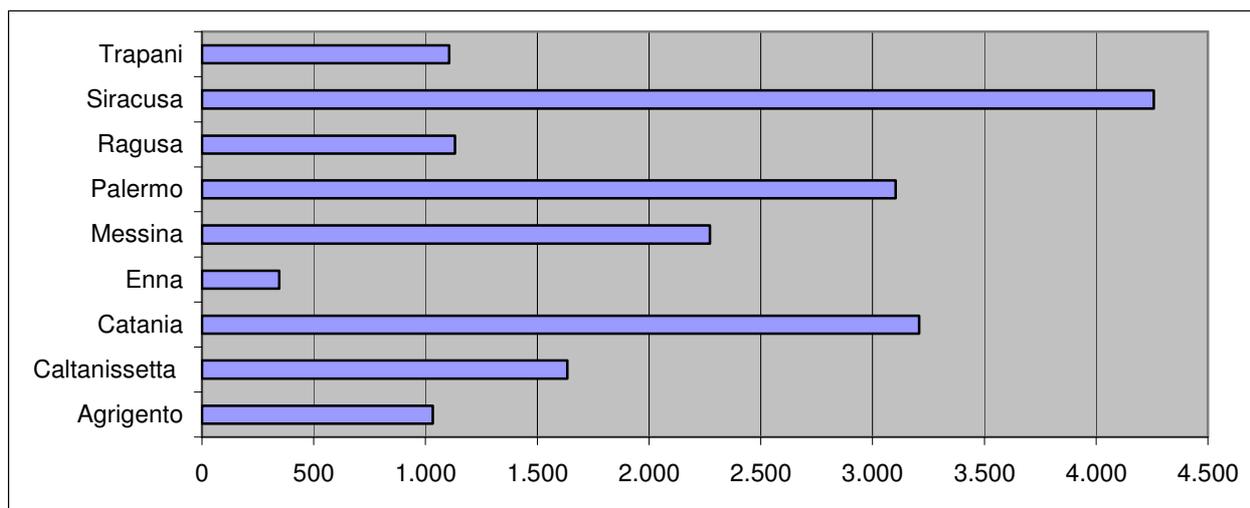
	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Regione
<i>Autoconsumi</i>	0,0	3.171,0	3.171,0
<i>Mercato libero</i>	3.256,5	3,4	3.259,9
<i>Mercato vincolato</i>	11.782,3	-	11.782,3
<b>Totale</b>	<b>15.038,8</b>	<b>3.174,4</b>	<b>18.213,2</b>

Fonte: GRTN "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2002"

I consumi finali complessivi del 2002 sono risultati quindi di 18.213,2 GWh e per abitante 3.590 KWh.



Sicilia 2002: consumi distinti per tipologia



Sicilia 2002: consumi totali per provincia

Particolarmente interessanti sono, infine, le informazioni ricavabili dagli indicatori relativi alle intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al Pil ed i consumi pro capite (Indicatori di efficienza energetica).

Secondo tali indicatori le regioni meridionali fanno registrare consumi pro-capite di energia più bassi rispetto alla media nazionale, ad eccezione delle regioni dove sono presenti particolari attività “energivore” (Puglia e Sardegna). Tali dati sono leggibili anche come indicatori della pressione energetica e ambientale che grava sul territorio.

#### Italia 2001: Indicatori di efficienza energetica regionale

	Intensità energetica finale del PIL (tep/M€ 95)	Intensità elettrica finale del PIL MWh/M€95	Consumi finali procapite (tep/ab)
Piemonte	134,6	283,3	2,8
Valle d'Aosta	149,9	298,0	3,7
Lombardia	116,6	287,6	2,7
Trentino Alto Adige	108,6	244,7	2,6
Veneto	121,5	244,0	2,6
Friuli Venezia Giulia	150,8	368,2	3,1
Liguria	109,3	205,3	2,2
Emilia Romagna	140,3	260,2	3,2
Toscana	117,6	272,7	2,4
Umbria	152,4	378,3	2,7
Marche	106,8	245,1	2,0
Lazio	94,9	198,3	1,9
Abruzzo	129,2	319,0	2,0
Molise	119,7	281,3	1,7
Campania	96,4	228,1	1,1
Puglia	178,6	324,6	2,2
Basilicata	131,7	317,5	1,7
Calabria	83,0	204,6	0,9
Sicilia	114,8	294,8	1,4
Sardegna	147,9	493,1	2,0
Italia	121,1	276	2,2

Fonte: elaborazioni ENEA da dati di origine diversa

Tratto dal “Rapporto Energia e Ambiente 2004” – ENEA 2004

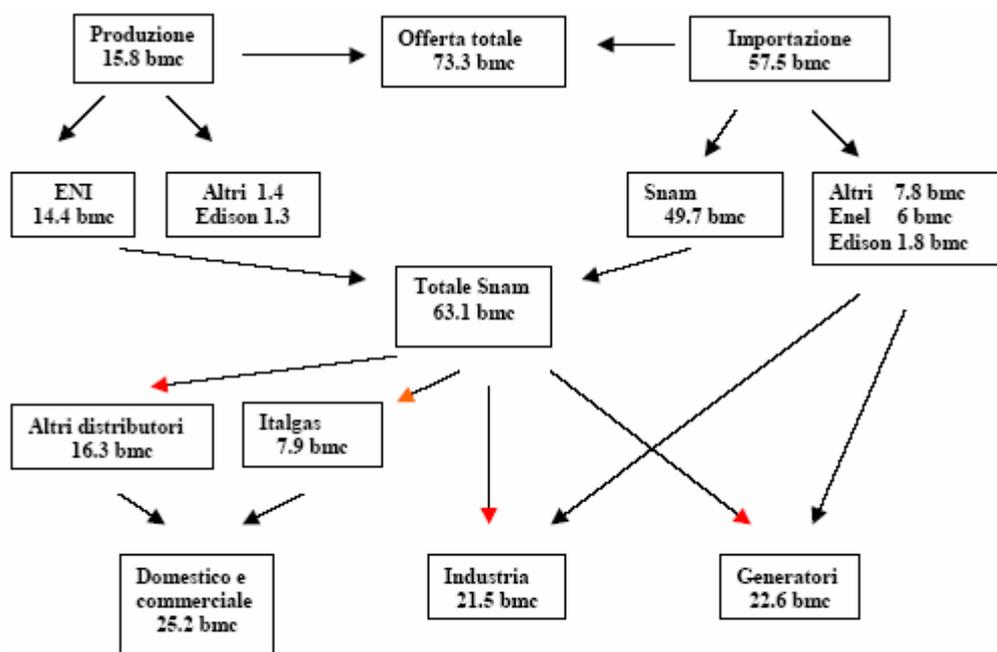
## ANALISI GENERALE DEL SISTEMA DEL GAS

Con la Direttiva 98/30/CE sono state poste le basi per la liberalizzazione del mercato del gas e per la creazione di un mercato europeo. In Italia la Direttiva è stata recepita con il Decreto legislativo 164 del 23 maggio 2000.

Nel 2000, con un consumo di oltre 70 miliardi di mc, l'Italia era al terzo posto nel mercato europeo del gas, dopo Gran Bretagna e Germania. Il 21% dei consumi è stato soddisfatto dalla produzione interna, il restante 78% della domanda è stato coperto attraverso l'importazione, principalmente da Algeria (38%), Russia (30%) e Olanda (8%).

Sempre nel 2000, alla vigilia della liberalizzazione del mercato del gas, tutte le fasi della filiera erano dominate direttamente da ENI: 88% della produzione con Agip, 85% del trasporto, 99% dello stoccaggio, 89% della distribuzione primaria tramite Snam, 34% della distribuzione secondaria tramite Italgas.

STRUTTURA DEL MERCATO DEL GAS ITALIANO NEL 2000



Fonte: Cedigaz

Schema tratto da "Rapporto energia 2002 - ref. Osservatorio energia"

Con il Decreto Legislativo 164/00 è stato stabilito che le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento devono essere separate da quelle che si occupano delle altre attività del settore. Inoltre sono stati posti al 31 dicembre 2010 dei tetti per tutelare la concorrenza. Così nessuna impresa può vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali, e nessuna società può immettere, dal 1° gennaio 2002 al 31 dicembre 2010, nella rete nazionale quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali. Tale percentuale si riduce annualmente di due punti sino a raggiungere il 61% nel 2010. In conseguenza di ciò il gruppo Eni ha già provveduto al conferimento della rete Snam ad una società autonoma, Snam Rete Gas, di cui ha proceduto alla collocazione in borsa per il 35% delle azioni.

Secondo il Decreto Legislativo 164/00, a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i consumatori (Aziende, società, utenti privati, condomini ...) sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Il venditore di gas al cliente finale deve necessariamente essere un soggetto diverso da chi distribuisce. Quindi le aziende di distribuzione che hanno voluto continuare la vendita ai clienti finali, dal 2003 hanno dovuto fondare nuove società distinte da quelle di distribuzione

Il venditore è colui che si propone al cliente per fornirgli il gas, ed è il soggetto con cui il cliente stipula il contratto per l'acquisto di gas, il distributore, invece, è abilitato ad effettuare il solo trasporto del gas per conto delle aziende di vendita, restando comunque responsabile delle attività di manutenzione e sicurezza della rete. Il distributore deve offrire condizioni identiche di vendita a tutti i venditori.

Il venditore, che acquista il gas all'ingrosso e lo vende al cliente finale, ha quindi la necessità di fare trasportare il gas sulle reti di trasporto nazionale, regionale e locale (le reti di distribuzione) e dunque, oltre a sostenere il costo di acquisto del gas, deve pagare il trasporto secondo una tariffa, che è fissata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Rispetto tuttavia alla auspicata liberalizzazione del mercato, rimane ancora molto da fare. Secondo quanto descritto nel *“Rapporto Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale (IC 22) redatto a cura dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, a fronte della formale pluralità di importatori per il nostro Paese, l’ENI, direttamente o attraverso società partecipate, è infatti in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture fisiche di importazione e quindi tutto l’assetto del mercato.*

## **PRODUZIONE**

Nel 2003 la produzione nazionale di gas naturale è stata di circa 13,5 miliardi di metri cubi. Continua quindi il trend discendente nella produzione di gas che, dopo il picco del 1994, è stata quasi costantemente in declino. Le cause, secondo l'AEEG sono da ricercare, da una parte nel progressivo esaurimento dei campi, dall'altra nel rallentamento delle attività di prospezione e ricerca. Fra le cause del declino vi sarebbe anche la perdita di interesse da parte dell'ENI, ad investire nel settore in Italia.

### **Ripartizione percentuale tra import e produzione nazionale di gas (2000-2003)**

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
Produzione nazionale	23 %	22 %	20 %	18 %
Importazioni	77 %	78 %	80 %	82 %
TOTALE	100 %	100 %	100 %	100 %

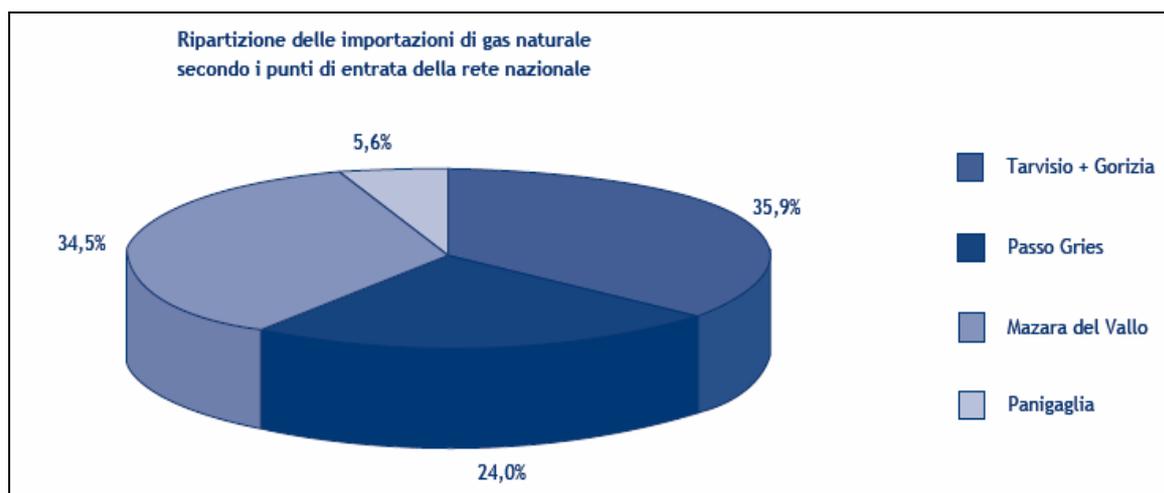
Fonte: Ref Irs, Rapporto energia 2002, AEEG Relazione annuale 2003, dati MAP per il 2003.

### **Distribuzione percentuale della produzione nazionale tra gli operatori (anno 2003)**

ENI	89
EDISON	9
Altri operatori	2

Fonte: AEEG Relazione annuale 2003

### **Origine gas naturale importato nel 2003**



Elaborazione tratta da AEEG Relazione annuale 2003 - Fonte MAP

Il gas naturale importato in Italia nel 2003 è stato pari a 62 miliardi di metri cubi. Di questi la maggior parte proviene dalla Russia attraverso il gasdotto austriaco TAG. Segue il gas algerino

attraverso il metanodotto Transmed, con punto di entrata ubicato a Mazara del Vallo. Altro punto d'importazione è rappresentato dal punto d'ingresso del Tarvisio dove giunge gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi, da altri paesi comunitari e dalla Norvegia. Il Gas Naturale Liquefatto che giunge al terminale di Panigaglia proviene invece dall'Algeria.

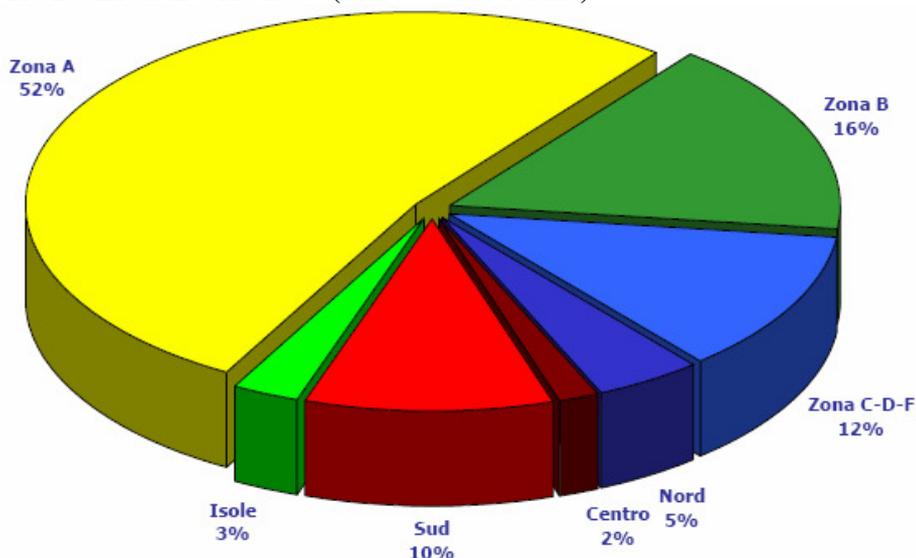
Il maggior importatore nel 2003 è stato ENI (64 % del totale importato) il secondo, sempre nel 2003 è stato ENEL (15 %), mentre EDISON ha registrato una quota del 10%. Gli altri tre principali importatori sono stati Plurigas, Dalmine Energie ed Energia che congiuntamente hanno importato l'8 %.

### Approvvigionamento di gas naturale in Italia nel 2003

	G(m <sup>3</sup> )	%
<b>Totale approvvigionato ENI</b>	51,7	68,3
di cui		
<i>importazioni</i>	39,6	
<i>produzione nazionale</i>	12,1	
<b>Importazioni ENEL</b>	9,2	12,2
<b>Totale approvvigionato EDISON</b>	7,2	9,5
di cui		
<i>importazioni</i>	5,9	
<i>produzione nazionale</i>	1,3	
<b>Importazioni PLURIGAS</b>	3,1	4,1
<b>Importazioni ENERGIA</b>	1,2	1,6
<b>Importazioni DALMINE ENERGIE</b>	0,6	0,7
Altri	2,7	3,6
<b>Totale</b>	<b>75,6</b>	

Tabella tratta da AEEG Relazione annuale 2003 – Fonte AEEG su dati SRG

**PRODUZIONE GAS 2003 (mare e terra ferma)**



*Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie  
Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

**Identificazione zone marine:**

La zona A, che si estende nel Mare Adriatico settentrionale a nord del 44° parallelo, è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione ITALIA-SLOVENIA e ITALIA-CROAZIA.

La zona B, che si estende nel Mare Adriatico centrale tra il 44° ed il 42° parallelo, è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione ITALIA-CROAZIA e ITALIA-BOSNIA.

La zona C si estende nel Mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 m. A sud ovest è delimitata da un tratto della linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 12 e il punto 17 della stessa) e a sud est dalla linea mediana Italia-Malta. Fa parte della zona C anche il sottofondo marino adiacente l'isola di Lampedusa tra l'isobata dei 200 m e la linea di delimitazione Italia-Tunisia.

La zona D si estende a sud del 42° parallelo nel Mare Adriatico meridionale e nel Mare Ionio fino allo stretto di Messina. E' delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea isobata dei 200 m.

La zona E si estende nel Mare Ligure, nel Mare Tirreno e nel Mare di Sardegna: è delimitata da un lato dalla linea di costa a bassa marea e dall'altro dalla linea isobata dei 200 m.

La zona F si estende nel Mare Adriatico meridionale e nel Mare Ionio fino allo stretto di Messina. E' delimitata ad ovest dalla linea isobata dei 200 m ed ad est dalla piattaforma continentale italiana definita dagli accordi con i paesi frontisti: ex Jugoslavia, Albania e Grecia.

La zona G si estende nel Mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia. I suoi confini, originariamente definiti dal Decreto Interministeriale del 26/06/81, sono rappresentati dalla linea isobata dei 200 m e dalla linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 5 e il punto 11 della stessa). Successivamente la zona G è stata ampliata verso sud nell'area compresa tra le isole Pelagie, la linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 19 e il punto 25 della stessa) e la linea mediana Italia-Malta

## SICILIA

Rispetto alla produzione di Gas naturale occorre preliminarmente specificare che in Italia i quantitativi maggiori sono estratti da pozzi off-shore. Tali quantitativi non sono computati a livello regionale, le produzioni regionali tengono infatti conto solo delle estrazioni terrestri.

In tale contesto, la produzione siciliana di gas naturale non è particolarmente significativa. Negli ultimi anni è comunque cresciuta, così si è passati dai 230 milioni di mc del 1999 ai 370 del 2003. Il picco massimo di produzione è stato toccato nel 1970 con 1,2 miliardi di mc, mentre ancora nel 1987 si aveva una produzione di 513 milioni di mc.

Nel primo semestre 2004 la produzione è stata di 176.694.506 mc (dati bollettino petrolifero MAP).

### Produzione di gas naturale (Milioni di Smc)

	2002	2003	Diff.
<b>Sicilia (terra)</b>	358	371	+ 4%
<b>Italia (terra)</b>	2.793	2.676	- 4%
<b>Italia (mare)</b>	12.147	11.320	- 7%
<b>Italia (totale)</b>	14.840	13.996	- 6%

Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

Anche considerando le zone marine prossime alla Sicilia (la **G** e la **C**) i quantitativi di gas estratto sono poco significativi (zona C 4,0 Smc nel 2003), mentre le estrazioni maggiori riguardano le aree marine dell'alto adriatico.

Attraverso il terminale di Mazara del Vallo sono stati importati nel 2003 dall'Algeria 21,39 miliardi di mc di gas. La capacità di trasporto risulta sfruttata per una quota percentuale dell'87%.

E' stato intanto completato e inaugurato il metanodotto con terminale a Gela che porterà prossimamente gas naturale dalla Libia.

### Produzione Sicilia 2003 (Smc)

Gennaio	34.624.420
Febbraio	30.024.955
Marzo	31.770.724
Aprile	30.516.142
Maggio	32.271.544
Giugno	30.644.113
Luglio	30.800.934
Agosto	31.060.058
Settembre	29.427.085
Ottobre	32.277.686
Novembre	29.649.433
Dicembre	27.573.075

### Produzione Sicilia 2004 (Smc)

Gennaio	26.880.051
Febbraio	27.781.276
Marzo	31.203.390
Aprile	29.112.430
Maggio	30.702.116
Giugno	28.015.243
Luglio	30.800.934
Agosto	
Settembre	
Ottobre	
Novembre	
Dicembre	

Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

Le riserve recuperabili computate per la Sicilia sono state stimate in circa 11.155 milioni di Smc.

**RISERVE 2003**

<b>GAS (Milioni Smc)</b>				
	<b>CERTE</b>	<b>PROBABILI</b>	<b>POSSIBILI</b>	<b>RECUPERABILI</b>
<b>Nord Italia</b>	19.943	4.839	2.319	22.826
<b>Centro Italia</b>	7.648	1.621	2.765	9.012
<b>Sud Italia</b>	13.699	6.406	16.641	20.230
<b>Sicilia</b>	8.650	3.971	2.598	11.155
<b>TOTALE Terra</b>	<b>49.940</b>	<b>16.837</b>	<b>24.323</b>	<b>63.223</b>
<b>Zona A</b>	58.709	51.295	12.973	86.951
<b>Zona B</b>	15.738	10.243	4.148	21.689
<b>Zona D+F+G</b>	10.747	9.345	1.577	15.735
<b>TOTALE Mare</b>	<b>85.194</b>	<b>70.883</b>	<b>18.698</b>	<b>124.375</b>
<b>TOTALE Generale</b>	<b>135.134</b>	<b>87.720</b>	<b>43.021</b>	<b>187.598</b>

N.B. Le Riserve recuperabili sono ricavate come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili

*Fonte: Ministero delle Attività Produttive -  
Direzione Generale per l'Energia e le  
Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale  
Minerario per gli Idrocarburi e la  
Geotermia*

## TRASPORTO

Ai sensi del D.M. del 30/6/2004 del Ministero delle Attività Produttive, Snam rete Gas, ha provveduto a disegnare la rete nazionale di trasporto in base ai propri dati e tenendo conto delle comunicazioni pervenute dagli altri operatori di trasporto di rete nazionale.



La Rete Nazionale di Gasdotti è costituita dai metanodotti e degli impianti necessari al funzionamento del sistema, tenendo conto delle importazioni, delle produzioni nazionali, degli stoccaggi e di tutto quanto serve a trasportare le quantità di gas dai punti immissione alle aree di distribuzione regionale. La rete regionale è formata dalla restante parte dei metanodotti non compresa nella Rete Nazionale di Gasdotti e dagli impianti ad essa collegati.

In particolare, la rete di *Snam Rete Gas* (maggior operatore) è composta da circa 30.120 km di metanodotti (al 31/12/2003) di diametro da 25 a 1.200 mm, a pressione compresa tra 0,5 e 75 bar., 7.993 Km appartenenti alla rete nazionale di trasporto e 22.127 alla rete di trasporto regionale. Della rete fanno parte 11 centrali di compressione dedicate al servizio di spinta in linea oltre gli impianti di regolazione, riduzione e miscelazione del gas ed altri impianti necessari al trasporto ed al dispacciamento del gas.

I controlli relativi al trasporto e al dispacciamento sono eseguiti dal *Centro Dispacciamento di San Donato Milanese*, e hanno la finalità di rendere disponibili le quantità di gas necessarie in qualsiasi momento e in ogni punto della rete.

L'unico impianto italiano di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto attualmente in uso è quello di proprietà di GNL Italia S.p.A (Snam) situato in località Fezzano di Portovenere (SP). Nel terminale di rigassificazione, il metano liquido (-160° C), viene riportato allo stato gassoso con una operazione di riscaldamento e immesso quindi nella rete. L'impianto, in funzione dal 1971, ha immesso in rete nel 2003 circa 3,46 miliardi di metri cubi di gas.

Le tariffe per il trasporto ed il dispacciamento del gas in base al decreto Letta sono state stabilite per un periodo compreso tra il 1 ottobre 2001 e il 30 settembre 2005. Le tariffe tengono conto dei seguenti elementi:

- il costo riconosciuto del capitale investito (o Regulatory Asset Base - RAB)
- un tasso di rendimento sul Rab
- aliquote di ammortamento e costi operativi
- l'aggiornamento annuale dei ricavi attraverso una formula detta di "Revenue Cap"
- l'aggiornamento dei ricavi per unità di volume o "Price Cap"
- un ricavo aggiuntivo in funzione degli investimenti sulla rete.

L'elenco aggiornato all'1.04.2004 degli esercenti il servizio di trasporto del gas naturale e di rigassificazione di gas naturale liquefatto che hanno fatto pervenire all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 è il seguente:

Edison T&S S.p.A.
GNL Italia S.p.A.
Retragas S.r.l.
Snam Rete Gas S.p.A.
SGM S.p.A

**CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2003/04

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,7	57,7	0,0	100%
Tarvisio	82,0	80,1	1,9	98%
Panigaglia (GNL)	11,5	11,5	0,0	100%
Mazara del Vallo	86,0	74,4	11,6	87%
Gorizia	0,7	0,7	0,0	100%
<b>Totale</b>	<b>237,9</b>	<b>224,4</b>	<b>13,5</b>	<b>94%</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

**SICILIA**

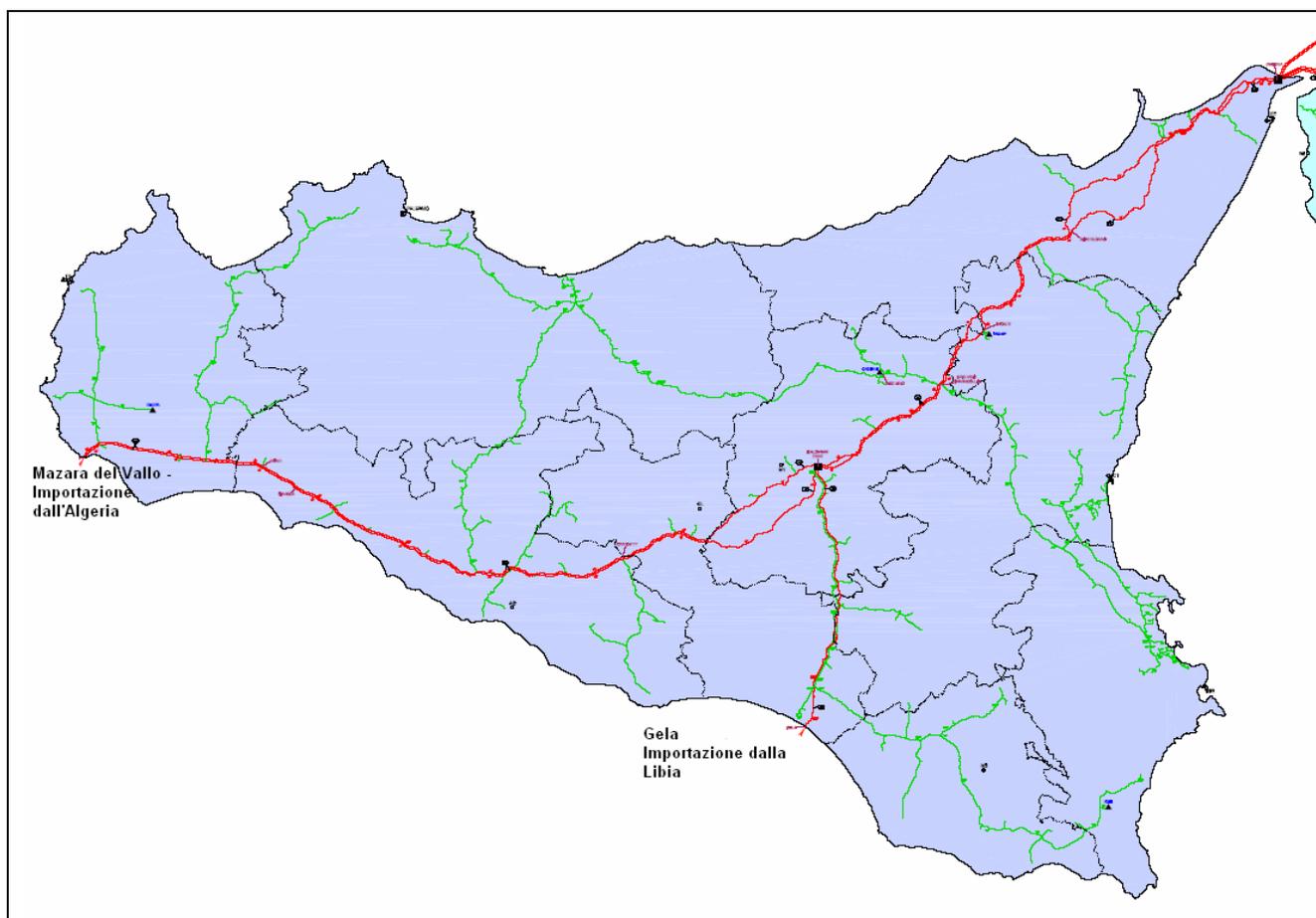
In Sicilia la rete di trasporto nazionale è costituita da 894 km di metanodotti, con diametro variabile da 500 a 1200.

**CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA RETE SNAM RETEGAS IN SICILIA**  
Rete Nazionale Gasdotti

Descrizione	Lunghezza	Diametro
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 1° LINEA	15,6	500
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 2° E 3° LINEA	31,1	500
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 4°, 5° LINEA TRATTO A TERRA	3,2	650
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 4°, 5°	58,8	650
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA predisposizione 6° linea (terra + mare)	3,1	650
MAZARA DEL VALLO - GAGLIANO	224,0	1200
MAZARA DEL VALLO - SCIACCA	49,8	1200
SCIACCA - CANICATTI'	82,0	1200
CANICATTI' - ENNA	59,8	1200
ENNA - BRONTE	65,3	1200

BRONTE - MONTALBANO	28,3	1200
MONTALBANO-MESSINA	76,9	1200
GAGLIANO - MESSINA	129,4	1200
GELA - ENNA	66,7	1200
<b>TOTALE</b>	<b>894,00</b>	

Fonte: Snam Rete Gas

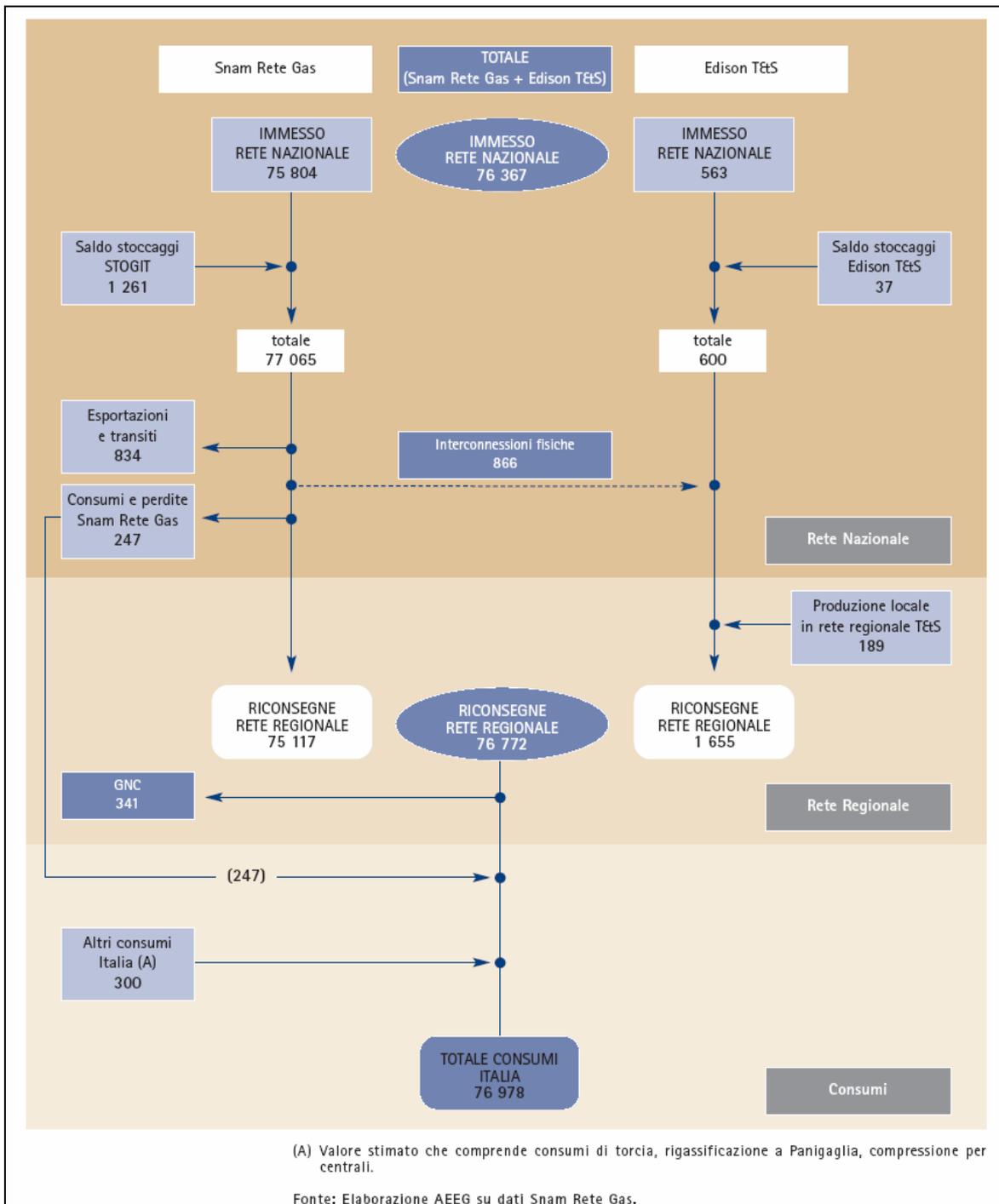


*Rete Snam rete Gas in Sicilia (fonte: Snam rete Gas)*

## DISTRIBUZIONE E CONSUMO

Come già specificato in apertura di capitolo, ai sensi del Decreto Legislativo 164/00, a partire dal 1° gennaio 2003 il venditore deve essere necessariamente distinto dal distributore. Tuttavia l'elevato numero di soggetti in gioco e l'alto numero di imprese che non si sono ancora separate societariamente, hanno causato notevoli ritardi nell'avvio del processo competitivo che riguarda le attività di distribuzione e vendita locale.

### **BILANCIO DELLA RETE NAZIONALE E DEI CONSUMI** **Prospetto riepilogativo; M(m3) standard da 38,1 MJ**



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas - RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA – anno 2004

**Uso del gas in Sicilia – anno 1999**

Uso	Milioni di Smc
Centrali elettriche	1.908
Usi non energetici	164
Consumi e perdite	137
Usi finali	1.191
Totale usi	3.400

Il maggior contributo all'uso del gas naturale in Sicilia è dato dalle centrali termoelettriche. I comuni serviti dal gas sono 106, corrispondenti ad una popolazione di 3,5 milioni di abitanti., pari al 75% dell'intera popolazione (anno 2000, dato Istat), contro una media italiana dell'86,6%.

**Consumo di gas metano per i capoluoghi di provincia in Sicilia  
- Anno 2001**

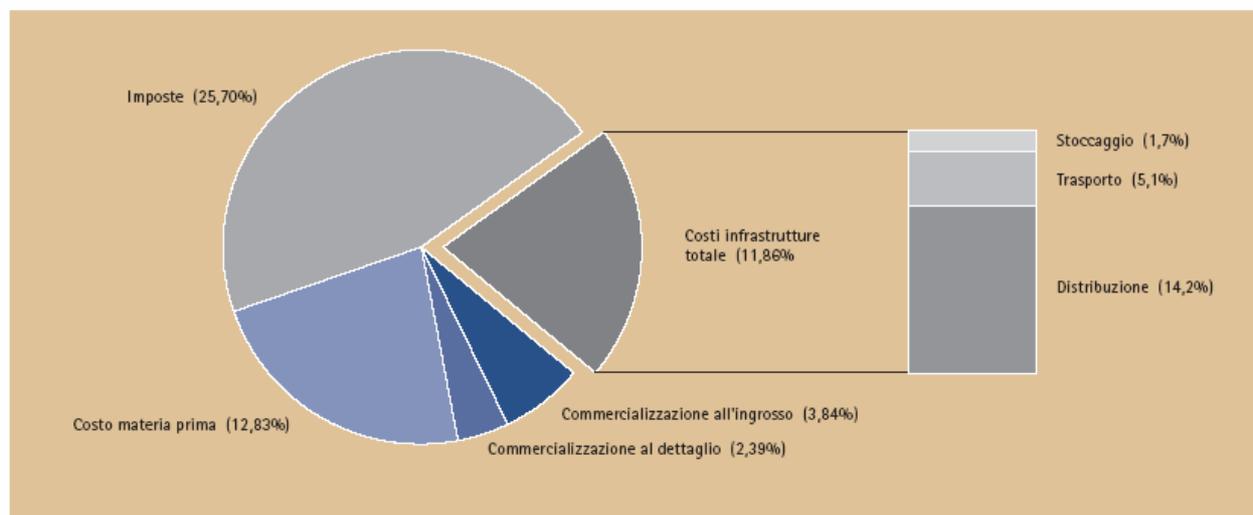
COMUNI	Consumo di gas per uso domestico e per riscaldamento ( $m^3$ per abitante)	Consumo di gas per uso domestico ( $m^3$ per utenza)	Consumo di gas per riscaldamento ( $m^3$ per utenza)	
			Individuale	Centralizzato
Trapani	48,3	172,0	514,8	4.798,8
Palermo	56,9	160,1	529,8	12.603,0
Messina	99,7	225,2	611,0	12.601,8
Agrigento	....	....	....	....
Caltanissetta	223,1	197,3	766,2	15.790,9
Enna	335,4	216,9	981,2	7.673,2
Catania	44,1	279,4	687,2	12.268,4
Ragusa	135,3	261,6	727,4	26.322,3
Siracusa	....	....	....	....

Fonte: Istat, Osservatorio ambientale sulle città

In Italia dai 750 soggetti operanti nella distribuzione alla fine degli anni Novanta si è giunti agli attuali 560 circa (2003). Le imprese che esercitano attività di vendita sono quantitativamente inferiori alle imprese di distribuzione. Secondo i dati dell'AEEG alla data del 30 aprile 2004 le società autorizzate alla vendita erano 337, 52 quelle autorizzate in via transitoria (che non hanno ancora completato le procedure di separazione societaria, 29 le società con istruttoria in corso e non ancora autorizzate alla vendita.

Rispetto alla composizione delle **tariffe**, risulta predominante la quota relativa alle imposte, seguita dal costo della materia prima e da quello per le infrastrutture.

FIG. 5.12 COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE (TARIFFA DI RIFERIMENTO PER CONSUMI INFERIORI A 200 000 m<sup>3</sup> ANNUI) ALL'1 APRILE 2004



*Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*

Per quanto riguarda le imposte, esse variano rispetto all'uso. Possono anche essere adottate addizionali regionali, che però nel caso della Sicilia sono state poste uguali a zero.

c€/m<sup>3</sup>; aliquote percentuali in vigore nel 2004

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 m <sup>3</sup> /a	>250 m <sup>3</sup> /a		
IMPOSTE		<250 m <sup>3</sup> /a	>250 m <sup>3</sup> /a		
<b>Imposta di consumo</b>					
Normale	4,00	4,00	17,00	17,00	1,25
Località ex Cassa del Mezzogiorno	3,87	3,87	12,42	12,42	1,25
<b>Addizionale regionale<sup>(A)</sup></b>					
Piemonte	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Lombardia <sup>(B)</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Veneto	0,52	0,52	1,29	1,29	0,62
Liguria <sup>(C)</sup>	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Emilia Romagna	2,00	2,00	3,10	3,10	0,62
Toscana	2,00	2,00	2,60	2,60	0,60
Umbria	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Marche	1,55	1,55	1,55	0,62	0,62
Lazio	2,00 <sup>(D)</sup>	2,00 <sup>(D)</sup>	3,10	3,10	0,62
Abruzzo	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Molise	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Campania	1,93	1,93	2,58	2,58	0,52
Puglia	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Basilicata	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Calabria	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.

(B) A decorrere dall'1 gennaio 2002 non è più dovuta (art. 1, comma 10, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) Aliquota ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,57 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

## FONTI DELLE INFORMAZIONI

Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN)

Ministero Attività Produttive

ENEL distribuzione

ENEL Greenpower

Autorità Energia Elettrica e Gas

Autorità garante della concorrenza e del mercato

DREAM – Studio per la redazione del piano Energetico Regionale della Regione Siciliana

SNAM Retegas

ref. Osservatorio energia

ISTAT

ENEA