



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1. INTRODUZIONE GENERALE

1.1. Motivazioni del progetto

Le analisi previsionali sull'andamento del futuro mercato elettrico e il nuovo scenario del mercato elettrico in Italia hanno indotto l'Enel a rivedere i progetti di adeguamento ambientale di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale. In questo programma rientra la Centrale termoelettrica di Porto Tolle, le cui previsioni di funzionamento, in mancanza di un tempestivo intervento di recupero sui costi di produzione, indicano una rapida diminuzione a pochissime ore durante l'anno. Infatti, l'attuale impianto non è competitivo in termini di rendimento e di costo del kWh poiché alimentato a olio STZ, il combustibile oggi più costoso, pertanto l'impianto andrà progressivamente incontro ad una dismissione in tempi medio-brevi.

I contributi percentuali delle singole fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nei vari Paesi più industrializzati del mondo sono sintetizzati nella tabella seguente.

Nazione	Carbone	Olio	Gas	Nucleare	Fonti rinnovabili
Italia	14	31	35	-	20
Francia	4,5	1	4	79	11,5
Germania	51	1	10	29	9
Danimarca	46,5	10	24,5	-	19
Gran Bretagna	33	1,5	39,5	23	3
Spagna	34	12	13	26	15
Australia	78	2	11,5	-	8,5
Stati Uniti	51,5	2,5	18	20	8
Giappone	27	13	22,5	27,5	10

Contributi percentuali delle singole fonti energetiche per la produzione di energia elettrica nei paesi più industrializzati - Anno 2002 (fonte IEA Statistics – Book 2004)

L'Italia risulta ai primi posti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, è fortemente dipendente dall'olio combustibile, ha una consistente produzione da gas naturale e la totale assenza del nucleare.

Per quanto riguarda la produzione da gas naturale, la sua incidenza è già molto elevata (36%), la più alta dopo la Gran Bretagna (39,5%), che però vanta anche un'incidenza del carbone pari al 33% e del nucleare pari al 23%.

Per quanto riguarda la produzione dal carbone, in Italia si registra un dato molto modesto rispetto agli altri paesi più industrializzati, fatta eccezione per



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



la Francia, che può contare su una produzione di energia nucleare pari al 79% del totale.

Nei paesi più avanzati, dunque, il carbone è tutt'altro che una risorsa marginale o superata, esso infatti è caratterizzato da:

- basso costo rispetto all'olio combustibile;
- prezzo stabile per le grandi riserve accertate in più di 100 paesi al mondo;
- possibilità di approvvigionamento da paesi politicamente stabili (Russia, Stati Uniti, Cina, Sud Africa, Australia, Polonia, etc.);
- facilità di trasporto via mare in siti costieri;
- esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze pericolose per il trasporto via mare da parte dell'International Maritime Organization;
- minimizzazione dell'impatto ambientale del carbone con impianti ad alto rendimento e basse emissioni di recente sviluppo tecnologico ("*Clean Coal Technology*").

Risulta pertanto evidente per l'Italia la necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche (mantenendo il livello raggiunto con il gas), riducendo l'impiego di combustibili eccessivamente costosi come l'olio combustibile, a favore del carbone, sempre garantendo il soddisfacimento dell'altro obiettivo prioritario di impresa che è quello dell'eccellenza ambientale non solo a livello nazionale ma anche europeo.

Il progetto di trasformazione a carbone della Centrale di Porto Tolle prevede un funzionamento in co-combustione carbone-biomassa nelle percentuali rispettivamente del 95% e 5% in energia su 2 dei 4 gruppi, utilizzando carbone di importazione e biomassa prodotta localmente.

1.1.1. Attuale scenario della produzione di energia elettrica

1.1.1.1. La generazione di energia elettrica nel mondo

L'evoluzione della domanda di elettricità è influenzata, principalmente, dalla crescita economica. Negli ultimi trenta anni, l'economia globale è cresciuta ad un tasso medio annuo del 3,3% e la domanda di energia elettrica ha fatto invece registrare un tasso di crescita del 3,6% annuo. In base a recenti studi condotti da autorevoli organismi internazionali (fonte "*World Energy Outlook 2004 - International Energy Agency - IEA*"), il prossimo trentennio sarà caratterizzato, a livello globale, da tassi di crescita più contenuti.

In particolare, tra il 2005 e il 2030, la domanda di energia elettrica è stimata crescere ad un tasso medio annuo del 2,5% e l'economia globale ad un tasso pari al 3,2%. Il risultato di tali proiezioni è che nel 2030 il mondo consumerà il doppio dell'energia che si consuma oggi. Questi tassi di crescita globale nascondono, tuttavia, situazioni locali ben distinte. I Paesi in Via di Sviluppo (PVS), infatti, traineranno la crescita della domanda di energia (che



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



praticamente triplicherà nei prossimi 30 anni), mentre i Paesi dell'OCSE¹ evidenzieranno un trend di crescita più contenuto, con un tasso dell'1,4% annuo.

La produzione di energia elettrica è stimata crescere dai 16.074 TWh del 2002 ai 31.567 TWh del 2030. Circa un quarto di tale incremento sarà originato in Cina. Per sostenere questo incremento di produzione sarà necessario effettuare investimenti consistenti sulla capacità di generazione. Le principali opzioni tra cui scegliere saranno i cicli combinati a gas (CCGT), gli impianti a carbone (nei Paesi OCSE soprattutto "*Clean Coal Technologies*"), gli impianti nucleari, le centrali eoliche e altre fonti rinnovabili, in particolare l'idroelettrico. Le scelte di investimento saranno essenzialmente guidate da considerazioni di carattere economico relative all'evoluzione dei costi (fissi, variabili e di investimento) e dei ricavi originati dalla vendita dell'energia oltre che da considerazioni di natura ambientale. In questo contesto, anche i costi associati all'emissione di CO₂ e originati dall'implementazione del Protocollo di Kyoto e della Direttiva Comunitaria sull'"*Emission Trading Scheme*" (ETS), avranno un ruolo fondamentale nell'orientare le scelte di investimento.

Il gas e il carbone, ad ogni modo, sono stimati "*coprire*" almeno $\frac{3}{4}$ dell'incremento di domanda di energia atteso tra oggi e il 2030. Di seguito, l'evoluzione prevista del mix di produzione a livello globale:

Mix globale di produzione (TWh)

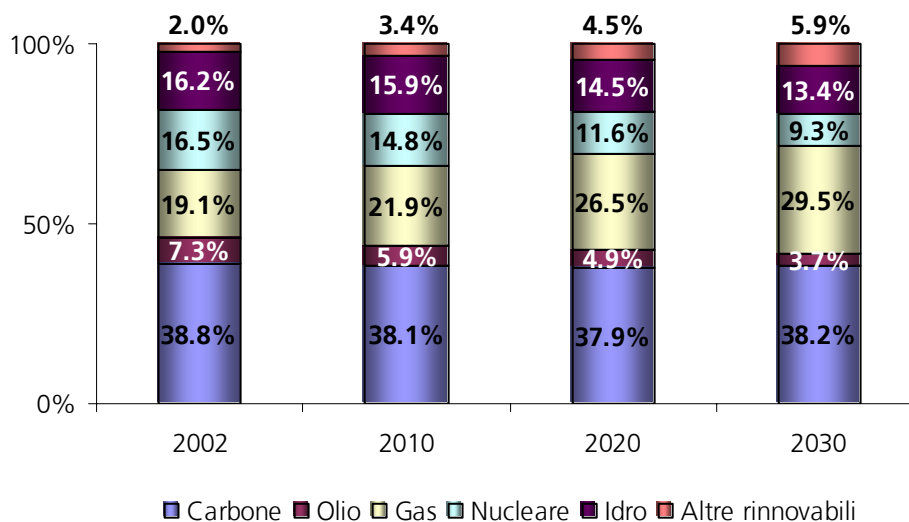
	2002	2010	2020	2030
Carbone	6,241	7,692	9,766	12,091
Olio	1,181	1,187	1,274	1,182
Gas	3,070	4,427	6,827	9,329
Nucleare	2,654	2,985	2,975	2,929
Idro	2,610	3,212	3,738	4,248
Altre rinnovabili	318	682	1,171	1,877
Totale	16,074	20,185	25,751	31,656

Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004

¹ Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Regno Unito, USA, Canada, Messico, Giappone, Corea, Australia e Nuova Zelanda.



Mix globale di produzione (%)



Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004

La quota di domanda globale soddisfatta dal carbone resterà sostanzialmente invariata tra il 2002 e il 2030 (dal 39% passerà al 38%). Il ruolo dell'olio, già oggi marginale, tenderà a divenire sempre più trascurabile mentre la quota degli impianti idroelettrici passerà dall'attuale 16% al 13% del 2030, dato il limitato potenziale di crescita nei Paesi OCSE. Anche per gli impianti nucleari si prevede una perdita della loro quota di mercato in virtù delle attuali scelte politiche di "phase-out" annunciate da alcuni Paesi e passeranno dal 17% del 2002 al 9% stimato per il 2030.

1.1.1.2. L'elettricità in Europa

In Europa, la produzione di energia elettrica è stimata crescere ad un tasso medio annuo pari all'1,3% tra il 2002 e il 2030. Gran parte dell'incremento di produzione in Europa sarà originato da impianti a gas e dall'utilizzo più esteso di fonti rinnovabili. Nell'ambito del mix di generazione la quota gas si raddoppierà e nel 2030 contribuirà a soddisfare circa 1/3 della domanda complessiva.

I margini di riserva registrati nei diversi Paesi erano piuttosto alti all'inizio del processo di liberalizzazione ma da allora si è evidenziato un progressivo incremento della "tightness" in molti dei più importanti mercati europei. L'incremento di capacità di generazione è territorialmente diffuso ma spesso non riesce a tenere il passo della crescita dei carichi.

Oggi il nucleare rappresenta in Europa la più importante fonte di generazione di elettricità e copre un terzo della domanda complessiva. Circa $\frac{3}{4}$ della capacità nucleare oggi operativa dovrà essere ritirata prima del 2030 sia perché molti dei reattori utilizzati completeranno il proprio ciclo di vita e sia perché molti Paesi stanno mettendo in atto delle politiche finalizzate a



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



favorire il “*phase-out*” del nucleare e la progressiva dismissione degli impianti esistenti.

Tuttavia, tra il 2004 e il 2030, circa 40 GW di nuova capacità nucleare saranno costruiti in Europa, principalmente in Francia per rimpiazzare i vecchi reattori. Come risultato di questi due trend opposti, la capacità nucleare è stimata decrescere dai 133 GW del 2002 ai 71 GW del 2030 quando la quota di domanda soddisfatta dal nucleare sarà pari al 13%.

Il carbone crescerà ad un tasso medio annuo molto contenuto (circa 0,6%). Molti dei vecchi impianti a carbone, soprattutto impianti a bassissima efficienza dell'Europa Centrale, saranno chiusi e in parte sostituiti da nuovi impianti più efficienti. La costruzione di nuovi impianti a carbone sarà in parte favorita anche dal previsto incremento del prezzo del gas che contribuirà a rendere il carbone ancora più competitivo.

Le fonti rinnovabili faranno registrare un incremento molto sostenuto. La loro quota nel mix di generazione passerà dall'attuale 13% al 26% previsto nel 2030. In particolare, l'energia eolica crescerà passando dai 36 TWh del 2002 ai 480 TWh previsti nel 2030 quando rappresenterà l'11% della produzione complessiva. Il rilevante incremento dell'energia eolica richiederà l'apporto di consistenti risorse finanziarie destinate non solo alla capacità di generazione ma anche alla realizzazione di interventi sulle linee di trasmissione.

Di seguito l'evoluzione attesa in Europa (EU-25) per il mix di generazione e il mix di capacità.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

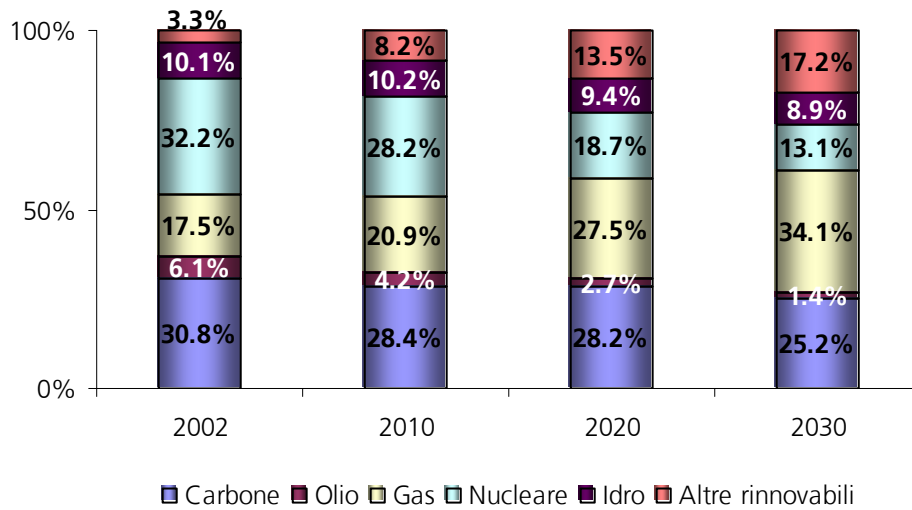


Evoluzione attesa mix di generazione EU 25 (TWh)

TWh	2002	2010	2020	2030
Carbone	920	969	1099	1076
Olio	182	143	107	59
Gas	521	715	1071	1458
Nucleare	961	964	728	560
Idro	302	347	366	382
Altre rinnovabili	99	279	524	736
Totale	2985	3417	3895	4271

Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004

Evoluzione attesa mix di generazione EU 25 (%)



Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

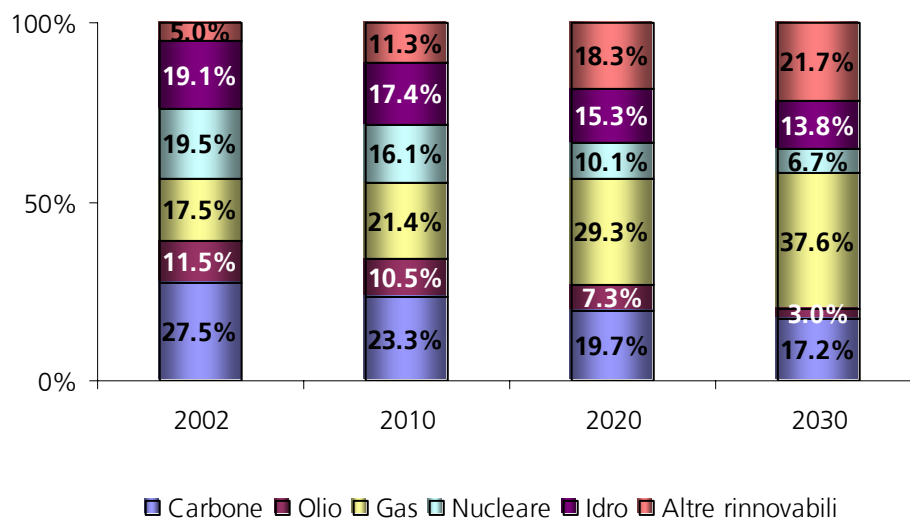


Evoluzione attesa mix di capacità EU 25 (GW)

GW	2002	2010	2020	2030
Carbone	187	180	181	183
Olio	78	81	67	32
Gas	119	165	269	399
Nucleare	133	124	93	71
Idro	130	134	140	146
Altre rinnovabili	34	87	168	230
Totale	681	771	918	1061

Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004

Evoluzione attesa mix di capacità EU 25 (%)



Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2004



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.1.1.3. Il contesto energetico in Italia

Il settore elettrico in Italia, a seguito del recepimento delle direttive comunitarie per l'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sta vivendo una fase di progressiva liberalizzazione delle attività di importazione, generazione e vendita di energia elettrica.

Dopo quasi 40 anni di nazionalizzazione del settore dell'energia elettrica, il 31 marzo 1999 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 *"Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"*. Il decreto, meglio conosciuto come *"Decreto Bersani"*, si propone di difendere l'interesse dei consumatori mantenendo i tradizionali obblighi di fornitura, connessione e qualità del servizio, nelle fasi tecnicamente monopolistiche, quali la trasmissione e la distribuzione, e nella vendita ai clienti di ridotte dimensioni. Nel decreto è stato introdotto un regime di concorrenza nelle fasi competitive di produzione e vendita permettendo l'accesso diretto al mercato finale ai cosiddetti consumatori idonei cioè utenti con elevati consumi energetici. L'Acquirente Unico, già previsto dal decreto a garanzia dei consumatori, conseguentemente garantirà agli utenti domestici la disponibilità di energia a tariffe uniformi su tutto il territorio nazionale.

Secondo l'articolo 8, comma 1, del decreto 79/99 *"a decorrere dal 1° gennaio 2003 a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia"* e *"a tale scopo, entro la stessa data l'Enel SpA cede non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva"*.

L'Enel, in ottemperanza alle disposizioni suddette, ha predisposto un piano per la cessione degli impianti di produzione, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 16 luglio 1999. In base a tale piano gli impianti ceduti sono stati accorpati in tre società per azioni: società A (Eurogen) per 7.000 MW, società B (Elettrogen) per 5.500 MW e società C (Interpower) per 2.600 MW. Il DPCM 4 agosto 1999 ha approvato il piano di cessione con la costituzione delle tre società. Dal punto di vista delle caratteristiche tecnologiche, del mix di combustibili utilizzabili e della dislocazione geografica, la composizione del parco impianti delle tre società è simile a quella mantenuta dal parco di generazione di Enel Produzione. La procedura di gara per la cessione di Elettrogen (circa 5.500 MW distribuiti in 5 impianti termoelettrici per 4.424 MW e 24 idroelettrici per 1.014 MW) si è conclusa il 23 luglio 2001 con l'assegnazione al consorzio Endesa – BSCH – ASM Brescia. Il 17 marzo 2002 si è conclusa la procedura di gara per Eurogen (un totale di 7.008 MW di capacità installata netta di cui 6.242 MW in 6 impianti termoelettrici e 766 MW in 46 impianti idroelettrici). L'offerta più elevata è risultata quella del consorzio Edipower (Edison, Aem MI, Aem TO, Atel ed altri investitori finanziari). La procedura di assegnazione di Interpower (un totale di 2.611 MW di capacità installata netta distribuiti in 3 centrali termoelettriche per 2.548 MW e 17 centrali idroelettriche per 63 MW) è terminata il 12 novembre 2002 a favore del consorzio costituito da Energia Italiana, Electrabel e Acea.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



La progressiva liberalizzazione del mercato è stata inoltre favorita dall'ingresso sul mercato di nuovi impianti CCGT e dalla realizzazione di nuove linee di interconnessione con l'estero. Negli anni compresi tra il 2003 e il 2004 sono infatti entrati in funzione più di 2,5 GW di nuova capacità a ciclo combinato di proprietà di società concorrenti (principalmente legate ad aziende municipalizzate e al Gruppo ENI). I progetti già autorizzati, tuttavia, ammontano a circa 20 GW e, anche se non tutti verranno realizzati, ciò lascia presagire un deciso incremento della capacità di generazione in Italia nei prossimi anni, incentrato sostanzialmente sulla tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale.

Per quanto concerne l'estero, invece, in seguito anche alla realizzazione del cavo di interconnessione con la Grecia, la capacità di importazione a fine 2004 è risultata essere pari a 6,6 GW. Già a partire dal 2005, tuttavia, grazie al previsto completamento della S. Fiorano-Robbia e alla realizzazione di altre iniziative minori, la capacità di importazione sarà pari a 8,3 GW. È importante aggiungere, inoltre, che la possibilità di realizzare "merchant-lines" (linee di interconnessione dove parte della capacità viene preassegnata al soggetto che realizza l'investimento), ha suscitato l'interesse di molti operatori e oggi risultano in fase di studio progetti per complessivi 15 GW.

Importanti cambiamenti, sempre finalizzati a promuovere una progressiva liberalizzazione del mercato dell'energia, si sono evidenziati anche dal punto di vista regolatorio. Infatti, ai sensi dell'articolo 5 del D.lgs.79/99, è stata approvata, dal Ministero delle Attività Produttive, con decreto del 9 maggio 2001, la disciplina del mercato elettrico, così come proposta dal C.d.A. del Gestore del Mercato. Il sistema viene ora gestito tramite la borsa dell'energia, cui è attribuita la funzione di mantenere un equilibrio istantaneo domanda-offerta nel modo più efficiente, favorendo la competizione. La borsa dell'energia non ha assunto, tuttavia, contrariamente a quanto era stato ipotizzato inizialmente, le connotazioni di un "pool" obbligatorio. I generatori hanno infatti la possibilità di stipulare accordi bilaterali per la cessione dell'energia e avere, in relazione a tali contratti, un "settlement" finanziario che prescinde completamente dagli esiti della borsa.

Il 13 settembre 2004 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" meglio conosciuta come "Legge Marzano". Tale legge ha contribuito a dare un ulteriore impulso al processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano. In base a essa, infatti, tutti i consumatori di energia, fatta eccezione per i clienti domestici, già a partire dal 2004, vengono riconosciuti come clienti "liberi" e, in quanto tali, sono liberi di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. A partire dal 2007, anche i clienti domestici verranno riconosciuti come liberi. Al fine di tutelare la libertà di scelta dei consumatori è stato tuttavia deciso che l'Acquirente Unico resterà in vita e continuerà ad acquistare l'energia per tutti quei clienti che, pur essendo "teoricamente liberi" e avendo quindi la facoltà di scegliere il proprio fornitore, continueranno in realtà a comportarsi come clienti "vincolati", delegando all'Acquirente Unico il compito di acquistare l'energia da loro consumata.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



All'interno di questo articolato quadro regolatorio, la normativa italiana più recente tende a sostenere il mercato delle energie rinnovabili mediante un quadro normativo sempre meglio definito, stabile nel tempo, con chiare scadenze temporali e con maggiori certezze per gli investitori. A tal fine, l'Italia si è dotata negli ultimi anni di strumenti di incentivazione economica, quali il CIP/6, che garantisce l'acquisto di energia a tariffa incentivata e i Certificati Verdi, che obbligano i produttori di energia non rinnovabile ad immettere in rete una percentuale di energia da fonti rinnovabili.

A tal proposito è di recente emanazione il decreto legislativo 387/2003. Il decreto, elaborato di comune accordo con le realtà del settore elettrico, presenta diversi punti di forza a giudicare anche dai pareri positivi dei diversi operatori² del settore e, a livello europeo, è considerato tra i migliori recepimenti della Direttiva 2001/77/CE.

Se ne può sintetizzare la logica asserendo che il decreto legislativo 387/03 innova nella continuità: da un lato viene mantenuto il vigente meccanismo di sostegno, basato sull'obbligo della quota minima e sui Certificati Verdi; dall'altro, si apportano i correttivi che si sono manifestati come necessari per dare un rinnovato ed equilibrato impulso allo sviluppo del settore. E' stato, infatti, introdotto l'obbligo dell'incremento dello 0,35% dell'energia da FER per il triennio 2004-2006 (percentuale che potrebbe essere elevata nei periodi 2007-2009 e 2010-2012); segnale questo positivo, anche se non sufficiente al raggiungimento degli obiettivi della Direttiva 2001/77/CE.

L'intento del legislatore è di promuovere sia le fonti energetiche più competitive (eolico, biogas, idroelettrico e biomasse di grande taglia), sia quelle meno competitive (fotovoltaico, solare termico e, in generale, impianti di piccola taglia). In tal senso, l'articolo 6 estende a tutti gli impianti con potenza minore o uguale a 20 kW, la possibilità di beneficiare del meccanismo di scambio sul posto dell'energia elettrica, "net metering", analogamente a quanto avvenuto per gli impianti fotovoltaici (Delibera dell' AEEG 224/2000), nell'ottica di favorire una generazione distribuita sul territorio. La principale novità riguarda senza dubbio le tecnologie solari. L'articolo 7, infatti, prevede una specifica tariffa incentivante (in conto energia) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, come già avviene ad esempio in Germania. L'innovativo sistema finanzia l'energia elettrica prodotta e immessa in rete e non l'investimento iniziale, trasferendo così l'onere dei finanziamenti dal bilancio dello Stato alla bolletta elettrica.

Tra gli altri aspetti positivi spiccano la semplificazione delle procedure autorizzative mediante il rilascio di un'autorizzazione unica in 180 giorni, sia per la costruzione sia per l'esercizio dell'impianto, l'introduzione della Garanzia d'Origine per favorire lo sviluppo di un mercato di scambio di energia verde anche a livello comunitario e l'introduzione di una campagna di comunicazione a sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia per gli anni 2004-2006, al fine di una maggiore sensibilizzazione nei confronti dei cittadini e per un maggior consenso in ambito locale.

² da interviste realizzate con: IVPC, GIF, ISES, API, ENDESA, EDISON.



LA RIFORMA MARZANO È ORA LEGGE

"Tre gli obiettivi: promozione della concorrenza tra le imprese; apertura del mercato 'a valle'; maggiore competitività dell'industria energetica italiana in Europa".

Dopo un lungo e complesso iter parlamentare, durato quasi due anni, la riforma del settore energetico è ormai legge. La legge Marzano (n. 239 del 23 agosto 2004), dedicata al *"riordino del settore energetico"* e contenente una *"delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"*, è stata, infatti, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 215 del 13 settembre 2004. Diciamo subito che, se paragonata al testo presentato all'inizio dell'iter, essa risulta notevolmente più snella grazie al fatto che le disposizioni principali del testo originario sono state recepite con provvedimenti ad hoc che hanno avuto un iter parlamentare più rapido: come ad esempio il decreto per le compensazioni degli *"stranded cost"*, cioè per il rimborso a Enel e ad altri operatori dei costi sostenuti prima della liberalizzazione per scelte di politica economica del Governo. Vale la pena ricordare che il processo di liberalizzazione del mercato energetico in Italia è iniziato con la trasformazione di Enel in Società per azioni nel 1992 ed è in seguito proseguito con la Direttiva Europea n. 92 del 1996, recepita dal decreto Bersani. Gli obiettivi principali della legge Marzano sono sostanzialmente tre: la promozione della concorrenza tra le imprese; l'apertura del mercato *'a valle'*, con l'opportunità data al consumatore di scegliersi il fornitore per ridurre i costi di acquisto e aumentare contemporaneamente la qualità del servizio; la maggiore competitività dell'industria energetica italiana in Europa.

La legge consta di un solo articolo, diviso in 121 commi. Tirando le somme, le linee guida del provvedimento prevedono: la liberalizzazione completa del mercato a partire dal primo luglio 2004 per i clienti non domestici (tra cui le PMI - Piccole e Medie Imprese) e dal primo luglio 2007 per tutti i clienti finali; la conferma del principio di reciprocità (lo stesso che portò alla sterilizzazione dei voti del colosso francese Edf in Edison); l'abbattimento di oneri, diretti e indiretti, che abbiano effetti economici che ricadano al di fuori dell'ambito territoriale delle Autorità che li prevedono (in sintesi, il blocco di qualsiasi eco-tassa locale che possa gonfiare la bolletta dei non residenti); l'abbattimento dei vincoli e degli oneri che ostano la libera circolazione dell'energia sul territorio; l'istituzione di risarcimenti ambientali agli Enti locali a compensazione della presenza di nuove centrali o del potenziamento di quelle già esistenti; l'aumento dei membri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas da tre a cinque; l'accelerazione dei tempi burocratici per i permessi che riguardano le infrastrutture elettriche, grazie alla creazione di un'autorizzazione unica da liberare entro 180 giorni dalla richiesta; l'istituzione di incentivi per la realizzazione di nuovi gasdotti e per l'utilizzo di impianti funzionanti con fonti rinnovabili, quali l'idrogeno; il permesso per i privati di investire nelle *"facilities"* di trasporto e lavorazione del gas; l'affidamento alla Sogin del compito per l'individuazione, in base a criteri geomorfologici, delle *"location"* in cui smaltire scorie radioattive; la delega al Governo che, entro due anni dall'entrata in vigore della legge, può adottare uno o più decreti per il riassetto delle disposizioni su tutto il settore.

Nell'insieme, dunque, un documento di grande valore riorganizzativo e chiarificatore per il settore, il primo dopo il decreto Bersani.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Ma la legge Marzano, che pure garantisce maggiore certezza al quadro regolamentare attuale, rappresenta di fatto un punto di partenza per una riflessione ulteriore sul settore energetico, che le continue metamorfosi ed evoluzioni del mercato impongono di non considerare ancora definitivamente 'assestato'.

DAL 1996 AD OGGI. LE PRINCIPALI TAPPE DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO

DICEMBRE 1996: Direttiva Europea 96/92/EC su apertura del mercato libero

MARZO 1999: Emanazione del "Decreto Bersani" e avvio dell'apertura del mercato

AGOSTO 1999: Predisposizione del piano di cessione di 15.000 MW dell'Enel e approvazione del piano da parte del Governo

SETTEMBRE 1999: Societarizzazione di Enel e costituzione e scorporo del GRTN

GENNAIO 2000: Varo da parte dell'Autorità del nuovo sistema tariffario

MARZO 2001: Inizio della cessione delle reti urbane da Enel ad Aziende locali

APRILE 2001: Inizio della definizione delle regole di mercato

DICEMBRE 2001: Procedure per la cessione di energia CIP 6 al mercato libero

SETTEMBRE 2001 / GENNAIO 2003: Cessione di 15.000 MW Enel

LUGLIO 2003: Nuova Direttiva Europea sul mercato elettrico e sul sistema provvisorio per la fornitura del vincolato

GENNAIO 2004 / SETTEMBRE 2004: Avvio della Borsa Elettrica, quotazione di Terna e approvazione del disegno di legge "Marzano"

1.1.1.4. Evoluzione della domanda di energia elettrica, della produzione e aspetti strategici dell'approvvigionamento del combustibile

La richiesta sulla rete elettrica in Italia nel 2003 è stata di 321 TWh, con una crescita del 3,2% rispetto all'anno precedente. In base alla tipologia di mercato, i consumi possono essere ripartiti tra mercato libero, autoconsumi e mercato vincolato. Nel 2003, i consumi del mercato libero, pari a 110 TWh, hanno rappresentato il 37% del totale, gli autoconsumi sono stati pari a 19 TWh (6%), mentre i consumi del mercato vincolato, pari a 171 TWh hanno rappresentato il restante 57%. Nel 2003 l'incremento della richiesta, al lordo dei consumi per pompaggio, è stato coperto quasi interamente da un aumento della produzione netta nazionale per 9,4 TWh, mentre le importazioni nette dall'estero sono rimaste sostanzialmente invariate (50,6 TWh nel 2002 vs. 51,0 TWh nel 2003).

È necessario evidenziare, tuttavia, che l'Italia rappresenta in Europa il Paese in cui le importazioni nette di energia elettrica assumono i valori più alti, sia in termini assoluti che relativi (esprese cioè in termini percentuali rispetto alla



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



richiesta complessiva). Nel 2003, infatti, le importazioni nette sono state pari al 16% della richiesta complessiva. Tale indicatore fornisce una misura del livello di dipendenza dall'estero del sistema elettrico italiano e può variare, anche sostanzialmente, di ora in ora. I distacchi programmati del 26 giugno 2003 e, soprattutto, il black-out del 28 settembre 2003 (avvenuto durante le ore notturne, quando più del 30% del fabbisogno complessivo veniva soddisfatto attraverso le importazioni) testimoniano l'esigenza di ridurre la dipendenza dall'estero al fine di incrementare la sicurezza complessiva del sistema.

In Italia, sempre nell'anno 2003, la produzione netta è stata di 280,2 TWh, quella destinata al consumo è stata invece pari a 269,7 TWh. Alla produzione nazionale netta hanno contribuito la fonte idroelettrica con 43,6 TWh (-6,4% rispetto al 2002), la fonte termoelettrica tradizionale con 230,0 TWh (+5,3%), la fonte geotermoelettrica con 5,0 TWh (+14,8%) e infine le fonti eolica e fotovoltaica con 1,5 TWh (+4,0%). Come si evince da questi numeri e dalle tabelle che seguono (relative all'anno 2002), sia il mix di generazione che il mix di capacità in Italia risultano essere piuttosto sbilanciati su olio e gas e profondamente disallineati rispetto alla media europea (EU 25).



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

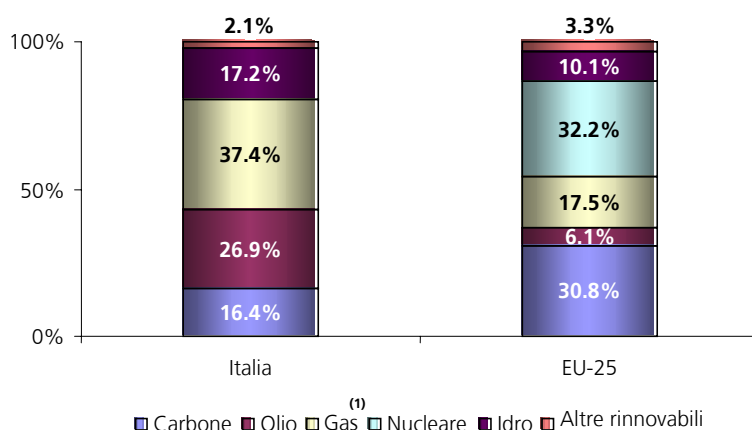


Mix di produzione 2002 (TWh): Italia vs. EU-25

TWh	Italia	EU-25
Carbone	44,4	920
Olio	72,8	182
Gas	101,1	521
Nucleare	0	961
Idro	47	302
Altre rinnovabili	6	99
Totale	271	2985

Fonte: GRTN – Dati Energia Elettrica in Italia (2002) - IEA - World Energy Outlook 2004

Mix di produzione 2002 (%): Italia vs. EU-25



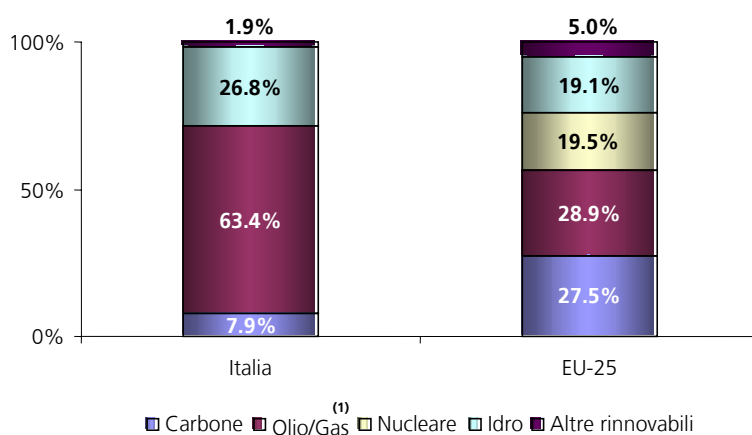
(1) Gas: 18,3% in cicli combinati e 19,1% in sezioni a vapore, ripotenziata e altro.
 Fonte: GRTN – Dati Energia Elettrica in Italia (2002) - IEA - World Energy Outlook 2004

Mix di capacità 2002 (GW): Italia vs. EU-25

GW	Italia	EU-25
Carbone	6	187
Olio/Gas	49	197
Nucleare	0	133
Idro	21	130
Altre rinnovabili	1	34
Totale	77	681

Fonte: GRTN – Dati Energia Elettrica in Italia (2002) - IEA - World Energy Outlook 2004

Mix di capacità 2002 (%): Italia vs. EU-25



(1) Olio/Gas: 13,5% in cicli combinati e 49,9% in sezioni a vapore, ripotenziata e altro.
 Fonte: GRTN – Dati Energia Elettrica in Italia (2002) - IEA - World Energy Outlook 2004



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Analizzando sia il mix di capacità che il mix di produzione italiano e confrontandolo con il mix europeo emergono i seguenti aspetti:

- il nucleare, che in Europa contribuisce a soddisfare circa 1/3 della domanda complessiva di energia, in Italia è completamente assente;
- il carbone riveste in Italia, in termini di capacità efficiente netta, un ruolo che è inferiore a 1/3 del ruolo che ricopre a livello europeo (8% vs. 27%);
- il mix italiano è chiaramente sbilanciato su olio e gas (in termini di mix di generazione 64% vs. il 23% europeo e, in termini di capacità, 63% vs. il 29% dell'EU-25).

Queste evidenze riflettono la manifesta specificità del mix energetico italiano. Indipendentemente dalle recenti vicende politiche, consapevole degli obiettivi di politica energetica richiamati in più sedi (sicurezza negli approvvigionamenti, diversificazione delle fonti e riduzione del costo dell'energia), Enel Produzione ritiene che sia necessario mettere in atto delle politiche che possano facilitare il perseguimento di tali obiettivi. Il tema dell'approvvigionamento dei combustibili, infatti, ha elevate implicazioni strategiche per ogni Paese e deve essere gestito con la consapevolezza che la dipendenza energetica è un aspetto che può condizionare non solo la crescita economica di un Paese ma, in alcuni casi estremi, anche la normale operatività di ogni giorno. La recente volatilità evidenziata dal prezzo del petrolio (in diversi momenti il prezzo del barile è stato superiore a 55 U.S. \$) ha sicuramente contribuito a portare alla ribalta questo problema che, di fatto, occupa sempre un posto di rilievo nelle agende politiche di tutti i Paesi, industrializzati e non.

Più di 2/3 del consumo di energia mondiale, infatti, viene soddisfatto da fonti fossili tradizionali (gas, olio e carbone). Tuttavia, sia nel caso del gas che dell'olio, più del 60% delle riserve disponibili a livello globale sono concentrate in soli cinque Paesi. Nel caso dell'olio, inoltre, tutti e cinque questi Paesi si trovano nella zona mediorientale (Arabia Saudita, Iran, Iraq, Emirati Arabi e Kuwait).

Diverso è il caso del carbone, le cui riserve sono meglio distribuite a livello globale e, contrariamente a quanto avviene per l'olio e per il gas, anche i rapporti riserve/produzioni presenti nelle diverse aree geografiche (Paesi Industrializzati, Paesi in Via di Sviluppo, Economie in Transizione e Medio Oriente) risultano essere piuttosto bilanciati. Nel caso dell'olio e del gas, infatti, la quota di produzione proveniente dai Paesi Industrializzati è decisamente superiore alla quota che tali Paesi detengono in termini di riserve, con la conseguenza che le loro risorse sono destinate ad esaurirsi più in fretta e la loro dipendenza energetica da Paesi terzi, soprattutto mediorientali, è destinata ad aumentare.

In particolare, l'indice di dipendenza energetica (fonti primarie e secondarie misurate come rapporto tra l'energia importata e l'energia consumata) assume in Italia un valore superiore al doppio del valore evidenziato a livello europeo (85% vs. 38%). Le conseguenze e le implicazioni di questo grado di dipendenza sono evidenti e richiedono l'implementazione di azioni urgenti finalizzate ad invertire trend consolidati che, se mantenuti, impediranno di



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



centrare i principali obiettivi di politica energetica. In relazione a questi aspetti, focalizzando la nostra attenzione sul sistema elettrico nazionale, è importante sottolineare quanto segue:

- il parco di generazione italiano, a causa della ridotta diversificazione dei combustibili, è percepito come meno "sicuro" in termini di certezza degli approvvigionamenti;
- l'elevata dipendenza da olio e gas rende il prezzo dell'energia in Italia fortemente sensibile a variazioni del prezzo dell'olio;
- la progressiva liberalizzazione del mercato italiano non sarà di per sé sufficiente per garantire una riduzione dei prezzi dell'energia;
- con un mercato dell'energia che tenderà ad essere sempre più integrato a livello europeo, la minore competitività del parco italiano, principalmente riconducibile all'assenza di impianti nucleari e alla minore presenza di impianti a carbone, favorirà l'incremento delle importazioni con una conseguente ulteriore crescita del livello di dipendenza del sistema energetico italiano dall'estero e con possibili riflessi negativi sulla gestione in sicurezza del sistema stesso;
- la maggiore variabilità dei prezzi dell'olio rispetto ai prezzi del carbone, unita al fatto che anche in futuro gli impianti marginali che determineranno principalmente il prezzo saranno impianti a ciclo combinato alimentati a gas (il cui prezzo è correlato al prezzo dell'olio), implicherà una maggiore volatilità dei prezzi dell'energia in Italia rispetto a quanto si osserverà in altri mercati europei come la Francia e la Germania dove gli impianti marginali in molte ore dell'anno sono impianti nucleari o a carbone.

La conversione di impianti esistenti da olio/gas a carbone, andando ad incidere sia sul mix di generazione che sul mix di capacità, può quindi contribuire a centrare alcuni dei principali obiettivi della politica energetica italiana:

- l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- la riduzione dei prezzi dell'energia e della loro volatilità;
- la maggiore diversificazione del mix di combustibili e conseguentemente la minore dipendenza dal prezzo dell'olio;
- il contenimento della crescita delle importazioni e della conseguente dipendenza del sistema elettrico nazionale da impianti di generazione di Paesi confinanti.

In **allegato 1.1.1/I** si riportano alcuni dati statistici riferiti all'anno 2003 estratti dal sito del GRTN. In **allegato 1.1.1/II** si riporta invece il rapporto mensile del marzo 2005 del GRTN contenente un'analisi sintetica della congiuntura elettrica e i risultati tecnici di esercizio dell'ultimo mese disponibile.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



RECORD CONSUMI

PUNTA MASSIMA ESTIVA

Il 23 luglio 2004, alle ore 11, è stata raggiunta la nuova punta estiva di potenza massima richiesta sulla rete elettrica nazionale pari a 53.500 megawatt, superiore di 400 megawatt rispetto al record estivo dell'anno precedente (53.100 megawatt, 17 luglio 2003). Determinante, nel caso estivo, il caldo torrido che ha indotto a un ricorso massiccio a condizionatori e apparecchiature refrigeranti, tale da provocare il raggiungimento di questi valori nella richiesta di energia elettrica.

PUNTA MASSIMA INVERNALE E RECORD STORICO

Il 16 dicembre 2004, alle ore 17.45, è stata registrata la nuova punta invernale e record storico di potenza massima richiesta sulla rete elettrica nazionale pari a 53.600 megawatt, superiore di 100 megawatt rispetto al precedente record del 23 luglio 2004 (53.500 MW) e di 200 megawatt in rapporto al precedenterecord invernale del 10 dicembre 2003 (53.400 MW). Tra i fattori determinanti il nuovo record:

- l'incremento dei consumi di energia elettrica in concomitanza con le settimane precedenti le festività natalizie;
- il peggioramento delle condizioni meteorologiche;
- l'accorciarsi delle giornate e il conseguente ricorso all'illuminazione artificiale fin dalle prime ore del pomeriggio.

Il sistema di produzione ha garantito ampi margini di riserva per soddisfare la domanda.

ELETTRICITÀ E TELEVISIONE

E' più stretto di quanto possa sembrare il rapporto tra la TV e il consumo di elettricità, ben verificabile in occasione di eventi televisivi che realizzano grandi ascolti.

Esemplare a riguardo può essere considerato quanto avvenuto in occasione della partita di calcio Italia-Messico degli ultimi mondiali. Un evento sportivo che ha fortemente influenzato l'andamento del fabbisogno di elettricità nel corso della giornata. Infatti a partire dalle ore 12 si è verificato un aumento della domanda di energia elettrica, spiegabile con il fatto che molte attività venivano anticipate in funzione proprio dell'inizio della partita.

Al contrario dalle ore 13.30, orario di inizio del match, fino alla fine del primo tempo la domanda scendeva tanto da segnare un calo di 1000 MW rispetto alla previsione di fabbisogno. Nel corso del secondo tempo la richiesta di energia scendeva ancora, fino ad arrivare ad un crollo dei consumi: 3.000 MW in meno, un quantitativo pari al fabbisogno di una città come Milano.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.1.1.5. L'elettricità in Veneto

In base ai dati ufficiali di produzione e consumo dell'energia elettrica in Italia riferiti all'anno 2003, pubblicati dal GRTN, la produzione netta di energia elettrica nella Regione Veneto è stata pari a 26.409,2 GWh, pari al 16,8% della produzione netta in Italia.

Tale produzione si è basata prevalentemente sul funzionamento di impianti termoelettrici, presenti sul territorio della Regione Veneto con 5.399 MW installati, per un contributo nell'anno pari a circa l'89%; la produzione idroelettrica (circa 1.060 MW installati) è stata pari all'11% circa; le altre fonti rinnovabili, eoliche e fotovoltaiche, non contribuiscono affatto.

La ripartizione per fonti della produzione nazionale nel 2003 ha invece visto un maggior contributo degli impianti idroelettrici, pari al 15,6% circa, e degli impianti eolici e fotovoltaici che hanno raggiunto lo 0,52%.

Il Veneto è una regione importatrice di energia elettrica dalle regioni confinanti, nel 2003 il deficit sulla rete è stato pari a 2.850,7 GWh, pari a circa l'11% della produzione regionale. Nello stesso anno, l'Italia nel suo complesso ha importato energia elettrica dall'estero per 50.967,6 GWh, pari al 16% circa dell'energia richiesta sulla rete nazionale.

Riguardo la ripartizione dei consumi di energia elettrica, in Veneto si è avuto un consumo di autoproduzione da parte delle industrie pari a 1.180,7 GWh, la produzione totale immessa in rete si è poi ripartita tra mercato libero e mercato vincolato, rispettivamente con 13.517,4 GWh e 14.744,6 GWh. Il settore prevalente di consumo nella Regione Veneto è, in effetti, l'industria che assorbe ben il 59% circa delle necessità regionali, valore percentuale ben superiore anche rispetto al consumo italiano di energia elettrica richiesto dall'industria (51%). Seguono poi il terziario (21,7% circa) e il settore domestico (17,6%).

2003	Potenza efficiente netta			Produzione netta		
	MW			GWh		
Produttore	Veneto	Italia	%	Veneto	Italia	%
Produttori	6.156,80	73.417,30	8,4	25.064,70	261.619,40	9,6
Autoproduttori	302,2	4.836,10	6,2	1344,5	18.563,90	7,2
Totale	6.459,00	78.253,40	14,6	26.409,20	280.183,30	16,8

2003 Veneto	Potenza efficiente netta		Produzione netta Regione GWh
	MW		
	Produttori	Autoproduttori	
Idroelettrici	1.049,0	11,2	2928,1
Termoelettrici	5.107,8	291	23481,1
Eolici - Fotovoltaici			
TOTALE	6.459,00	302,2	26409,2



Centrale termoelettrica di Porto Tolle



2003 Veneto	Operatori del mercato elettrico (GWh)	Autoproduttori (GWh)	Potenza netta Regione (GWh)
Energia disponibile in rete (**)	25019,1	1344,5	26363,6
Saldo altre regioni	2842,3	8,4	2850,7
Richiesta sulla rete	29796,7	1092	30888,7
Autoconsumi	99,4	1081,4	1180,8
Mercato libero	13517,4		13517,4
Mercato vincolato	14744,6		14744,6
Totale consumi (***)	28361,4	1081,4	29442,8

(**) al netto dei pompaggi (***) al netto delle perdite

Consumi netti (GWh)		%
Regione Veneto 2003		
<i>industria</i>	17.172,50	58,9
<i>agricoltura</i>	526,2	1,8
<i>terziario(*)</i>	6.325,60	21,7
<i>domestico</i>	5.117,90	17,6
Totale (*)	29.142,20	

(*) al netto consumi FS pari a 300,5 GWh

2003 Italia	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente netta (MW)	GWh netti
IDROELETTRICA	20986,6	20660,3	43649,7
TERMOELETTRICA	59121,9	56712,2	230035,8
geotermica			5036
RINNOVABILE eolica	880,7		1456,8
fotovoltaica			4,9
TOTALE PRODUZIONE NETTA		77372,5	280183,2
pompaggi			-10492,4
SALDO IMPORT EXPORT			269690,8
			50967,6
PERDITE			320658,4
			-20869,8
TOTALE CONSUMI			299788,6
<i>agricoltura</i>			5162,2
<i>industria</i>			152720,9
<i>terziario</i>			76889,7
<i>domestici</i>			65015,8



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.1.2. La borsa elettrica

Ogni produttore, nell'attuale contesto di mercato, può offrire la propria capacità produttiva sostanzialmente attraverso due canali di vendita: il mercato dei bilaterali e la borsa dell'energia. Al primo mercato vengono destinate quotidianamente una o più Unità di Produzione (UP)³ fino alla copertura dei contratti bilaterali in essere.

Alla borsa dell'energia ogni produttore presenta quotidianamente offerte di vendita/acquisto per le proprie UP e per ogni ora del giorno successivo, in tre diverse sessioni giornaliere di mercato e con le seguenti modalità:

- Mercato del Giorno Prima (MGP)

Entro le ore 9.00 del giorno N-1 tutti i produttori presentano le proprie offerte di vendita al Gestore del Mercato Elettrico (GME) indicando per ogni UP e per ogni ora del giorno N:

- quantità di energia in vendita (o acquisto per gli impianti di pompaggio nella fase di assorbimento);
- prezzo di vendita associato (o acquisto c.s.).

L'esito definitivo di tale mercato viene reso noto dal GME, a partire dalle ore 10.30, attraverso la pubblicazione delle seguenti informazioni:

- quantità complessive accettate;
- "system marginal price"⁴;
- programmi orari di produzione accettati per ogni singola UP (informazione riservata ai singoli operatori per le rispettive UP).

Le quantità accettate in vendita/acquisto vengono liquidate in tale mercato al "system marginal price".

- Mercato di Aggiustamento (MA)

A partire dalla pubblicazione degli esiti di MGP e fino alle ore 14.00 del giorno N-1 ogni produttore ha facoltà di "aggiustare", per ogni UP, i profili di produzione orari risultanti alla chiusura del MGP, attraverso la presentazione di ulteriori offerte di vendita e/o acquisto.

Anche in questo caso l'esito definitivo di tale mercato viene reso noto dal GME attraverso la pubblicazione delle seguenti informazioni:

- quantità complessive accettate;
- "system marginal price";
- i programmi orari di produzione aggiornati per ogni singola UP (informazione riservata ai singoli operatori per le rispettive UP).

Al pari di MGP, anche in questo secondo mercato le quantità accettate in vendita/acquisto vengono liquidate al "system marginal price".

² L'UP è costituita da uno o più gruppi di generazione nella disponibilità di un produttore aventi una potenza complessiva maggiore o uguale a 10 MVA.

Per gli impianti termoelettrici ad ogni UP corrisponde generalmente una singola sezione (ad esempio per i ripotenziati o i cicli combinati l'UP è la somma del turbina a gas e della turbina a vapore); per quelli rinnovabili ad ogni UP coincide generalmente un'intera centrale.

⁴ Per "system marginal price" si intende il prezzo di equilibrio domanda/offerta determinato dall'ultima offerta di vendita accettata



- Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

A partire dalla pubblicazione degli esiti di MA e fino alle ore 16.00 del giorno N-1 ogni produttore ha l'obbligo di offrire, per ogni UP abilitata a tale mercato⁵, la disponibilità a variare il programma di produzione, a salire (fino al carico massimo disponibile) e a scendere (fino anche alla fermata dell'unità). Ogni offerta viene formulata attraverso l'indicazione del prezzo di vendita e di acquisto. L'esito definitivo di tale mercato è reso noto dal GME (entro le ore 21.30) attraverso la pubblicazione delle seguenti informazioni:

- quantità complessive accettate;
- prezzo medio a salire e a scendere dell'energia;
- i programmi orari di produzione definitivi per ogni singola UP (informazione riservata ai singoli operatori per le rispettive UP).

Le quantità accettate in vendita/acquisto per ogni UP vengono liquidate in tale mercato con il meccanismo "pay as bid", ovvero ai relativi prezzi di offerta. Una volta ricevuti dal GME i programmi di produzione orari per ogni UP, questi vengono trasformati in programmi di produzione al quarto orario e inviati agli impianti (Sale Manovra per impianti termoelettrici e Posti di Teleconduzione per gli impianti idroelettrici) per l'esecuzione (tali programmi hanno validità dalle ore 00.00 fino alle ore 24.00 del giorno N).

Tale programma di produzione in energia, formulato sulla base di 15 minuti ed eventualmente modificato in tempo reale dal GRTN (attraverso i cosiddetti "ordini di bilanciamento"), costituisce per l'UP un vero e proprio impegno contrattuale con il mercato e ogni scostamento rispetto ad esso (misurato con un sistema di contatori dedicato) da origine ai cosiddetti "oneri di sbilanciamento".



⁵ Per UP abilitata a MSD si intende una UP di caratteristiche tali da fornire adeguata capacità di regolazione al sistema (sono abilitate tutte le UP termoelettriche e tutte le UP rinnovabili definite "programmabili", fatta eccezione quindi delle UP geotermoelettriche, fluenti ed eoliche)



Con l'introduzione della borsa dunque, poiché il prezzo dell'energia (escluso il servizio di trasporto) è fissato ogni ora conseguentemente la volatilità dei prezzi può aumentare significativamente. In un tale contesto, la concorrenza induce ciascun impianto ad offrire un prezzo pari al suo costo evitato di breve periodo, cioè pari al suo costo variabile di generazione. La curva di offerta che si determina coincide, quindi, con il costo marginale di sistema, cioè il costo variabile dell'impianto con il più alto costo variabile che deve essere attivato per produrre ogni dato livello di produzione al minimo costo complessivo.

Dunque quando la capacità di generazione disponibile diventa scarsa rispetto alla domanda, il prezzo di equilibrio sul mercato tende ad aumentare, in quanto per un numero crescente di intervalli di tempo il soddisfacimento della domanda richiede l'attivazione di impianti ad alto costo variabile. Al contrario, quando la capacità di generazione è superiore alla domanda, gli impianti aventi più alti costi di produzione non sono chiamati a produrre: i diversi "competitor" devono dunque puntare su impianti che, avendo costi variabili più bassi, saranno utilizzati per soddisfare la domanda di base. Come si può facilmente comprendere, diventa necessario migliorare il parco attuale al fine di renderlo idoneo al nuovo contesto di mercato.

Nel caso della Centrale termoelettrica di Porto Tolle, si intende conseguire tale miglioramento attraverso l'utilizzo di un combustibile meno costoso, il carbone, con l'impiego di adeguate tecnologie di abbattimento delle emissioni, che garantiscano ampiamente il rispetto delle normative ambientali e che, unite a modifiche impiantistiche, consentano rendimenti termici del 45%.

Grazie all'utilizzo di tecnologie innovative, le centrali alimentate a carbone offriranno un contributo importante al recupero dell'efficienza e della competitività nella produzione di energia elettrica in Italia.

Nell'attuale quadro internazionale risulta inoltre importante il ruolo strategico che potrebbero svolgere fonti energetiche come il carbone che, grazie alla distribuzione geografica delle loro riserve, localizzate in aree diverse dalla Regione mediorientale, garantirebbero maggiore diversificazione e dunque sicurezza negli approvvigionamenti. Infatti, come evidenziato nel Libro Verde *"Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, presentato dalla Commissione Europea, l'Unione Europea importa oggi il 50% del suo fabbisogno e, in uno scenario inerziale, questa percentuale sfiorerà il 70% nel 2030. In Italia, in particolare, la situazione è ancora più critica, infatti, il grado di dipendenza energetica è superiore all'80%. Di conseguenza è facile comprendere quanto sia importante diversificare le fonti energetiche e la loro provenienza geografica; in quest'ottica il carbone svolge un ruolo determinante.

Infine, un'ulteriore garanzia offerta dal carbone è rappresentata dalla stabilità del loro prezzo che, contrariamente a quello dell'olio combustibile e del gas naturale, è sempre stato caratterizzato da una bassa volatilità.

È quindi evidente che un incremento della quota di tali combustibili nella generazione di energia elettrica garantisca maggiore stabilità e competitività all'intero sistema.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.1.3. Ambientalizzazione e piano transitorio di utilizzo della centrale

L'impianto di Porto Tolle è assoggettato ai limiti alle emissioni fissati dal decreto 12 luglio 1990.

In particolare la sezione 4 è stata dichiarata "ambientalizzata" con nota trasmessa al Ministero delle Attività Produttive in data 17 gennaio 2000.

Le sezioni 1, 2 e 3, invece, sono state esercite sino al 31 dicembre 2004, secondo quanto dichiarato da Enel nel primo "Progetto di risanamento ambientale" proposto nel marzo 1994 e secondo quanto indicato nel "Piano transitorio di utilizzo della centrale", presentato ai competenti Ministeri in data 28 maggio 2003.

Sulla base, quindi, del "Piano di utilizzazione" definito dal GRTN e dalle osservazioni formulate dalle Amministrazioni, Enel ha stilato il "Piano transitorio di utilizzo della Centrale di Porto Tolle", per gli anni 2003 e 2004, trasmesso alla Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'Ambiente, volto ad assicurare l'ottimale gestione della centrale, a ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera e le ricadute al suolo, tenuto conto del decreto 2 aprile 2002, n. 60.

In data 13 giugno 2003 è stato emanato il provvedimento interministeriale con il quale, ai sensi dell'art. 3, comma 2-ter⁶, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito in legge 17 aprile 2003, n. 83, si è approvato il piano transitorio di utilizzo delle sezioni 1, 2 e 3 della Centrale di Porto Tolle in deroga ai limiti fissati dal decreto 12 luglio 1990. Conseguentemente, le sezioni 1, 2 e 3 della centrale termoelettrica sono state esercite sino al 31 dicembre 2004 in forza di tale provvedimento interministeriale.

In visione di tale scadenza, in data 14 dicembre 2004, Enel ha comunicato ai Ministeri delle Attività Produttive, dell' Ambiente e della Salute che l'esercizio della centrale si sarebbe svolto, a far data dal 1° gennaio 2005, con il rispetto dei seguenti limiti alle emissioni:

- SO₂ 400 mg/Nm³;
- NO_x 200 mg/Nm³;
- CO 250 mg/Nm³;
- Polveri 50 mg/Nm³.

⁶ art.3, comma 2-ter: "L'utilizzazione degli impianti termoelettrici prevista dal comma 2-bis avviene sulla base di piani transitori approvati con decreti del Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sentite le regioni interessate, su proposta del gestore della rete trasmissione nazionale. I decreti di cui al presente comma sono volti ad assicurare l'ottimale gestione degli impianti termoelettrici interessati e a ridurre le quantità di inquinanti emesse in atmosfera e le ricadute al suolo, tenuto conto del regolamento di cui al decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio 2 aprile 2002, n.60. i medesimi decreti indicano in particolare le previsioni temporali di utilizzo degli impianti situati in aree di particolare pregio ambientale o sottoposte ad alto rischio ambientale.



Tale condizione di esercizio si è resa possibile attraverso azioni di carattere gestionale, in particolare con l'utilizzo di combustibili a bassissimo tenore di zolfo (olio combustibile STZ) e assetti ottimizzati per ridurre nella fase di combustione in caldaia la formazione degli ossidi di azoto (intervento impiantistico in caldaia del tipo "OFA" e "reburning" sulla sezione 1 e realizzazione di un assetto di combustione "BOOS" ottimizzato con modifica dei bruciatori e modulazione del carico sulle sezioni 2 e 3).

L'esercizio della centrale viene effettuato coerentemente con i contenuti della legge 27 ottobre 2003, n. 290 per quanto riguarda il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione, nell'ottica della sicurezza e della funzionalità del settore elettrico.

In seguito alla citata comunicazione del 14 dicembre 2004 sono state attivate le procedure previste dall'art. 8 del DPR 203/88 per le messa a regime delle sezioni con le relative misurazioni per la caratterizzazione delle emissioni e per la verifica del rispetto dei valori limite.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.2. Strumenti volontari di gestione ambientale

L'integrazione della sostenibilità ambientale nelle strategie di sviluppo economico rappresenta, per aziende come Enel che hanno voluto confrontarsi sul terreno della Responsabilità Sociale di Impresa, una sfida imprescindibile, identificando uno dei principali parametri - insieme alla sostenibilità sociale ed economica - per valutare la capacità di creare valore, la competitività e l'affidabilità nei confronti di tutti gli "stakeholder", investitori compresi.

In tale ottica, assume ancora maggior rilievo l'adozione, presso i propri siti produttivi, di sistemi volontari di gestione ambientale da certificare ai sensi della norma ISO 14001 e registrare in conformità al Regolamento comunitario 761/2001 EMAS ("*Environmental Management and Audit Scheme*"), nella misura in cui viene assunta anche come indicatore di "performance", in relazione all'impegno per il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali sul quale è improntata, già da diversi anni, la politica ambientale del Gruppo Enel.

La decisione della Centrale di Porto Tolle di dotarsi di un sistema di gestione ambientale, ispirandosi ai principi del regolamento EMAS di ecogestione e audit, si inquadra all'interno della politica ambientale intrapresa dal Gruppo Enel. Tale impegno si è tradotto finora in risultati concreti attraverso il conseguimento della certificazione ISO 14001 e della registrazione EMAS rispettivamente per circa il 70% e il 28% della potenza installata dell'intero parco di generazione Enel.

L'introduzione e il mantenimento di un Sistema di Gestione Ambientale, conforme alla norma ISO 14001 sono gli strumenti gestionali adottati per perseguire questa politica. Come noto, il sistema comporta per le imprese l'introduzione di strumenti operativi e l'attribuzione di responsabilità organizzative che, oltre al rispetto delle normative per la tutela dell'ambiente e della salute, consentano di affrontare in maniera consapevole e coerente le problematiche connesse con l'attività industriale.

La politica ambientale di centrale, approvata dalla Direzione nel maggio 2000, costituisce l'enunciato dei principi di azione che l'organizzazione adotta per la gestione degli aspetti ambientali connessi all'attività e per contribuire alla sostenibilità dello sviluppo, rispettando l'ambiente e migliorandone il livello di protezione.

Per ottenere la certificazione ai sensi della normativa internazionale ISO 14001, rilasciata nel gennaio 2001, l'organizzazione ha predisposto la documentazione necessaria a strutturare il proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA):

- l'analisi ambientale iniziale alla data del 31 dicembre 1999, base per la corretta impostazione dei programmi di miglioramento;



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



- il manuale del Sistema di Gestione Ambientale e una serie di documenti programmatici che, sulla base della politica ambientale, descrive e assicura il continuo miglioramento delle prestazioni.

La valutazione degli aspetti ambientali di significativo impatto è una fase essenziale nella gestione ambientale della centrale. Tale valutazione viene formalizzata nel *"Registro degli aspetti ambientali in condizioni normali e di emergenza"*, nel quale vengono indicati gli impatti collegati ad ogni aspetto significativo, i dati iniziali di riferimento e i risultati annuali successivi.

I risultati dell'analisi ambientale vengono sottoposti annualmente al riesame della Direzione, soprattutto nel caso di modifiche, che risultino avere significativa valenza ambientale.

Tra le procedure operative si ricordano quelle relative a:

- modalità di controllo e gestione delle emissioni in atmosfera e delle ricadute al suolo;
- gestione delle sostanze utilizzate in centrale;
- modalità per la sorveglianza degli scarichi liquidi di centrale;
- norme tecniche per la gestione dei rifiuti.

Tra le procedure gestionali sono comprese invece la gestione delle non conformità, le azioni correttive e preventive e le modalità per l'addestramento e la formazione del personale.

La certificazione ISO 14001 della Centrale di Porto Tolle risulta dunque propedeutica alla registrazione EMAS del sito secondo il Regolamento comunitario 761/2001, essendo la Centrale di Porto Tolle inserita nel programma di registrazione EMAS del parco di generazione Enel.

In aggiunta a ciò il Regolamento EMAS richiede l'elaborazione di:

- un'analisi degli aspetti ambientali di gestione della centrale, eseguita sulla base di appositi criteri di valutazione;
- un programma ambientale di centrale, contenente gli impegni mirati alla riduzione degli impatti (azioni e interventi strutturali proposti per l'ottenimento di specifici traguardi), con la quantificazione di costi e tempi per il loro raggiungimento.

Entrambi questi documenti saranno resi disponibili al pubblico nella Dichiarazione Ambientale una volta che questa sia stata sottoposta a convalida da parte del Verificatore Accreditato.

In ragione di ciò saranno codificati nel Programma Ambientale, oltre agli interventi volti al contenimento degli impatti in fase di cantiere, anche quelli destinati a produrre un permanente miglioramento della sicurezza ambientale nella nuova configurazione.



La conduzione dell'impianto nel rispetto del Sistema di Gestione Ambientale consentirà di affrontare anche le modifiche impiantistiche promosse con il presente progetto di conversione a carbone della centrale e fornirà strumenti di registrazione e controllo codificati e consolidati. Sarà infatti fondamentale, allo scopo di perseguire il continuo miglioramento delle prestazioni, la verifica degli aspetti e degli impatti ambientali nella nuova situazione impiantistica, nonché la coerenza con obiettivi e traguardi ambientali, in senso migliorativo rispetto alle precedenti aspettative.

In **allegato 1.2/I** il Rapporto Ambientale 2003 dell'Enel.



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



1.3. Scopi e criteri dello studio

Il presente studio viene redatto in conformità alla normativa comunitaria in materia di valutazione di impatto ambientale, come recepita dall'Italia relativamente alla categoria di opera in oggetto, e si propone di fornire ogni informazione utile in merito alle possibili interferenze delle attività di cantiere e di esercizio con le componenti ambientali. I criteri seguiti nella redazione del presente documento, l'articolazione dei contenuti e la documentazione fornita sono quelli indicati dalla vigente normativa nazionale in materia di valutazione dell'impatto ambientale.

Il Quadro di Riferimento Programmatico descrive le relazioni e verifica la coerenza dell'opera e degli interventi connessi con la programmazione di settore, con gli strumenti di pianificazione territoriale vigenti o di prossima approvazione da parte della Regione Veneto, delle Amministrazioni locali e degli altri organismi competenti (Provincia di Rovigo, Amministrazioni comunali, Autorità di Bacino, Ente Parco, etc.).

Il Quadro di Riferimento Progettuale confronta la situazione esistente, descritta inizialmente, agli interventi programmati. Nel descrivere le tecnologie impiantistiche vengono evidenziate le motivazioni seguite nella scelta delle tecnologie di processo e di abbattimento degli inquinanti. Per quanto attiene l'uso delle risorse naturali e i fattori ambientali coinvolti, le attività di cantiere e le condizioni di esercizio vengono analizzate separatamente. Il quadro progettuale si completa con la descrizione delle misure volte alla prevenzione e all'intervento d'emergenza su anomalie, malfunzionamenti e incidenti. Per ultimo vengono illustrate le previste procedure di dismissione a "*fine vita*" dell'impianto. Un paragrafo a parte è dedicato all'inserimento paesaggistico e territoriale della centrale che assume importanza per la popolazione che percepisce in maniera diretta ed immediata (visivamente) l'ingombro e la struttura dell'impianto.

Il Quadro di Riferimento Ambientale è sviluppato analizzando, nell'area interessata, i sistemi ambientali coinvolti dalle attività in progetto, dettagliando lo stato attuale rilevato e sviluppando l'analisi di impatto previsionale per ogni componente, per tutti i componenti nel complessivo e, a conclusione, evidenziando la ricaduta sull'ecosistema.

Una parte dello studio è dedicata al sistema di approvvigionamento del combustibile, analizzando le diverse modalità di trasferimento dello stesso verso la Centrale di Porto Tolle e indicando le misure messe in atto per prevenire possibili eventi incidentali. I sistemi di monitoraggio ambientale dell'area circostante la centrale sono descritti nel capitolo finale.

Sono infine allegati gli elaborati di progetto, la cartografia tematica, gli allegati tematici e la sintesi informativa non tecnica.



1.4. Riferimenti normativi e fonti

Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 *“Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”*

DPCM 4 agosto 1999 *“Approvazione del piano di cessione degli impianti di produzione di Enel SpA, costituzione Eurogen, Elettrogen ed Interpower SpA”*

Delibera Autorità per Energia e Gas, dicembre 2000 - Qualificazione clienti idonei

Decreto del Ministero Industria, Commercio e Artigianato del 9 maggio 2001 - Approvazione proposta Gestore del Mercato sulla disciplina del mercato elettrico

Unione Europea - Libro Verde del novembre 2000 *“Verso una strategia europea di sicurezza dell’approvvigionamento energetico”*

Programma triennale del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN)
GRTN *“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia 2003”*

Regolamento CEE 1836/93 del Consiglio Europeo del 29 giugno 1993 *“Adesione volontaria delle imprese del settore industriale ad un sistema di ecogestione e audit”*

Regolamento CE 761/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 marzo 2001 *“Adesione volontaria delle organizzazioni ad un sistema comunitario di ecogestione e audit EMAS”*

Norma UNI EN ISO 14001 - 1996

Norme relative al GRTN

Decreto del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 21 gennaio 2000

Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte della società *“Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa”* (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 21 del 27 gennaio 2000)

Direttiva del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 21 gennaio 2000

Direttive per la società *“Gestore della rete di trasmissione nazionale”* di cui all’articolo 3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 21 del 27 gennaio 2000)

Decreto del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 7 agosto 2000

Ulteriori direttive per la società *“Gestore della rete di trasmissione nazionale”* (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 214 del 13 settembre 2000)

Decreto del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 17 luglio 2000



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Concessione alla società "Gestore della rete di trasmissione nazionale" delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 178 del 1° agosto 2000)

Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 22 dicembre 2000

Approvazione della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (pubblicato in Supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 15 del 19 gennaio 2001)

Norme relative alla RTN

Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 25 giugno 1999

Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale (pubblicato in Supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 151 del 30 giugno 1999)

Decreto 23 dicembre 2002

Ampliamento della rete di trasmissione nazionale

Norme relative ai "CIP 6"

Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 21 novembre 2000

Cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel Spa al GRTN Spa (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 280 del 30 novembre 2000), come integrato e modificato dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 10 dicembre 2001 (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 291 del 15 dicembre 2001)

Norme relative agli oneri generali del sistema elettrico

Testo coordinato del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25

Ripubblicazione del testo del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, coordinato con la legge di conversione 17 aprile 2003, n. 83, recante: "*Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e di realizzazione, potenziamento, utilizzazione e ambientalizzazione di impianti termoelettrici*", corredato delle relative note.

(pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 92 del 19 aprile 2003)

Fonti rinnovabili

Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 11 novembre 1999



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Direttive per l'attuazione delle norme su energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 292 del 14 dicembre 1999)

Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 18 marzo 2002
Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, 11 novembre 1999, concernente "direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 71 del 25 marzo 2002)

Decreto 14 marzo 2003
Ministero delle Attività Produttive. Attivazione del mercato elettrico, limitatamente alla contrattazione dei certificati verdi (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 65 del 19 marzo 2003)

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (pubblicato in Supplemento ordinario n. 17 della *Gazzetta Ufficiale* n. 25 del 31 gennaio 2004)

Norme relative alle infrastrutture e alle espropriazioni

Legge 21 dicembre 2001, n. 443
Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 299 del 27 dicembre 2001, Supplemento ordinario, n. 279 in vigore dall'11 gennaio 2002)

Deliberazione CIPE 21 dicembre 2001
Legge obiettivo: 1° Programma delle infrastrutture strategiche (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale*, Supplemento ordinario, n. 68 del 21 marzo 2002)

Decreto Legislativo 20 agosto 2002, n. 190
Attuazione della legge 21 dicembre 2001, n. 443, per la realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 199 del 26 agosto 2002, Supplemento Ordinario, n. 174)

DPR 8 giugno 2001, n. 327
"Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità - Testo A" (pubblicato Supplemento ordinario n. 211, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 189 del 16 agosto 2001)



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Norme relative ai campi elettromagnetici

Legge 22 febbraio 2001, n. 36

Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 55 del 7 marzo 2001)

DPCM 8 luglio 2003

Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 200 del 29 agosto 2003)

Norme relative alla sicurezza

Legge 9 aprile 2002, n. 55

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 84 del 10 aprile 2002)

Decreto Legge 3 luglio 2003, n. 158

Disposizioni urgenti per garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza (approvato dal Consiglio dei Ministri del 3 luglio 2003 - pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* del 4 luglio 2003, n.153)

Legge 27 ottobre 2003, n. 290

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delega al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 251 del 28 ottobre 2003). Testo coordinato del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239 (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 251 del 28 ottobre 2003)

Decreto 25 giugno 2003

Ministero delle Attività Produttive *“Direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per la realizzazione di un’azione di verifica sulla potenza di produzione di energia elettrica, sia nel breve sia nel medio periodo”* (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 152 del 3 luglio 2003)



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Norme relative al mercato elettrico

Legge 5 marzo 2001, n. 57

Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati: articolo 10 *"Interpretazione autentica dell'articolo 14, commi 3 e 4, del decreto-legge n. 333 del 1992, convertito, con modificazioni, dalla legge 359 del 1992. Norme sulla cessione di energia elettrica"* (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 66 del 20 marzo 2001)

Legge 12 dicembre 2002, n. 273

Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza: articolo 35 *"Disposizioni in materia di importazione e fornitura di energia elettrica"* (pubblicata in Supplemento ordinario n. 230 della *Gazzetta Ufficiale* n. 293 del 14 dicembre 2002)

Decreto 19 dicembre 2003

Assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico ai sensi dell'articolo 4, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e direttive alla medesima società (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 301 del 30 dicembre 2003)

Decreto 19 dicembre 2003

Approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico. Assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico Spa relativamente al mercato elettrico (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 301 del 30 dicembre 2003)

Decreto Legislativo 19 dicembre 2003, n. 379

Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica (pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 14 del 19 gennaio 2004)

Delibere

Delibera n. 317/01

Adozione di condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e di direttiva in materia di facoltà di recesso dai contratti di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il 1° febbraio 2002 ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01. *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 37 del 13 febbraio 2002)

Delibera n. 118/03 - Allegato A

Determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali il cui prelievo non viene trattato su base oraria (*"load profilino"*) e definizione di obblighi informativi degli esercenti



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



Delibera n. 48/04

Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04 (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il 27 marzo 2004, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01)

Delibera n. 50/02

Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il 28 marzo 2002, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01. *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 84 del 10 aprile 2002)

Delibera n. 5/04

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il 31 gennaio 2004, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01)

Delibera n. 151/02

Riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, a seguito della realizzazione di nuove infrastrutture di rete (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it l'8 agosto 2002, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01. *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 196 del 22 agosto 2002)

Delibera n. 230/02

Integrazione delle disposizioni in materia di riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il 27 dicembre 2002 ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01. *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 13 del 17 gennaio 2003)

Delibera n. 117/03

Adozione di misure urgenti in materia di riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero (pubblicata sul sito www.autorita.energia.it il



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle



17 ottobre 2003, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01. *Gazzetta Ufficiale* n. 252 del 29 ottobre 2003)

Altro

Regolamento (CE) N. 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

Regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. (Testo rilevante ai fini del SEE, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea del 15 luglio 2003, Atti per i quali la pubblicazione è una condizione di applicabilità)

Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga la direttiva 96/92/CE (pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea IT del 15 luglio 2003)

Legge 14 novembre 1995, n. 481

Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità (pubblicata in Supplemento n. 136, alla *Gazzetta Ufficiale* n. 270 del 18 novembre 1995)

Legge 24 aprile 1998, n. 128

Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dalla appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee: articolo 36 "Norme per il mercato dell'energia elettrica" (pubblicata in Supplemento ordinario n. 88/L alla *Gazzetta Ufficiale* n. 104 del 7 maggio 1998)



Centrale termoelettrica
di Porto Tolle

