

IMPATTO AMBIENTALE CAUSATO DALLA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

III. Le prospettive nel campo della produzione di energia elettrica

di Marco CALDIROLI e Luigi MARA

Il fabbisogno attuale di energia elettrica richiesto dalla rete nazionale è di circa 311.000 MWh (2002) o 321.000 MWh (2003) annui (1); in linea teorica, se potessimo "mettere in produzione" (per un tempo corrispondente al fabbisogno) in modo costante gli impianti per soddisfare tale bisogno, tenuto conto delle fermate per manutenzione, avremmo bisogno di un parco impiantistico con una potenza netta installata di circa 45.000 MW. Il parco di generazione attuale (anno 2003) ha una potenza netta installata di 78.249 MWe; appare pertanto sovrabbondante rispetto al fabbisogno produttivo, fatti salvi alcuni problemi relativi alle linee di trasmissione rispetto alla distanza degli impianti dai punti di consumo che, come è noto, determinano alcuni scompensi (non è pensabile che il deficit produttivo della Lombardia venga compensato con il surplus produttivo della Puglia, sia per le inevitabili perdite nella trasmissione dell'energia elettrica che per problemi di capacità e funzionamento della rete di trasmissione). L'energia elettrica non è però una "merce" che può essere prodotta e "immagazzinata" per essere poi consumata alla domanda, ma deve essere disponibile puntualmente alla richiesta della rete ovvero degli utenti e il parco produttivo deve essere in grado, su tutto il territorio, di rispondere *in tempo reale* alle variazioni, anche istantanee del fabbisogno dei consumatori finali (anche se tali consumi

elettrici possono e debbono essere indirizzati su tutto l'arco delle 24 ore, attraverso una intelligente politica tariffaria, non solo per il settore residenziale, cosa di là da venire nel nostro paese ove siamo ai primi balbettii).

Negli ultimi anni si è assistito non solo ad un incremento dei consumi, come già detto, ma anche ad un incremento delle *punte* di richiesta, nonché ad un fenomeno che consiste in una "doppia" punta : alla usuale punta invernale connessa con le condizioni meteorologiche rigide, si è associata una punta estiva connessa alle opposte condizioni meteorologiche (e dunque all'utilizzo massiccio e sempre più esteso di impianti di condizionamento/climatizzazione degli ambienti).

Le nuove *punte storiche* di domanda sulla rete elettrica nazionale corrispondono oggi a un valore della potenza di 53.600 MWe (16 dicembre 2004) e di 53.500 MWe (23 luglio 2004).

Ciò che appare dotato di maggiore valenza, per evitare situazioni critiche puntuali, è il dato della effettiva disponibilità produttiva rispetto al livello di consumo di punta.

Secondo il GRTN la reale disponibilità produttiva del parco centrali è attualmente stimata in soli 49.700 MWe, corrispondente al 63,5 % della potenza installata, pari a 78.249,5 MWe (v. Tabella 1).

In altri termini, con un così basso tas-

so di utilizzo degli impianti (63,5 %, che con una appropriata gestione potrebbe essere tranquillamente elevato a un valore dell' 80 %), ovvero a fronte di una così bassa produzione elettrica (anno 2003), mancherebbero all'appello circa 28.550 MWe !

Si noti che questa differenza si è acuita nel tempo, come mostra la Tabella 1 che segue. Non solo, per coprire le "punte" si importano 6.300 MW, divenuti 7.150 MW con l'apertura del nuovo elettrodotto San Fiorano-Robbia, tra Lombardia e Svizzera, inaugurato a metà gennaio 2005, e con previsione di ulteriori incrementi con le nuove linee internazionali Cordi-gnano-Linz (con l'Austria, da 800 MW) e Udine-Okroglo (con la Slovenia, da 1.500 MW) funzionali anche alla espansione dell'ENEL nell'est europeo per "sfuggire" ai limiti produttivi presenti in Italia cui abbiamo già accennato (se ambientalisti, verdi e democratici non usciranno dal letargo, tali stati potranno divenire il varco per una ripresa "indiretta" di un programma elettro-nucleare italiano).

Questi dati, fra l'altro, evidenziano :

- a) la pessima gestione delle centrali (a tacere in molti casi della loro obsolescenza tecnologica) : 49.700 MWe di potenza disponibile alla punta a fronte di una capacità di potenza produttiva di 78.249,5 MWe (- 36,5 %);
- b) l'anzidetta pessima gestione determina l'artificiosa necessità di importare gli attuali 6.300 MW;
- c) l'importazione di energia elettrica consente ai gestori di lucrare sulla differenza tra il prezzo (più alto) di vendita del kWh e il prezzo (inferiore) di acquisto all'estero.

Le motivazioni addotte dal GRTN (v. Annuario GRTN 2003, p. 33, confermate anche nell'Annuario 2004) per l'indisponibilità delle diverse categorie di impianti di generazione sono, in sintesi le seguenti:

- l'indisponibilità (sostanzialmente costante per gli anni considerati) di 7.000 MWe di potenza dagli im-

pianti idroelettrici sarebbe da "ricondere essenzialmente a motivi di carattere idrologico che si presentano sistematicamente nel periodo invernale oltre che per avarie o limitazioni per cause esterne"; in altri termini, come è facilmente comprensibile, la produzione di energia idroelettrica è diretta funzione della portata d'acqua disponibile (inferiore d'inverno);

- l'indisponibilità (incrementata tra il 2000 e il 2003) produttiva di circa 20.000 MWe dagli impianti termoelettrici viene così motivata :
 - "cause non programmabili" degli impianti di sola produzione elettrica per circa il 15 % (5.400 MWe);
 - "cause non programmabili" degli impianti di produzione elettrica e termica (impianti di cogenerazione) per circa il 50 % (5.200 MWe);
 - "arresti di lunga durata, ripotenziamenti, mancate autorizzazioni" (per 5.800 MWe);
 - "potenza censita non più operativa" per 3.600 MWe.

Inoltre il GRTN segnala la discontinuità della fonte primaria rinnovabile (il vento): "si considera di norma una potenza disponibile alla punta pari al 25 % della potenza installata" (ovvero una indisponibilità di 582 MWe).

A tale proposito va segnalato che nell'ambito della inchiesta parlamentare sull'energia svoltasi nel 2002 (2), i rappresentanti dell'ENEL hanno contestato i dati del GRTN valutando che "nel 2000 si è riscontrato ancora un valore di riserva prossimo al 25 per cento (una "riserva" del 15 % viene considerata come sufficiente, ndr), un dato largamente superiore a quello di gran parte degli altri paesi aperti alla competizione. Riteniamo quindi che il livello di capacità installata sia sufficiente a garantire la sicurezza del sistema e la continuità del servizio e che, pur considerando l'aumento della richiesta degli ultimi mesi e quella prevista nei prossimi anni, un modesto incremento della capacità sia suf-

ficiente a sostenere la domanda elettrica del paese per i prossimi anni", lamentando inoltre che "Già oggi le nostre centrali vengono utilizzate in misura largamente inferiore alla loro potenzialità", a causa dei meccanismi di incentivazione (CIP 6/92 e, più recentemente, i "certificati verdi") che danno precedenza al dispacciamento dell'energia prodotta da tali impianti con "fonti rinnovabili" (su cui ritorneremo in un altro articolo sulla rivista). I rappresentanti dell'ENEL, sempre in tale audizione, evidenziavano che "Analizzando i dati dell'ultimo decennio, è evidente come, a fronte della crescita di produzione di operatori terzi incentivati, corrisponda un progressivo decremento delle ore di funzionamento degli impianti ENEL". In altri termini, secondo l'ENEL - (fatte salve le problematiche derivanti dagli impianti più vecchi ovvero obsoleti nonché quelle insite nella rete di trasmissione) - il deficit produttivo ovvero, come già detto, l'artificiosa necessità di importare una ingente quota di energia elettrica, sarebbe dovuta non a motivi di ordine tecnico (data la disponibilità di impianti in grado di produrre energia) ma a motivi "commerciali", o meglio di speculazioni fra il prezzo inferiore dell'energia elettrica importata rispetto a quella venduta a prezzo superiore nel mercato italiano (si tratta delle motivazioni che stanno alla base del black-out notturno del 28 settembre 2003; vedi Tabella 1).

Una situazione del genere è rappresentata dal caso emblematico della Lombardia: nella prima versione del Piano Energetico Regionale si trovano

precise conferme in tal senso. Infatti, la relazione sugli impianti termoelettrici evidenzia che nel 2000 la produzione reale dei 150 impianti lombardi è stata determinata dal loro funzionamento medio pari a 3.750 ore/anno rispetto alle-potenziari-8.760 ore annue. Insomma, nell'arco dell'anno gli impianti sono stati tenuti in marcia solo per il 42,8 % del tempo disponibile! Una vergogna economico/gestionale e sociale. Inoltre, questi impianti (per lo più centrali termoelettriche ancora ENEL) sono stati tenuti fermi per la metà del loro possibile tempo tecnico di funzionamento (7.500 ore/anno, secondo i più recenti progetti delle centrali).

A ennesima riprova, si ricorda che le motivazioni di tale "mancata produzione" - indicate nel Piano Energetico Regionale della Lombardia - sono proprio ricondotte a "motivi commerciali" (3). Queste motivazioni possono venir correlate da un lato alla vigenza di contratti pluriennali (fino al 2006) stilati a suo tempo dall'ENEL con partner esteri (attualmente con costi inferiori rispetto a quelli produttivi nostrani), e facendo ricorso alla normativa delle "fonti rinnovabili" (e "assimilate") relativa alla "precedenza di dispacciamento" dell'energia elettrica prodotta con tali fonti.

Dati analoghi sono forniti dal GRTN e dall'ENEA (v. ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2004, p. 311) ove, al 2002, si indica un funzionamento a potenza efficiente degli impianti termoelettrici, pari a 4.041 ore/anno (peraltro in aumento rispetto alle 3.862 ore/anno del 2002), con variazioni tra regione e regione anche con-

Tabella 1. Potenza efficiente netta degli impianti elettrici di generazione e potenza media disponibile ai consumi di punta, negli anni 2000, 2002 e 2003 (dati espressi in MWe).

Tipologia degli impianti di produzione	Totale potenza netta installata nel 2000 (a)	Totale potenza disponibile nel 2000 (a)	Totale potenza netta installata nel 2002 (b)	Totale potenza disponibile nel 2002 (b)	Totale potenza netta installata nel 2003 (c)	Totale potenza disponibile nel 2003 (c)
Idroelettrici	20.346	13.400	20.514,0	13.450	20.660,3	13.450
Termoelettrici	54.198	39.400	55.279,2	35.300	56.046,7	35.500
Geotermoelettrici	590	500	665,5	550	665,5	550
Eolici e fotovoltaici	369	100	782,5	200	877,0	200
Totali	75.503	53.400	77.241,2	49.500	78.249,5	49.700

Fonte : GRTN a) dati al 31.12.2000, Annuario GRTN 2001; b) dati al 31.12.2002, Annuario GRTN 2003; dati riportati anche nella "Relazione tecnica consegnata dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'impatto ambientale delle raffinerie e delle centrali elettriche", Atti della 13° Commissione Parlamentare, 17.03.2004; c) dati al 31.12.2003, Annuario GRTN 2004.

sistenti (per citare gli estremi: Campania, 1.850 ore/anno e Abruzzo, 5.748 ore/anno).

Secondo il GRTN, nel 2002, il grado di utilizzazione (ovvero il rapporto tra ore di effettivo funzionamento della potenza efficiente dell'impianto e le ore dell'anno) delle centrali termoelettriche e idroelettriche è illustrato nella seguente Tabella 2.

Inoltre, i dati della Tabella 1 evidenziano un paradosso: tra il 2000 e il 2003 sono stati realizzati impianti, con un incremento di potenza netta installata del 3,5 % ma, nello stesso periodo, è diminuita la potenza disponibile di ben il 6,9 %!

Le fonti di questi dati sono governative (4) e, ancora una volta, evidenziano la pessima gestione del comparto elettrico. Il settore peggio gestito è quello delle centrali termoelettriche tradizionali (dove la forbice tra capacità installata ed energia elettrica disponibile è maggiore), interessato da programmi di ristrutturazione/ripotenziamento attuati soprattutto dopo la vendita dall'ENEL ai diversi gruppi privati.

Non va poi taciuto che l'ENEL era a conoscenza, almeno dal 1996, delle direttive europee e delle modalità applicative italiane e, strumentalmente, ha ridotto al minimo ogni nuova realizzazione, così come ogni intervento manutentivo/migliorativo delle proprie centrali; un ritardo negli interventi che viene oggi presentato come "obsolescenza" degli impianti termoelettrici "tradizionali": argomento ora sbandierato dai responsabili di tale scellerata politica (governo, ENEL e Confindustria) per chiedere consistenti incrementi produttivi e la realizzazione di nuove centrali.

Va comunque sottolineato che, anche

nel "libero mercato", se il "parco" generativo è sottoutilizzato (v. Tabella 1) e non produce energia a sufficienza, il primo intervento che una autorità e/o un proprietario dovrebbe mettere in campo è quello di una profonda modifica organizzativa-gestionale congiuntamente ad efficaci interventi di ammodernamento degli impianti esistenti per incrementare la loro capacità produttiva (disponibilità) e la loro produttività (aumentando il rendimento nella conversione del combustibile utilizzato), anche per rispettare le scadenze delle normative ambientali dei prossimi anni (5).

Il Governo prevede per il 2010 un incremento dei consumi di energia elettrica per 72.000 GWh (crescita della domanda pari al 2,5 % annuo); per far fronte ai consumi previsti, si prevede: una produzione aggiuntiva di circa 22.000 GWh attraverso l'incremento del rendimento delle centrali termoelettriche (dal 40 al 57 %) per effetto delle trasformazioni a ciclo combinato a gas naturale e 50.000 GWh derivanti da nuovi impianti; *"la potenza complessiva delle nuove centrali da installare potrebbe essere pari a circa 10.000 MWe. Ulteriori 4-5.000 MWe di nuove centrali potrebbero essere necessari per assicurare un margine della potenza di riserva ed una maggiore sicurezza nelle richieste di potenza alla punta. La copertura del fabbisogno di energia elettrica, con i necessari margini di sicurezza nella disponibilità di potenza potrebbe, dunque, essere assicurata con la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato per 25.000-30.000 MWe, comprensivi delle trasformazioni previste dal gruppo ENEL"* (Enea, Rapporto Energia Ambiente 2003, p. 318).

Tabella 2 . Grado di utilizzazione della potenza efficiente degli impianti termoelettrici e idroelettrici (dati 2002 espressi in MWe)

Impianti	Nessun utilizzo: (impianto fermo)	Inferiore al 10 %	Tra il 10 e il 50 %	Oltre il 50 %	Totale potenza efficiente utilizzata
Termoelettrici	6.887,0	3.308,8	17.020,8	28.062,0	55.278,6
Idroelettrici	227,4	2.144,6	16.436,2	2.488,4	21.296,6
Totale	[*] 7.114,4	5.453,4	33.457,0	30.550,4	76.575,2
% sul totale	9,29%	7,12%	43,69%	39,90%	

[*] Impianti, per complessivi 3.565 MWe dichiarati in arresto di lunga durata.
Fonte : Annuario GRTN 2003.


Tabella 3.a) - Interventi autorizzati e/o progettati al giugno 2004 sulle centrali termoelettriche esistenti

Società proponente	Stato preesistente dell'impianto	Comune Provincia	Stato finale previsto dell'impianto	Aumento (o riduzione) di Potenza efficiente (MWe)	Note
Enel Produzione	4 sezioni a olio combustibile ripotenziare nel 1995 con sezioni turbogas a gas e a gasolio per complessivi 1.736 MWe	Rossano Calabro (CS)	I. n. d.	200	Trasformazione a ciclo combinato
Eurogen (ora Edipower)	2 unità da 330 MWe, ognuna a olio e gas (660MWe totali]	Piacenza (PC)	Introduzione di due unità a gas naturale ognuna da 250 MWe	130	Trasformazione a ciclo combinato degli impianti
Sarmato Energia	Una unità a gas naturale da 135 MWe	Sarmato (PC)	Una unità a ciclo combinato a gas naturale da 182 MWe	47	Ripotenziamento dell'impianto esistente
Enel Produzione	4 unità ad olio combustibile ognuna da 320 MWe (1.280 MWe totali)	La Casella (PC)	Trasformazione di una unità a ciclo combinato a gas naturale	80	Ripotenziamento dell'impianto esistente, 4° gruppo
Elettra	Unità a gas di recupero da impianti siderurgici per complessivi 298 MWt	Servola (TS)	Introduzione di unità a ciclo combinato con gas di recupero da impianti siderurgici (380 MWt pari a 200 MWe)	30	Potenza aggiuntiva all'impianto esistente
Interpower (ora Tirreno Power)	4 unità a olio combustibile e gas per complessivi 1.140 MWe	Torrevaldaliga Sud Civitavecchia (RM)	4 nuove unità a ciclo combinato a gas naturale	100	Trasformazione a ciclo combinato degli impianti
Enel Produzione	4 unità a vapore da 660 MWe ognuna a olio combustibile (2.640 MWe totali)	Torrevaldaliga Nord Civitavecchia (RM)	3 unità a carbone da 660 MWe ognuna (1.980 MWe totali)	-660	Trasformazione per l'alimentazione a carbone degli impianti esistenti a olio
Tirreno Power	2 unità da 320 MWe ognuna a carbone	Vado Ligure (SV)	2 nuove unità a ciclo combinato a gas naturale	-	Trasformazione a ciclo combinato degli impianti
Endesa Italia	4 gruppi da 320 MWe ognuno a gas e a olio combustibile (1.280 MWe complessivi)	Tavazzano (LO)	Trasformazione di due gruppi a ciclo combinato a gas con passaggio della centrale a 1.800 MWe	520	Trasformazione di due gruppi di impianti a ciclo combinato
AEM Milano	2 unità a gas per 230 MWe e una unità a olio combustibile per 320 MWe (complessivi 550 MWe)	Cassano d'Adda (MI)	Trasformazione della unità ad olio, a gas, e due nuove unità a gas (complessivi 1.008 MWe)	458	Autorizzati interventi per 80 MWe gli altri interventi hanno avuto la VIA favorevole
Elettrogen (ora Endesa)	4 gruppi da 330 MWe ognuno alimentato a olio combustibile e gas (complessivi 1.320 MWe)	Ostiglia (MN)	Trasformazione di 3 gruppi a ciclo combinato a gas da 400 MWe ognuna, un gruppo rimane invariato (1.530 MWe totali)	210	Trasformazione di tre gruppi di impianti a ciclo combinato

(Segue)



(Continua Tabella 3.a)

Eurogen (ora Edipower)	4 unità da 320 MWe ognuna a olio combustibile gas (1.210 MWe totali)	Sermide (MN)	Potenziamento di una unità e sostituzione di una unità con un nuovo gruppo a gas da 769 MWe (complessivi 1.780 MWe)	570	Trasformazione a ciclo combinato degli impianti
Eurogen (ora Edipower)	6 sezioni, di cui una a tuibogas da 30 MW, per una potenza lorda di 583 MWe	Chivasso (TO)	Inserimento di 3 nuove unità a gas naturale da 250 MWe ognuna (totale 1.144 MWe)	561	Trasformazione a ciclo combinato degli impianti
Enel Produzione	A sezioni a carbone e olio per complessivi 720 Mwe	Centrale Sulcis - Vesme (CA)	Modifica di due sezioni con tecnologia a letto fluido	-200	Modifica di una sola sezione dell' impianto esistente
ACEA	3 unità a gas naturale per complessivi 145 MWe	TordiVaUe Roma	I. n. d.	60	Potenziamento degli impianti GSistGItf
Endesa Italia	Gruppi 1 e 2 a olio /carbone da 165 e 171 MWe; Gruppi 3 e 4 a olio da 320 MWe e ognuno (totale 976 MWe)	Monfalcone (GO)	Trasformazione di un gruppo a olio ad alimen- tazione a carbone	=	Trasformazione degli impianti per la loro ali- mentazione a carbone
Energheia		Pioltello (MI)	I. n. d.	233	Ristrutturazione deirimpianto esistente
Edipower	2 unità ognuna da 320 MWe e 4 unità ciascuna da 160 MWe (totale 1.280) ad olio combustibile	Milazzo S. Filippo Mela (ME)	I. n. d.	I. n. d.	Ristrutturazione deirimpianto esistente
Edipower	4 sezioni ognuna da 320 MWe (allo stato è autorizzato il funzio- namento di una sola unità)	Brindisi Nord	Due impianti turbogas ognuno da 260 MWe (assetto finale comples- sivo con due gruppi pre- esistenti 1.410 MWe)	130	Ristrutturazione deirimpianto esistente
Termica Celano	Impianto da 117 Mwe a Impianto da 117 MWe a gas naturale	Celano Celano (AQ)	Intervento di repowering suirimpianto esistente con potenza risultante: 167 MWe	50	
Edipower	4 gruppi a olio combusti- bile connessi con 4 gruppi turbogas per un totale di 1.730 MWe	Turbigo (MI)	Sostituzione dei 4 gruppi turbogas e di due gruppi ad olio combustibile con assetto finale paria 1.865 MWe	135	Ristrutturazione complessiva degli impianti
Enel Produzione	2 gruppi da 125 MWe ognuno a olio combu- stibile	Cavriglia (AR)	Modifica di progetto di am- pliamento precedente, con assetto finale, un gruppo turbogas da 390 MWe	140	
TOTALE				2794	
I.n.d. = informazione non definita. Fonte: elaborazione di questi autori dei dati del GRTN e del Ministero delle attività produttive.					

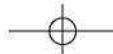
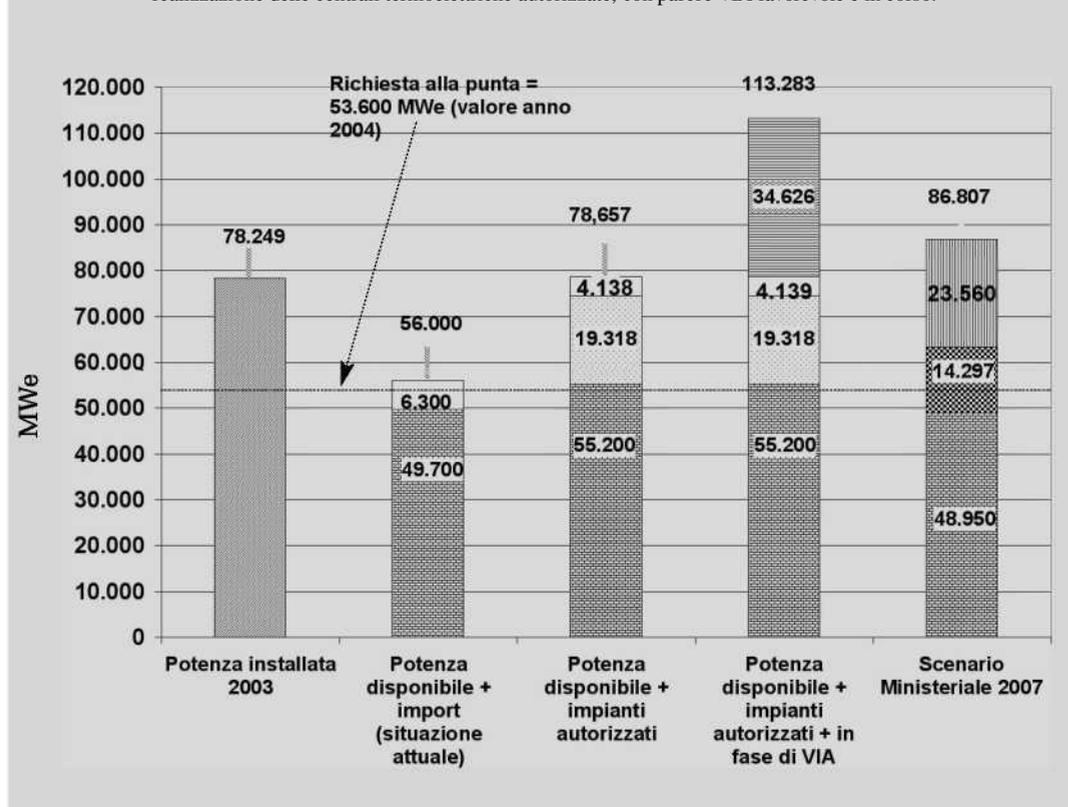


Tabella 3.b). Nuovi impianti termoelettrici autorizzati dal Ministero delle Attività Produttive negli anni 2001-2004 (*)

Società proponente	Anno Autorizzazione	Comune	Provincia	Regione	Potenza (Mwe)
Abruzzo Energia	2004	Gissi	CH	Abruzzo	760
Edison Termoelettrica	2002	Altomonte	CS	Calabria	800
Sitel	2002	Simeri Crichi	CZ	Calabria	800
Edison Termoelettrica	2003	Pianopoli	CZ	Calabria	800
Eurosviluppo Elettrica	2004	Scandale	RC	Calabria	400
Energia Sviluppo	2004	Rizziconi	RC	Calabria	800
Calenia	2004	Sparanise	CE	Campania	800
Sitel	2002	Atella	CE	Campania	780
SET fora Hera e Retia)	2003	Teverola	CE	Campania	400
ENERGY Plus	2004	Salerno	SA	Campania	780
SEF - Enipower	2002	Ferrara	FE	Emilia Romagna	800
Enipower	2002	Ravenna	RA	Emilia Romagna	785
Caffaro Energia	2002	Torviscosa	UD	Friuli	800
ASM + AGSM	2002	Ponti sul Mincio	MN	Lombardia	250
Enipower	2003	Mantova	MN	Lombardia	780
Voghera Energia	2002	Voghera	PV	Lombardia	400
Enipower	2002	Ferrera Erbognone	PV	Lombardia	1.040
Energia	2002	Termoli	CB	Molise	750
Edison Termoelettrica	2002	Settimo Torinese	TO	Piemonte	250
Piemonte Energia	2004	Leinì	TO	Piemonte	380
AEM Torino	2003	Moncalieri	TO	Piemonte	770
E.ON. Italia	2004	Livorno Ferraris	VC	Piemonte	800
Energia	2004	Modugno	BA	Puglia	750
Enipower	2003	Brindisi	BR	Puglia	1.170
Edison Termoelettrica	2002	Candela	FG	Puglia	360
Mirant Italia	2002	San Severo	FG	Puglia	390
Electrabel - Solvay	2004	Rosignano Marittimo	LI	Toscana	400
Mirant Italia	2003	Portogruaro	VE	Veneto	385
Varie	2000-2003	142 autorizzazioni di impianti vari < a 300 MWt			938
TOTALE					19.318

Fonte: Elaborazione di questi autori sulla base di dati del GRIN e del Ministero delle Attività Produttive. (*) Al 11 novembre 2004.

Figura 1. Potenza installata, potenza disponibile (con importazione dall'estero), punta di consumo ed effetti conseguenti alla realizzazione delle centrali termoelettriche autorizzate, con parere VIA favorevole e in corso.



Proviamo a chiarirci le idee, innanzitutto, sulle iniziative in corso (modifiche e ripotenziamenti degli impianti esistenti, nuovi impianti autorizzati, impianti in itinere) alla luce dei cambiamenti normativi introdotti con il Decreto Legge 07.02.2002 n. 7 (Legge 55/2002) (6) che, da un lato ha accelerato i tempi procedurali e dall'altro ha ridotto gli strumenti di "resistenza" locale agendo sia attraverso una centralizzazione decisionale ("*autorizzazione unica*") presso il Ministero delle Attività Produttive (alla faccia del federalismo!), per le centrali di potenza termica immessa superiore a 300 MWt, sia riducendo la valenza della procedura per il giudizio di "*compatibilità ambientale*" (invenzione italiana, da non confondere con il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale previsto dalle direttive europee); il tutto fino al 31.12.2003. Dopo la levata di scudi delle regioni (per la riduzione/sottrazione di competenze in materia), è stato raggiunto un "*compromesso*" nella Conferenza Unificata Stato-Regioni del 5.09.2002, con un accordo tra i diversi enti che ha solo scalfito l'impostazione centralistica - e i poteri ministeriali - della Legge 55/2002.

La proposta di legge recentemente approvata (L. n. 239 del 23 agosto 2004) pur risolvendo una parte dei conflitti tra stato e regioni (con qualche concessione a queste ultime), mantiene il sistema della *autorizzazione unica* anzidetto.

In tema di costruzione di nuove cen-

trali, va ancora evidenziato che la strategia che prevede un'ampia "*riserva*" impiantistica per fronteggiare le domande di energia elettrica di punta si pone in contrasto con la liberalizzazione del settore: quali sarebbero i gestori che accetterebbero l'idea di realizzare impianti da utilizzare poche ore l'anno?

Infatti, una simile scelta (disponibilità di un'ampia "*riserva*" impiantistica) potrebbe venir "*sopportata*" da un ente o da una società pubblica ma, come noto, anche l'ENEL è stato privatizzato; comunque il problema resta.

Nelle tabelle 3.a), 3.b), 3.c) e 3.d) si presentano rispettivamente gli impianti attualmente in fase di ristrutturazione, i nuovi progetti autorizzati dal Ministero dell'Ambiente, i progetti con parere V.I.A. favorevole del Ministero dell'Ambiente, e quelli ancora in fase di procedura di compatibilità ambientale. La situazione presentata rappresenta, con buona approssimazione, la situazione a fine anno 2004. Si ricorda che si tratta di una realtà estremamente fluida, soggetta alle modifiche per i nuovi progetti presentati nel frattempo. Nella Figura 1, facendo riferimento alla domanda di energia elettrica di "*punta*" (53.600 MWe), si è teso a visualizzare l'effetto degli interventi illustrati.

Dalla Figura 1 si evince quanto segue:

- la "*potenza installata 2003*" corrisponde a quella del parco di generazione elettrica complessiva (v. Tabella 1);
- la colonna dell'istogramma relativa

Tabella 3.c) - Progetti di centrali termoelettriche presentati al Ministero delle Attività Produttive che, ad oggi, dispongono di parere favorevole della Commissione VIA ministeriale

<i>Società</i>	<i>Comune</i>	<i>Provincia</i>	<i>Regione</i>	<i>Potenza in MWe</i>
Italgas SpA	Villa di Serio	BG	Lombardia	190
Dalmine Tenaris	Dalmine	BG	Lombardia	120
AEM	Cassano d'Adda	MI	Lombardia	378
Energia	Aprilia	LT	Lazio	750
E.ON Italia	Guidonia Montecelio	RM	Lazio	800
Ansaldo Energia	Paduli	BN	Campania	746
Calabria Energia	San Ferdinando	RC	Calabria	400
Energia	Pisticci	MT	Basilicata	750
Totale				4.134

Fonte: Elaborazione di questi autori sulla base di dati del GRITN e del Ministero delle Attività Produttive.

alla "potenza disponibile + import" corrisponde alla situazione attuale dichiarata dal GRTN, ovvero una potenza disponibile pari ai 49.700 MW, più un valore di potenza di

importazione fino a 6.200 MW (rammentiamo che da gennaio 2005 il valore della energia elettrica importabile è salito a 7.150 MW), per garantire, con una ridotta capa-

Tabella 3.d) - Progetti di centrali termoelettriche presentati al Ministero delle Attività Produttive per i quali, ad oggi (novembre 2004), sono in corso i procedimenti presso la Commissione VIA Ministeriale

Società proponente	Comune	Provincia	Regione	Potenza MWe
FiatEnergia(*)	Paglieta	CH	Abruzzo	418
Energetica del Trigno	Lentella	CH	Abmzzo	400
Calpine	Salandra	MT	Basilicata	400
Crotone Power	Crotone	KR	Calabria	390
Ansaldo Energia	Melicuccio	RC	Calabria	760
Energia	GioiaTauro	RC	Calabria	840
Mileto Energie	Mileto	VV	Calabria	800
Global Energy	Cervinara	AV	Campania	400
Luminosa	Benevento	BN	Campania	400
Energia	Marcianise	CE	Campania	375
Ecofuture	Presenzano	CE	Campania	400
Tirreno Power	Napoli	NA	Campania	400
Edison (*)	Acerra	NA	Campania	760
ATEL	Forlì	FO	Emilia Romagna	800
Mirant Italia	Bentivoglio	BO	Emilia Romagna	770
HERA	Coriano	RN	Emilia Romagna	230
AMPS[*]	Parma	PR	Emilia Romagna	373
Udine Energia (*)	Udine	UD	Friuli	400
Endesa Italia	Monfalcone	GO	Friuli	Ln.d.
				(trasformazione a carbone)
Edison	Piedimonte S. Germano	FR	Lazio	400
Ceprano Energia (*)	Ceprano	FR	Lazio	400
Pontinia Power	Pontinia	LT	Lazio	400
Aprilia Sviluppo (*)	Aprilia	LT	Lazio	800
Edison (*)	Colleferro	RM	Lazio	846
Pomezia Energia	Pomezia	RM	Lazio	400
Roma Energia	Roma	RM	Lazio	800
Velletri Energia (*)	Velletri	RM	Lazio	400
Arcola Energia (*)	Arcola	SP	Liguria	800
ItalianaCoke(*)	Cairo Montenotte	SV	Liguria	960
Enipower	Cengio	SV	Liguria	390
ATEL	Stezzano	BG	Lombardia	400
Energy	Filago	BG	Lombardia	800
Ansaldo-ASM	Offlaga	BS	Lombardia	760
West Energy (*)	Costa Volpino			
	/Pisogne	BG/BS	Lombardia	400
Centrale Orobica	Treviglio	BG	Lombardia	400
SEB	Calvisano	BS	Lombardia	400
SLE	Mairano	BS	Lombardia	400
AEM Cremona	Spinadesco	CR	Lombardia	380
Energia	Cremona	CR	Lombardia	380
Energia	Turano/Bertonico	LO	Lombardia	750
Raffineria IES	Mantova	MN	Lombardia	144
Edison	Casei Gerola	PV	Lombardia	758
Union Power	Parona	PV	Lombardia	400
Tecnoplan (*)	Gagliole	MC	Marche	370
Tecnoplan (*)	San Severino Marche	MC	Marche	370
Acea - Electrabel	Montenero di Bisaccia	CB	Molise	400
Horizon	di Bisaccia	CB	Molise	400
Ansaldo Energia (*)	Venafro	IS	Molise	750
Molisenergy	Venafro	IS	Molise	780
Edison (*)	Crescentino	VC	Piemonte	400
Ansaldo Energia	Alessandria	AL	Piemonte	760
Morano Energia	Morano sul Po	AL	Piemonte	800

(Segue)

(Continua Tabella 3.d)

Electrabel(*)	Novi Ligure	AL	Piemonte	400
AXEL	Magliano Alpi	CN	Piemonte	1.100
Elettra GLL	Settimo Torinese	TO	Piemonte	400
Foggia Energia	Foggia	FG	Puglia	400
Edison (*)	Foggia	FG	Puglia	872
Italgen (*)	Troia	FG	Puglia	400
Italgen	Carrara	MS	Toscana	250
Terni Soc, per l'Ind. e l'Elett	Narni	TR	Umbria	800
West Energy	Loreo	RO	Veneto	800
Elettra GLL	Cona	VE	Veneto	770
Adige Energia	Ronco all'Adige	VR	Veneto	760
Euganea Energia	Montecchio Mag.re	VI	Veneto	760
Totale				34.626

(*) Progetto con procedura di VIA sospesa su richiesta del proponente o non avviata per carenza di documentazione.
Fonte: Elaborazione degli autori sulla base di dati del GRIN e del Ministero delle Attività Produttive.

cità di "riserva", il soddisfacimento delle richieste di punta (fatte salve situazioni critiche locali);

- c) la colonna dell'istogramma relativa alla "potenza disponibile + impianti autorizzati" mostra la situazione che si verrebbe a creare con il completamento degli interventi sugli impianti esistenti, più i nuovi impianti autorizzati, più quelli che dispongono di parere favorevole per la compatibilità ambientale. Relativamente alla "potenza disponibile" si sono incorporati gli effetti delle ristrutturazioni degli impianti effettuate e in corso (v. Tabella 3.a). Va ancora precisato che, in modo conservativo, si è attribuito per questi impianti ristrutturati (quindi i soli impianti termoelettrici tradizionali) e in parte potenziati, una indisponibilità del 10 %, mentre la letteratura indica per repowering impiantistici, una indisponibilità del 5%. Abbiamo stimato che tali iniziative consentiranno un incremento della disponibilità di potenza da 49.700 MWe a almeno 55.200 MWe; in altri termini, raggiungendo quasi il livello di punta della richiesta della rete al 2003 ovvero con il valore di importazione di energia elettrica dall' estero equivalente ad una "riserva di potenza" nelle condizioni più sfavorevoli di richiesta (in questa colonna non abbiamo riportato il valore della potenza di import mentre abbiamo distinto i nuovi impianti autorizzati dal Ministero - per 19.138 MWe - e quelli allo stato con parere di compatibilità ambientale favorevole, per 4.134 MWe);
- d) la colonna dell'istogramma relativa alla "potenza disponibile + impianti autorizzati + in fase di VIA" mostra la situazione che si verrebbe a creare con la realizzazione di tutti gli impianti autorizzati, quelli con parere favorevole di compatibilità ambientale alla data odierna, e quelli in fase di procedura; ivi compresi quelli ristrutturati (v. paragrafo precedente), mentre non è computato il valore di potenza dei MW importati;
- e) la colonna dell'istogramma relativa alla "scenario ministeriale 2007", tiene conto di quanto affermato recentemente dal Ministero dell' Ambiente (7): i 55.200 MWe risultanti dalle ristrutturazioni in corso o già completate, nonché le "centrali autorizzate o in via di autorizzazione ... secondo stime del Ministero delle Attività Produttive" tali da portare a una "disponibilità di nuova potenza rispetto all'attuale a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti", di 14.297 MWe ovvero 63.247 MWe, entro il 2007. Va però ricordato che se venissero realizzate, in questo lasso di tempo, anche solo le centrali già autorizzate e quelle con procedura di compatibilità ambientale positiva o in fase avanzata (i dinieghi sono alquanto rari) si dovrebbero aggiungere ulteriori 23.560 MWe (che porterebbero la potenza disponibile a

Tabella 4. Potenza efficiente installata per regione riferita al 2002, potenza efficiente degli impianti termoelettrici; produzione di energia elettrica; deficit e superi tra produzione e consumo, previsioni al 2010, stima delle potenze aggiuntive per il riequilibrio ("autosufficienza" regionale), interventi in atto su impianti esistenti e nuovi progetti

Regione	Totale potenza efficiente lorda tutti gli impianti (2002)	Potenza efficiente lorda impianti termoelettrici (2002)	Produzione di energia lorda elettrica (2002)	Deficit e superi	Proiezione 2010	Potenza aggiuntiva di riequilibrio (*)	Trasformazioni previste a ciclo combinato (*)	Nuovi impianti autorizzati/parere VIA favorevole	Richieste ulteriori impianti in itinere
	MWe	MWe	GWh	GWh	GWh	MWe	MWe	MWe	MWe
Piemonte	5.621.00	2.384.00	14.798	-12.268	27.984	1.821	1.100	2.200	3.460
Valle d'Aosta	845.60	0.50	2.910	1.868	1.208	-258			
Lombardia	13.548.10	7.892.30	32.850	-30.801	77.248	5.521	3.600	3.238	6.250
Trentino Alto Adige	3.116.20	89.10	9.142	3.125	6.766	-573			
Veneto	6.637.20	5.558.60	30.391	73	39.273	1.269		385	2.330
Friuli Venezia Giulia	1.892.30	1.433.10	7.837	-2.000	12.577	787	800	830	400
Liguria	3.710.70	3.638.90	13.688	6.756	7.742	-714	800		2.150
Emilia Romagna	5.155.60	4.541.70	13.543	-12.446	33.242	3.005	2.550	1.712	2.173
Toscana	4.260.70	3.957.30	19.221	-1.642	25.246	841	1.400	400	640
Umbria	1.084.50	575.50	2.965	-2.981	7.378	554	400		
Marche	836.30	620.20	3.136	-4.333	9.521	1.008			740
Lazio	8.375.40	7.972.20	29.730	7.711	26.968	-594	1.200	1.610	4.446
Abruzzo	1.486.80	486.60	4.029	-2.675	8.663	647		760	988
Molise	624.30	512.80	1.132	-359	1.839	95		750	1.150
Campania	3.110.70	1.512.80	2.923	-13.990	18.289	2.153	400	2.726	3.115
Puglia	5.890.40	5.676.00	27.627	10.226	21.604	-422	1.200	2.670	930
Basilicata	457.90	268.50	1.248	-1.535	3.530	-323			1.150
Calabria	2.591.50	1.873.70	6.196	484	5.799	-348	750	3.600	3.552
Sicilia	6.000.30	5.245.00	23.742	3.275	23.167	-37	1.150	155	
Sardegna	3.971.90	3.463.90	13.023	914	13.015	199			
Totali	79.217.40	57.702.70	260.131	-50.598	371.059	14.631	15.350	21.036	33.474

(*) "La potenza di riequilibrio dei deficit regionali è quella che, sulla base di 7.000 ore/anno di funzionamento degli impianti, è in grado di coprire il deficit al 2010; i valori negativi che si ottengono per le Regioni che rimarranno eccedentarie anche al 2010 sono stati calcolati per ottenere il corretto valore di potenza necessaria al riequilibrio del deficit nazionale" (v. Rapporto Energia Ambiente 2003, p. 320, tabella 5.19). I dati relativi ai nuovi impianti autorizzati e a quelli presentati sono una elaborazione di questi autori, sulla base dei dati GRIN, al luglio 2004.

86.807 MWe).
Per poter apprezzare la situazione che caratterizza le diverse regioni, nella Figura 2 si mostra lo stato dei rispettivi deficit e superi di produzione (differenza tra produzione delle centrali e richieste dei consumatori finali nel 2003), mentre nella Tabella 4 si riporta la situazione impiantistica al 2002, i deficit e i superi di produzione per regione, nonché le diverse iniziative in

atto o previste dal lato della offerta di nuova produzione di energia elettrica. Da ultimo vogliamo accennare a una ulteriore conseguenza della scelta di aprire alla realizzazione di nuove centrali termoelettriche, in particolare a gas naturale.

La previsione, principalmente per le necessità delle nuove centrali, e quella di passare da un consumo pari a circa 70 miliardi di metri cubi (mc) di

Figura 2. Deficit e superi di produzione di energia elettrica nel 2003 nelle regioni italiane (dati espressi in GWh)

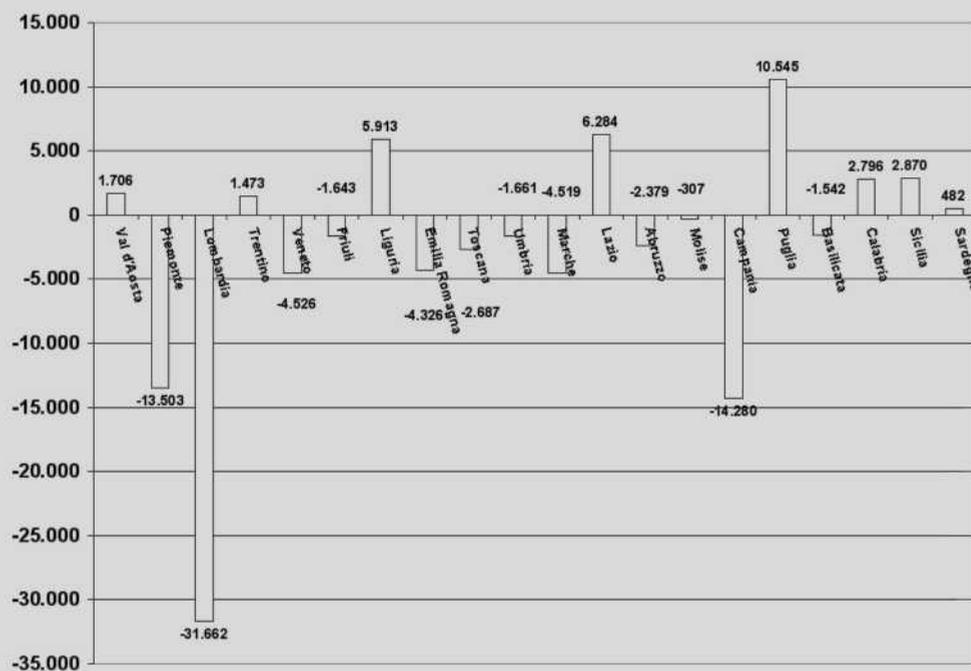


Tabella 5. Proposte di terminali per la rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL)

Località	Tipo impianto	Società	Capacità (miliardi di mc standard/anno di gas naturale)
Brindisi	Onshore	British Gas-Enel	4 - 8
Rovigo (1)	Offshore	Edison	4 - 6
Rosignano (LI) (2)	Onshore	Edison-BP-Solvay	3
Livorno (3)	Onboard	Cross Energy -OLT	3
Corigliano Calabro (CS)	Onshore	Cross Energy	8
Lamezia Terme (CZ)	Onshore	Cross Energy	8
Trieste	Onboard	Cross Energy	2
Taranto	Onshore	Enel	5 - 9
Vado Liguie (SV)	Onshore	Enel	5
Muggia (TS)	Onshore	Enel	4
Totale			45-55
In attività			
Panigaglia (SP)	Onshore	SNAM	3,5

Legenda

- Onshore : a terra, strutture portuali.

- Offshore : al largo delle coste con strutture ancorate al fondale marino.

- Onboard : strutture off-shore ma non ancorate al fondale marino, su navi o strutture galleggianti.

1) impianto in fase di costruzione;

2) impianto all'interno della società Solvay, con giudizio di compatibilità ambientale favorevole del dicembre 2004;

3) impianto con giudizio di compatibilità ambientale favorevole del dicembre 2004.

metano (anno 2000) ai 100 miliardi di mc nel 2010 (8).

La insufficiente — in prospettiva — capacità di importazione attraverso metanodotti sta provocando la presentazione di numerosi progetti per la realizzazione di terminali di rigassificazione. Si tratta in sostanza di navi che caricano gas naturale liquefatto (GNL, a bassa temperatura, -170 °C) da impianti installati sulle coste dei fornitori attuali (Egitto, Algeria, Libia) che da giacimenti più lontani analogamente *sfruttabili* (es. Venezuela, Nigeria).

Nella Tabella 5 si mostra lo stato delle proposte di impianti di rigassificazione ovvero di scarico del GNL da navi, lungo le coste italiane, in aggiunta all'unico impianto oggi in attività, quello di La Spezia.

Dall'insieme dei dati qui presentati (situazione attuale delle centrali di produzione di energia elettrica a livello nazionale e regionale, potenze installate, grado di utilizzo degli impianti, valori dell'import, effetto degli interventi su centrali esistenti e dei progetti di nuove centrali termoelettriche) emerge una situazione chiara, che, fra l'altro, può essere considerata come un "*riflesso condizionato*" di due fattori: il complesso delle iniziative di *liberalizzazione* del mercato dell'energia e la "*obsolescenza*" del parco termoelettrico italiano (presenza di cicli a vapore tradizionali).

L'esplicito appoggio degli ultimi due governi alla realizzazione di nuove centrali termoelettriche, con una predominanza di cicli combinati a gas naturale da parte dei *nuovi* soggetti del mercato e una *vocazione* verso il carbone per quanto concerne nuove centrali di produzione dell'ENEL (con qualche nefasto *accenno* a una ripresa di un programma nucleare, in Italia o all'estero. Una ipotesi da cancellare attraverso una rigorosa controinformazione e una possente mobilitazione), appare (viene esplicitamente presentata come tale) come una risposta obbligata all'incremento dei consumi spinti irresponsabilmente in alto da

una politica governativa tesa solo all'aumento dell'offerta di energia elettrica, nonché priva di qualsiasi programmazione energetica capace di discriminare tra necessità, risparmio, usi efficienti e propri dell'energia nei diversi settori socio-economici. In altri termini, l'autoreferenzialità con cui è stata promossa e attuata l'entrata di nuovi soggetti privati e para-pubblici nel mercato della produzione e distribuzione dell'energia sta producendo lo stesso effetto che ha avuto (e che ha tuttora) l'aver affidato la mobilità degli italiani alla maggiore casa automobilistica del paese, la FIAT. Una politica, caratterizzata da nuove strade e nuovi spazi per la mobilità individuale fino a giungere alle crisi da ingorgo (per non dire degli effetti ambientali), *superata* ogni volta con nuove strade, ovvero spostando un po' più là, nel tempo e nello spazio, il prossimo ingorgo senza più garantire la mobilità con il peggioramento dei trasporti pubblici.

In altri termini, come già evidenziato, siamo in presenza di una scellerata politica dei consumi in continua crescita, i cui unici freni sono costituiti dai costi internazionali, anch'essi in continua crescita per la riduzione delle disponibilità delle fonti fossili, in primis il petrolio.

Se vi fosse qualche dubbio in proposito, basti pensare che quasi tutti i progetti di nuove centrali termoelettriche a gas naturale hanno potenze elevate (moduli con valori di potenza da 400 MWe a 1.600 MWe) e sono spesso concentrati in zone limitate (lungo le grandi infrastrutture di trasporto del gas e/o elettrodotti). Si tratta di centrali che si prevede di far funzionare al massimo regime, 24 ore su 24, per poter ammortizzare velocemente gli elevati costi di realizzazione (infrastrutture comprese), e per realizzare elevati profitti. Pertanto, è facile intuire quale è (e sarà!) la politica energetica della lobbies dei produttori: un continuo aumento dell'offerta e (dell'inquinamento) dei consumi di

energia. (Sul punto, si ricorda, cfr. Figura 1, che i soli interventi in atto sulle centrali esistenti - e a maggior ragione quelli possibili sui rimanenti impianti — sono in grado di "pareggiare" gli attuali picchi di consumo). Pertanto, i nuovi impianti autorizzati e quelli in fase di autorizzazione, rappresentano una zavorra che diventerà sempre più insostenibile (e costosa per l'insieme del sistema-Italia) e obsoleta rispetto agli interventi finalizzati alla riduzione della domanda di energia. In nome del soddisfacimento qui ed ora di consumi energetici sicuramente evi-

tabili (i picchi di cui abbiamo parlato sono connessi con la climatizzazione degli ambienti e con l'inadeguatezza degli standard di coibentazione e costruzione degli edifici), il sistema energetico italiano si sta avviando (e avvitando) in una spirale insensata di incrementi produttivi, per il soddisfacimento indiscriminato di qualunque richiesta di energia, un disastro ambientale ed economico.

Nel mentre "non ci si avvede" che questo provoca un ulteriore e insostenibile peso sull'ambiente e sulla salute pubblica.

NOTE

1. A fronte, rispettivamente, di consumi all'utenza pari a 291.000 GWh nel 2002 e 300.000 GWh circa nel 2003. La differenza tra il fabbisogno immesso in rete e il consumo è rappresentato dalle perdite, che nel 2003 sono state di circa 21.000 GWh, circa il 7% della energia immessa in rete.

2. Audizione dei rappresentanti dell'ENEL alla Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati del 23.01.2002.

3. "Programma Energetico Regionale. Il sistema energetico della Lombardia. Obiettivo e strumenti dell'azione regionale", la versione definitiva del documento è stata approvata con Delibera della Giunta Regionale n. 12467 del 12.03.2003.

4. Ad esempio, il documento della ENEA "Rapporto Energia Ambiente 2003", da cui abbiamo tratto numerosi dati presentati, esordisce ("Premessa" di Antonio Sanò) con la seguente significativa dichiarazione: "Il Rapporto Energia e Ambiente 2003, seguendo le indicazioni del Governo e ripercorrendo la linea già tracciata nei precedenti anni, si pone come strumento di informazione su queste tematiche. (...)."

5. V. in particolare la Direttiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2001, "concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione".

6. "Misure urgenti per garantire la sicu-

rezza del sistema elettrico italiano", cosiddetto "decreto sbloccacentrali" o "decreto Marzano" dal nome del Ministro in carica. Va detto che il governo di centro sinistra, pochi mesi prima della scadenza del mandato, aveva in discussione un analogo "decreto sbloccacentrali" presentato dall'allora Ministro Letta.

7. *Relazione Tecnica consegnata dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nell'ambito della indagine conoscitiva sull'impatto ambientale delle raffinerie e delle centrali elettriche*, in Atti della 13° Commissione Ambiente, Territorio, Beni Ambientali del Senato della Repubblica, 17.03.2004, pp. 121 - 140.

8. Questo è quello che vogliono far credere le società di importazione di gas naturale che si affacciano sul mercato nazionale a causa della liberalizzazione anche di questo settore. Gli scenari ipotizzati per il rispetto da parte del nostro paese degli obiettivi del Protocollo di Kyoto, mostrano un incremento dei consumi fino a 87 miliardi di mc di gas naturale o una loro riduzione a 62 miliardi di mc, rispettivamente per l'opzione del "minimo costo" (opzioni tecnologiche senza vincoli sulle emissioni di CO₂) e basata su "tecnologie di riduzione" (opzioni tecnologiche indotte da una tassa di 100 dollari tonn/CO₂ emessa con sua riduzione]. V. ENEA, "Verso un modello energetico sostenibile", Conferenza Nazionale Energia e Ambiente, 1997.