



LEGAMBIENTE

No al carbone

Da Saline Joniche a Vado Ligure, da Civitavecchia al Sulcis

La rincorsa al combustibile fossile che ci allontana da Kyoto

Roma, 16 febbraio 2008

Legambiente – No al carbone

A cura di Stefano Ciafani, Andrea Cocco e Giorgio Zampetti

Hanno contribuito alla redazione delle schede sulle centrali

Nuccio Barillà, Enzo Colavecchio, Franco Falcone, Enrico Favuzzi, Massimo Fresi, Angelo Mancone, Doretto Marinazzo, Nino Morabito, Alessandra Paciotto, Lorenzo Parlati, Manuela Romeo, Pippo Ruggeri, Stefano Sarti, Francesco Tarantini, Michele Tonzar, Mauro Veronesi

I comitati regionali di Legambiente Calabria, Lazio, Liguria, Puglia, Sardegna, Sicilia, Umbria e Veneto

I circoli Legambiente di Brindisi, Milazzo, Monfalcone, Reggio Calabria e Sassari.

Fonti bibliografiche

World Energy Resources 2007, WEC

World Energy Outlook 2007, IEA

World Energy Statistic 2007, IEA

Coal: resources e future consumption, 2007 Energy Watch Group (EWG)

The Future of Coal, 2007, Institute for energy (IFE)

State aid scoreboard 2007, Commissione Europea

Relazione [...] sugli aiuti di stato all'industria carboniera, 2007, Commissione Europea

Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management, 2005, Robert L. Hirsch

BP Energy statistic 2007

Statistiche del sistema elettrico italiano, dati 2006, Terna

Piano nazionale delle assegnazioni 2008-2012, Ministero dell'ambiente

Piano nazionale delle assegnazioni 2005-2007, Ministero dell'ambiente

Annuario delle Emissioni nazionali 2005, Apat

Carbon dioxide capture and storage, 2005, Ipc special report

I gas serra nel sottosuolo, Fedora Quattrocchi, Qualenergia n.4 settembre-ottobre 2007

Indice

1. Premessa
2. La produzione elettrica e le emissioni di CO₂ da carbone in Italia
 - 2.1 Il nuovo regalo del Pna al carbone
3. I costi ambientali negli scenari futuri
 - 3.1 I prezzi della CO₂ nel post-Kyoto
 - 3.2 I costi del confinamento geologico della CO₂
 - 3.3 Gli aiuti di Stato che drogano il mercato
4. I problemi irrisolti del carbone: produzione e costi negli scenari futuri
 - 4.1 Le riserve diminuiscono
 - 4.2 Il picco si avvicina
 - 4.3 Il mercato si contrae
 - 4.4 I prezzi aumentano
 - 4.5 Gli aiuti di stato devono essere tagliati
5. Lo scenario italiano
6. Le centrali a carbone e quelle a rischio di riconversione in Italia
 - 6.1 Le riconversioni in corso
 - 6.2 I progetti di nuove centrali o di riconversione
 - 6.3 Lo spettro della riconversione
 - 6.4 Le centrali a carbone già attive

1. Premessa

Negli anni scorsi sono state diverse le manifestazioni organizzate davanti al cantiere dell'impianto di Civitavecchia, così come i blitz organizzati alle centrali in odore di riconversione, come Porto Tolle, a quelle che rischiano un ampliamento, come Vado Ligure, e a quelle che bruciano quantità incredibili di carbone, come Brindisi. Quest'anno la *location* della nostra annuale giornata di mobilitazione nazionale contro l'uso del carbone nelle centrali termoelettriche è Saline Joniche in provincia di Reggio Calabria. Una località che forse risulterà sconosciuta a molti, ma che è molto cara alla nostra associazione. Qui, dove è stata costruita una delle tante cattedrali nel deserto tipiche dell'industrializzazione del meridione d'Italia degli anni del boom economico, e dove la nostra associazione ha promosso da tempo un progetto di riconversione fondato sulle fonti rinnovabili e su percorsi naturalistici di grande pregio, una società svizzera, sta progettando di costruire una nuova centrale a carbone da 1200 MW.

E' solo l'ultimo progetto in ordine temporale tra i tanti che puntano a riscoprire il carbone, la fonte fossile a maggiore emissione specifica di CO₂ per la produzione elettrica, che già oggi contribuisce in maniera rilevante allo sfioramento del target nazionale di Kyoto previsto al 2012 (nel 2005 eravamo a +12,1 per cento rispetto alle emissioni del 1990 mentre, com'è noto, entro i prossimi 4 anni dovremo ridurre del 6,5 per cento la CO₂ emessa in atmosfera). Nel 2006 le 12 centrali a carbone attive da anni nel nostro Paese hanno emesso 42,2 milioni di tonnellate, causando oltre il 30 per cento delle emissioni di CO₂ del settore elettrico per produrre solo il 14,1 per cento dell'elettricità nazionale.

Il trend purtroppo è in crescita. Le centrali a carbone presenti nel nostro paese, hanno continuato a produrre a pieni ritmi infrangendo anche i limiti imposti dalla direttiva europea sull'emission trading (ETS), che dal 2005 sottopone le grandi industrie europee a precisi vincoli. Dalla centrale Federico II di Brindisi sud, a quella di Monfalcone in Friuli passando per la centrale di Fiume Santo in Sardegna, gli impianti italiani hanno sfiorato di oltre 5 milioni di tonnellate i limiti imposti da Bruxelles per il 2005 e per il 2006 e fissati dal governo italiano attraverso il Piano nazionale delle emissioni (Pna).

Come se i ritardi accumulati finora non bastassero, a queste 12 centrali se ne potrebbero aggiungere altre. E' quanto vorrebbero i maggiori produttori di energia in Italia a cominciare da Enel, che è pronta a inaugurare la centrale di Torrevaldaliga a Civitavecchia, con un aggravio di quasi 10 milioni di tonnellate di CO₂ annue sul già disastroso quadro delle emissioni nazionali. Nel 2008 è prevista l'entrata a regime della centrale esistente nel Sulcis, con un altro milione di tonnellate di CO₂ pronto ad essere riversato in atmosfera. Ci sono poi i progetti di riconversione delle centrali di Porto Tolle - che nell'ultimo anno ha ottenuto il sì della commissione VIA regionale, il no del comitato scientifico del parco del Delta del Po e la richiesta di integrazione dei dati da parte della commissione VIA nazionale - e quello su Rossano Calabro, oggetto di feroci polemiche lo scorso anno.

Ma non ci sono le proposte di Enel. Nel 2007 la Tirreno Power, proprietaria della centrale di Vado Ligure, ha richiesto la Valutazione di impatto ambientale per la costruzione di un quinto gruppo a carbone, mentre Endesa ha ottenuto il via libera dalla Regione Sardegna per la riconversione a carbone dei due gruppi alimentati ad olio combustibile dell'impianto di Fiume Santo. Sempre in Sardegna nell'area del Sulcis è in

corso l'iter per la realizzazione di una seconda centrale che brucerà il carbone locale, utilizzando addirittura i fondi CIP6 previsti per le rinnovabili come stabilito dalla finanziaria 2007. Date le condizioni favorevoli, nella mischia sono spuntati quest'anno anche gli svizzeri della società Rätia Energie con il loro progetto di Saline Ioniche.

Quella del carbone è una chiara politica industriale delle aziende elettriche che nessun governo finora ha voluto contrastare, nonostante il nostro paese debba recuperare i gravissimi ritardi rispetto agli obblighi di riduzione delle emissioni climalteranti sanciti dal protocollo di Kyoto.

A spalancare le porte in Italia alla fonte fossile climalterante per eccellenza sono infatti scelte governative e condizioni normative particolarmente favorevoli. Mentre in Spagna il governo stanziava fondi per ridurre del 10% in un anno la produzione dei bacini carboniferi, in Italia si dà nuovo sostegno alla miniera del Sulcis progettando un'apposita centrale finanziata con i fondi CIP6. Se in Danimarca un decreto in vigore dalla fine degli anni 90 proibisce la costruzione di impianti ad alte emissioni, dirottando gli investimenti su centrali più efficienti, e se gli altri stati europei prevedono costi sempre più elevati per chi vuole mettersi a progettare centrali inquinanti, da noi si assicura l'intervento diretto dello Stato con fondi pubblici per coprire le spese ambientali eccedenti, come stabilisce il nuovo Piano nazionale delle assegnazioni (Pna). Approvato a dicembre 2007, dopo le correzioni richieste da Bruxelles, il nuovo Pna prevede che a partire dal 2008, qualora un impianto di nuova creazione superi i limiti previsti, sia lo Stato a farsi carico dell'acquisto dei permessi europei ad inquinare. Un paradosso tutto italiano che finisce per trasformare il principio del "chi inquina paga" - quello che dovrebbe regolare il sistema europeo delle emissioni e quindi del Pna - in una sorta di "inquina pure, tanto paga lo Stato". Il risultato è a dir poco paradossale: invece di scoraggiare la progettazione di nuove centrali inquinanti, il Pna italiano penalizza chi vuole costruire impianti più efficienti, in quanto elimina il vantaggio economico che dovrebbe scaturire dalle minori emissioni.

Le politiche delle aziende elettriche non possono però non considerare che le condizioni al contorno rispetto alla economicità del carbone stanno cambiando velocemente e in maniera inaspettata. Con la presentazione lo scorso gennaio di un pacchetto di direttive su clima ed energia, che prevede tra le altre cose un taglio ai gas serra di almeno il 20% per cento entro il 2020, l'Unione europea ha reso evidente l'intenzione di mantenere ben salda la sua leadership nella lotta ai cambiamenti climatici e di sancire un prezzo sempre più alto per chi inquina. La riforma dell'Emission trading system (ETS), inserita nel pacchetto, prevede che a partire dal 2012 i permessi ad inquinare per le centrali termoelettriche non possano più essere distribuite gratuitamente, come accade ora, ma debbano essere tutti venduti. Una misura che ha avuto immediate ripercussioni in Germania dove a causa del previsto innalzamento dei prezzi della CO2 a partire dal 2012 una delle più grandi compagnie elettriche, la RWE, ha annunciato la sospensione degli investimenti sul termoelettrico, mentre un'altra impresa, la Steag, ha dichiarato di voler mettere definitivamente nel cassetto i piani per la costruzione di un impianto a carbone.

A migliaia di chilometri di distanza un evento del tutto analogo si è verificato nel paese leader mondiale della produzione carbonifera. Dagli Stati Uniti è arrivata infatti la notizia che tre grandi gruppi finanziari - Citigroup, JP Morgan e Morgan Stanley - hanno deciso di fissare degli standard ambientali ai prestiti erogati alle aziende

elettriche, ritenendo oramai inevitabile l'approvazione da parte di Washington di un pacchetto di norme sulla lotta ai cambiamenti climatici e il conseguente aumento dei costi della CO₂.

Altri segnali inequivocabili giungono anche dai mercati internazionali. Nei primi mesi del 2008 i prezzi del carbone hanno superato per la prima volta la cifra record dei 100 dollari a tonnellata. Lo storico aumento, dovuto a una serie di cause congiunturali e alla restrizione contemporanea delle esportazioni cinesi, australiane e sudafricane, fa presagire in realtà movimenti ben più strutturali. Come dimostrato in un rapporto pubblicato lo scorso anno dall'*Energy Watch Group* (EWG) il mercato del carbone è molto più problematico di quanto si poteva immaginare fino a qualche anno fa. A fronte di una domanda in costante crescita le riserve provate si stanno lentamente assottigliando. Secondo l'EWG il picco del carbone potrebbe essere raggiunto nel giro di 20 anni con conseguenze ben prevedibili sui mercati internazionali. Cade così un altro dei baluardi sostenuti dai fautori delle riconversioni in Italia: quello della maggiore convenienza del carbone in termini di sicurezza nell'approvvigionamento e di vantaggio nei prezzi. Con l'avvicinarsi del picco, il prezzo del carbone tenderà inevitabilmente a salire, mentre la pressione della domanda restringerà gradualmente il campo dei possibili paesi esportatori. Che il carbone "non è quello che sembra" lo sostiene del resto anche uno studio commissionato dall'Unione europea e pubblicato nel 2007 dall'*Institute for Energy* (IFE). Secondo lo studio lo scenario di crescita della fonte fossile presenta dei rischi particolarmente evidenti per una realtà come quella europea, costretta già oggi a chiudere gran parte delle sue miniere e sempre più dipendente dalle esportazioni. In futuro, sostiene l'IFE l'Europa potrebbe di finire in balia di un unico grande esportatore: l'Australia, l'unico che sembra in grado di reggere i ritmi delle esportazioni anche nel lungo termine. Resta da chiedersi cosa potrebbero fare in un simile scenario le centrali italiane visto che già oggi importano il 99 per cento del carbone usato.

La tendenza del mercato internazionale è piuttosto chiara. L'Italia per ridurre il rischio di una *debacle* economica, dovuta alle multe salate previste per chi non rispetterà gli obblighi di riduzione dei gas serra, deve decidere quale strategia adottare. Sullo scenario mondiale si stanno cercando più vie d'uscita, promuovendo anche diverse sperimentazioni del confinamento geologico (CCS), che non ci trovano pregiudizialmente contrari ma che non possono giustificare la costruzione in Italia e altrove di nuove centrali a carbone o la riconversione di quelle a olio. Su questo fronte nel nostro Paese devono essere le aziende elettriche a farsi carico economicamente della ricerca sulla CCS, dirottando le poche risorse pubbliche e l'attuale scarso impegno degli enti di ricerca istituzionali verso le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Non dobbiamo più esitare. Va imboccata una volta per tutte la strada che deve portare il nostro sistema energetico nazionale in direzione del Protocollo di Kyoto, affrontando contemporaneamente l'insostenibilità del sistema dei trasporti, di quello produttivo e dell'industria energetica. Per quanto concerne quest'ultima, le politiche governative devono essere chiare e ben definite. Non si può - come ha fatto il Governo uscente - approvare due finanziarie come quelle 2007 e 2008 che si sono distinte per importanti provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili e contemporaneamente acconsentire alla politica di riconversione a carbone delle principali centrali termoelettriche italiane. E' una evidente contraddizione che l'Italia non può più permettersi. Il nostro augurio è che il prossimo Governo sappia cogliere

Legambiente – No al carbone

l'importanza di questa sfida, evitando gli errori del passato - come fu anche l'approvazione del decreto “sblocca centrali” dopo il paradossale black out nazionale del settembre 2003 - e facendo tesoro di quanto di buono è stato finora. A partire da provvedimenti come il conto energia inizialmente previsto solo per il fotovoltaico ed esteso a tutte le rinnovabili dalla finanziaria appena approvata.

2. La produzione elettrica e le emissioni di CO2 da carbone in Italia

Il contributo delle fonti fossili nella produzione di energia elettrica in Italia continua ad aumentare. Stando ai dati di Terna infatti nel 2006 il settore termoelettrico ha fatto registrare una crescita del 3,6 per cento rispetto all'anno precedente, dando un contributo totale sull'elettricità prodotta pari all'83,6% (nel 2004 era l'81%). Il carbone, che rispetto al 2005 ha fatto registrare un aumento di produzione elettrica dell'1,6 per cento, ha contribuito per il 14,1 per cento sull'energia elettrica prodotta, seconda fonte dopo il gas naturale.

Produzione lorda di energia elettrica in Italia per fonte nel 2005 e 2006

Fonte	Produzione lorda		Variazioni 2005-2006	Contributo rispetto al totale 2006
	2005 (GWh)	2006 (GWh)	%	%
Petrolio	35846,3	33830,3	-5,6	10,8
carbone	43606,3	44297,4	+1,6	14,1
gas naturale	149258	158078,8	+5,9	50,3
gas derivati	5836,9	6251,4	+7,1	2,0
Altre	23849,6	25324,5	+6,2	8,1
Totale termoelettrico	253073,1	262164,9	+3,6	83,6
Idrica	42926,9	43425	+1,2	13,8
Geotermica	5324,5	5527,4	+3,8	1,8
Fotovoltaica	4	2,3	-42,5	0,001
Totale	303671,9	314090,3	+3,4	100

Fonte: Terna

Un peso, quello del carbone, che diventa ancora più rilevante se analizzato nell'ottica dell'inquinamento da gas serra prodotto. Sono 12 le centrali italiane che utilizzano il carbone per la produzione dell'energia elettrica.

In queste centrali è sostanzialmente fallito il tentativo di imporre una riduzione graduale attraverso limiti via via più stringenti. Se nel 2005 il totale dell'anidride carbonica emessa dalle centrali a carbone ammontava a 41,6 milioni di tonnellate, nel 2006 si è arrivati a 42,2 milioni di tonnellate, con un trend che continua a crescere nonostante i limiti imposti dalla direttiva europea sull'Emission trading (ETS) e fissati in Italia dal Piano nazionale delle emissioni (Pna) prevedessero un'ulteriore riduzione di 1 milione di tonnellate rispetto all'anno precedente.

Le centrali a carbone italiane hanno sfiorato complessivamente di oltre 5 milioni di tonnellate i limiti stabiliti dal Governo con il Pna valido per il 2005-2007: 1,9 milioni di tonnellate nel 2005 e 3,3 nel 2006.

Legambiente – No al carbone

Emissioni di CO2 delle centrali a carbone nel 2005 e 2006 (milioni di ton)

centrale	azienda	limite 2005 Mt	limite 2006 Mt	emissioni 2005 Mt	emissioni 2006 Mt	diff. Limite/Emissioni 2006 Mt	diff. Limite/Emissioni 2005-2006 Mt
Brindisi Sud	ENEL	13,4	13,4	15,3	14,4	+1,0	+2,9
Fiumesanto	ENDESA	3,8	3,6	4,1	4,8	+1,2	+1,5
Fusina	ENEL	4,8	4,8	5,6	4,6	-0,1	+0,7
Vado Ligure	TIRRENO POWER	3,3	3,3	3,7	3,9	+0,6	+1,0
Monfalcone	ENDESA	2,6	2,2	2,7	3,4	+1,1	+1,2
La Spezia	ENEL	3,7	3,5	3,2	3,1	-0,4	-0,8
Brindisi Nord	EDIPOWER	3,2	3,2	1,0	2,7	-0,5	-2,7
Genova	ENEL	1,6	1,6	2,0	1,7	+0,1	+0,5
Sulcis	ENEL	1,2	1,2	1,5	1,5	+0,3	+0,5
Bastardo	ENEL	0,8	0,8	0,9	1,0	+0,2	+0,3
Marghera	ENEL	0,8	0,8	1,0	0,6	-0,2	+0,0
Brescia	ASM	0,5	0,5	0,6	0,5	0,0	+0,0
Totale		39,7	38,9	41,6	42,2	+3,3	+5,1

Fonte: Registro europeo delle emissioni per il settore ETS

Nel 2006 la più inquinante è stata la centrale Enel di Brindisi sud (con 14,4 milioni di tonnellate di CO2 emesse), seguita dalla centrale Endesa di Fiumesanto (4,8) e da quella Enel di Fusina (4,6).

Tra gli operatori elettrici che usano carbone l'Enel con 7 impianti ha emesso circa 27 milioni di tonnellate di CO2 nel 2006 (pari al 64% del totale emesso da tutte le centrali a carbone), seguita da Endesa con 8,2 milioni di tonnellate emesse da 2 impianti (19%) e Tirreno Power, 3,9 milioni di tonnellate scaricate in atmosfera dall'impianto di Vado Ligure (9%).

Produzione di energia elettrica e di CO2 da carbone per operatore nel 2006

Operatori	Energia prodotta da carbone (GWh)	Contributo alla produzione totale da carbone	CO2 emessa da carbone (milioni di t)	Contributo alle emissioni totali da carbone
Enel	29236,3	67%	26,9	64%
Endesa Italia	6733,2	15%	8,2	19%
Tirreno Power	4562,6	10%	3,9	9%
Edipower	2835,0	7%	2,7	7%
Asm Brescia	398,7	1%	0,5	1%
Totale	44297,4	100%	42,2	100%

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'inquinamento prodotto dalle centrali a carbone in Italia risulta ancor più rilevante se messo a confronto con il contributo nazionale alla produzione di energia. Nel complesso il carbone è responsabile del 30,1 per cento sul totale della CO₂ emessa dalle centrali termoelettriche, a fronte di un contributo sulla produzione di energia elettrica del 14,1 per cento. Del resto il carbone, rispetto a tutte le altre fonti per la produzione di energia, rimane in assoluto quella a maggiori emissioni specifiche di CO₂.

Al contrario di quanto accaduto con altri inquinanti, come gli ossidi di zolfo (SO_x), di azoto (NO_x) o le polveri, che sono stati ridotti in questi anni, non esiste tecnologia in grado di abbattere le emissioni di anidride carbonica. La CO₂ emessa da una combustione è infatti il risultato della reazione stechiometrica tra il carbonio presente nel combustibile e l'ossigeno presente nell'aria, con un rapporto tra combustibile bruciato e anidride carbonica prodotta fisso e imm modificabile. Essendo il carbone il combustibile a maggior contenuto di carbonio, inevitabilmente risulta essere quello che ha emissioni specifiche di CO₂ maggiori rispetto a olio e gas naturale, come evidenziato dalla tabella. L'unico parziale contributo può arrivare dall'aumento del rendimento energetico delle nuove centrali a carbone rispetto a quelle già attive nel nostro Paese.

Emissioni specifiche di CO₂ per tipologia di impianto e per fonte

Impianto e fonte	g di CO₂/kWh
Carbone nelle vecchie centrali	950-1000
Carbone nelle centrali di ultima generazione	770
Olio combustibile	700
Gas naturale in centrale a turbogas	450
Gas naturale in centrale a ciclo combinato	400
Gas naturale in centrale a ciclo combinato con cogenerazione	inferiore ai 300
Fonti rinnovabili	0

Fonte: elaborazione Legambiente su dati Enel ed Enea (da Rapporto energia e ambiente 2003)

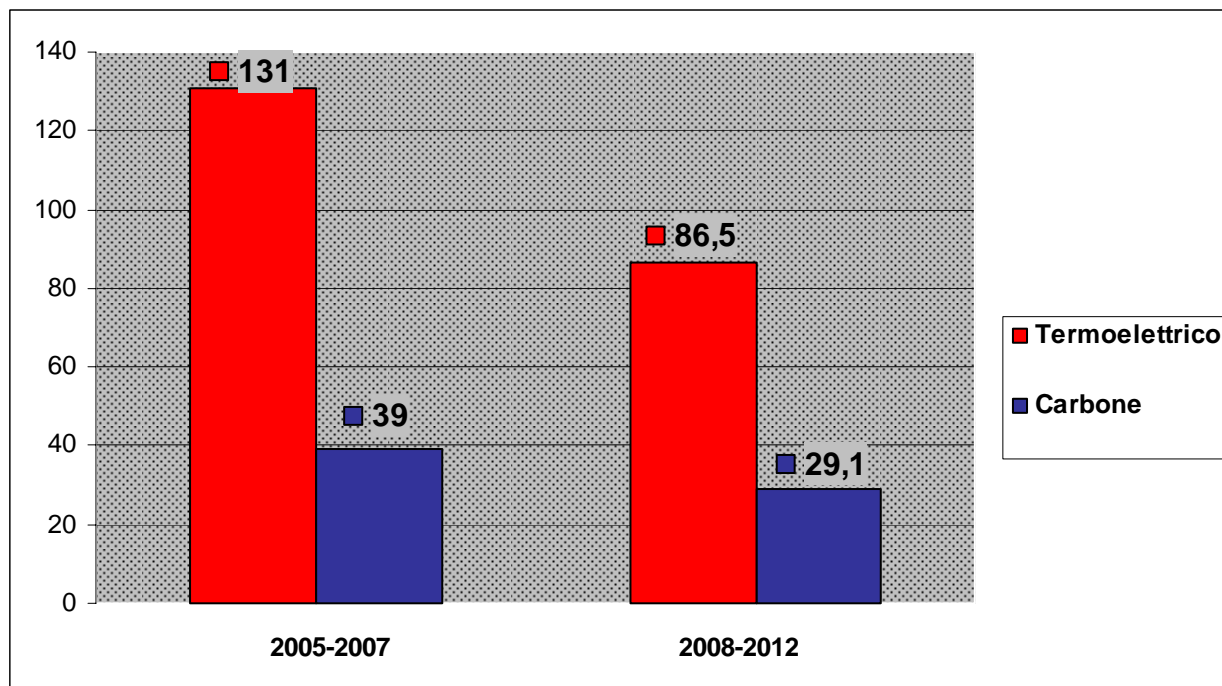
2.1 Il nuovo regalo del Pna al carbone

La direttiva europea sull'Emission trading system (ETS) è stata concepita per ridurre le emissioni di anidride carbonica dei grandi impianti industriali europei attraverso il principio del "chi più inquina più paga". Nel primo periodo di applicazione, che si è concluso nel 2007, le centrali a carbone italiane avevano ricevuto un trattamento di favore rispetto alle altre centrali, ottenendo dal Governo più permessi ad inquinare di quanto non ne abbiano ottenuti le centrali a olio e quelle a gas. Nonostante le richieste della Commissione europea, le cose non sono andate tanto diversamente con il nuovo Piano nazionale di assegnazione (Pna), per il 2008-2012, che fissa i limiti alla CO₂ per il secondo periodo di applicazione dell'ETS.

Consegnato dal Governo italiano a dicembre del 2007, dopo le correzioni richieste da Bruxelles, il nuovo Pna abbassa a 29,1 milioni di tonnellate (Mt) di CO₂ il limite di

emissione delle centrali a carbone rispetto ai 39 Mt di CO₂ previsti per il 2005-2007¹. Una riduzione del 25 per cento circa rispetto al primo periodo dell'ETS, che tuttavia risulta molto meno consistente della riduzione complessiva richiesta al settore termoelettrico, il cui limite è passato da 131 a 86,5 milioni di tonnellate (-34%). Un “premio” che ridurrà in modo consistente il prezzo che le centrali più inquinanti d'Italia dovrebbero pagare per i danni ambientali provocati dalle emissioni climalteranti.

Quote assegnate nei Pna 2005-2007 e 2008-2012 al settore termoelettrico e al carbone



Fonte: Piani nazionali delle emissioni

L'aspetto più preoccupante del nuovo Pna riguarda tuttavia le centrali non ancora entrate in funzione. Il piano prevede infatti che gli impianti che inizieranno a produrre dopo il 2008 potranno contare su soldi pubblici per l'acquisto di permessi ad inquinare “qualora quelli previsti non risultino sufficienti”. La misura, che sembra ritagliata apposta per le nuove centrali a carbone come quella di Civitavecchia in costruzione, finisce di fatto per eliminare qualsiasi limite alle emissioni per i cosiddetti “nuovi entranti”.

Il risultato è a dir poco paradossale: invece di scoraggiare la progettazione di nuove centrali inquinanti, il Pna italiano penalizza chi vuole costruire impianti più efficienti, in quanto elimina il vantaggio economico che dovrebbe scaturire dalle minori emissioni. Tutto il contrario di quanto accade negli altri paesi europei, dove i vincoli per i nuovi impianti sono sempre più stringenti. Dalla Francia alla Gran Bretagna e alla Germania i principali Stati membri dell'Ue prevedono costi maggiorati per le nuove centrali, se inquinanti. Ancora più stringente è la normativa danese, che in nome della lotta ai cambiamenti climatici, vieta semplicemente la costruzione di centrali non efficienti dal

¹ Lo schema di decisione sulle assegnazioni per il 2008-2012 alloca una media di 29,1 milioni di tonnellate annue per i 12 impianti che attualmente usano carbone in Italia. Dal calcolo sono però esclusi gli impianti non ancora entrati in funzione per i quali è istituita invece la cosiddetta “riserva”.

Legambiente – No al carbone

punto di vista energetico e ambientale. Introdotto dopo la firma del protocollo di Kyoto il bando alle centrali inquinanti ha fatto sì che i moderni impianti termoelettrici danesi siano tutti a gas o biomasse mentre nessun nuovo progetto ha riguardato la costruzione o riconversione di una centrale a olio e tanto meno a carbone.

3. I costi ambientali negli scenari futuri

Nonostante gli elevati livelli di inquinamento da gas serra, il carbone continua ad essere considerato come un'opzione vantaggiosa per la produzione dell'energia nel futuro. Le ragioni sostenute dai suoi fautori sono molteplici e vanno dai prezzi vantaggiosi rispetto alle altre fonti fossili, all'abbondanza delle riserve, fino alla possibilità in futuro di evitare le emissioni di CO₂ in atmosfera attraverso il confinamento geologico. In realtà le cose non stanno proprio in questi termini, considerando anche gli aiuti di Stato di cui gode il settore.

3.1 I prezzi della CO₂ nel post-Kyoto

I limiti imposti dal protocollo di Kyoto hanno di fatto determinato che la CO₂, insieme agli altri gas serra, abbia un costo economico oltre che ambientale. I negoziati per un nuovo accordo internazionale sul clima, che come stabilito a Bali dovrà essere siglato entro il 2009, hanno reso evidente che questo costo sarà sempre più alto nel futuro.

A ciò si aggiungono le misure contenute nel pacchetto clima ed energia presentato dalla Commissione europea a gennaio, con la previsione di un taglio percentuale tra il 20% e il 30% dei gas serra entro il 2020 e limiti molto più stringenti per gli impianti industriali. A partire dal 2012, secondo quanto previsto nella proposta di revisione del sistema Emission trading (ETS) contenuta nel pacchetto, le centrali termoelettriche europee non potranno più disporre di permessi ad inquinare gratuiti. L'insieme delle quote sarà messo in vendita, e cosa ancora più importante, non ci sarà più la possibilità di favorire le fonti energetiche più inquinanti. Mentre oggi il compito di fissare i limiti è attribuito ai singoli Stati, nel nuovo ETS l'insieme delle operazioni sarà affidato alla Commissione europea, con una garanzia in più di rispetto alle pressioni dei grandi produttori nazionali. Una riforma che, eliminando la discrezionalità dei singoli Stati, porrà fine al consueto balletto tra governi e gruppi industriali nella distribuzione delle quote, facendo finalmente valere il principio "chi inquina paga". Il risultato a cui la riforma punta ad arrivare è infatti l'aumento consistente del costo della CO₂.

Non a caso la proposta di riforma del sistema ha già provocato la reazione di alcuni gruppi industriali che in Europa hanno deciso di abbandonare definitivamente i progetti di riconversione o di realizzazione di nuove centrali. E' il caso della tedesca RWE, che ha annunciato la sospensione degli investimenti sul termoelettrico a causa del previsto innalzamento dei prezzi della CO₂ a partire dal 2012, mentre un'altra impresa, la Steag, ha dichiarato di voler mettere definitivamente nel cassetto i piani per la costruzione di un impianto a carbone.

Una tendenza analoga si sta del resto verificando anche negli Stati Uniti dove, in attesa delle elezioni presidenziali del prossimo novembre, tutto sembra nella direzione della ratifica del protocollo di Kyoto e l'adozione di normative simili a quelle dell'Unione europea per la riduzione delle emissioni industriali. E' delle scorse settimane infatti la notizia che tre grandi gruppi bancari d'oltre oceano hanno deciso di imporre degli standard ambientali alla concessioni di finanziamenti, per evitare di essere prese in contropiede da misure restrittive da parte del governo di Washington. Un annuncio, quello fatto da Citigroup, JP Morgan e Morgan Stanley, che sembra indirizzato proprio ai progetti statunitensi di espansione del carbone, dato che ben presto i costi ambientali lo renderanno molto meno competitivo.

3.2 I costi del confinamento geologico della CO2

Una delle soluzioni che viene suggerita con sempre maggiore insistenza per far fronte all'inquinamento di grandi impianti e centrali è il confinamento geologico della CO₂, in acronimo CCS (Carbon Capture and Storage). La tecnologia, che consiste nel separare la CO₂ dagli altri gas di scarico, catturarla e immetterla in depositi geologici individuati in profondità, è già in fase di sperimentazione e secondo i suoi sostenitori potrebbe presto essere applicata su larga scala.

I dubbi e le questioni irrisolte sulla CCS sono però ancora molti, nonostante frettolosamente identificata come una soluzione ai problemi ambientali del carbone. Questa tecnologia ad oggi non garantisce la necessaria affidabilità sia in termini ambientali (per il rischio delle perdite), economici (visti gli elevati costi) e di fattibilità (date le particolari condizioni geo-morfologiche necessarie alla realizzazione di un progetto conveniente).

A proposito di costi nel 2007 la Commissione europea ha stimato che, considerate le tecnologie attualmente a disposizione, il costo per la cattura e stoccaggio di ogni tonnellata di CO₂ è di circa 70 euro. Secondo Bruxelles tuttavia, nei prossimi anni si attendono innovazioni tecnologiche capaci di ridurre gli investimenti necessari. Alcuni studi stimano che a partire dal 2020 la riduzione dei costi di cattura e contemporaneamente l'aumento dell'efficienza delle future centrali potrebbero portare il prezzo della cattura a 20- 30 euro per tonnellata di CO₂.

Anche se dovesse entrare a regime, la tecnologia CCS comporterà però dei costi aggiuntivi non trascurabili. Si stima infatti che il processo di cattura e stoccaggio consumi da solo tra il 10 e il 40 per cento dell'energia prodotta dall'impianto e il costo complessivo dell'energia prodotta da una centrale a carbone potrebbe a quel punto lievitare del 30-60 per cento rispetto ai costi attuali.

Gli elevati costi del procedimento hanno finora dirottato gli investimenti su progetti che prevedono lo stoccaggio della CO₂ in depositi di petrolio dove servirebbe per estrarre gli ultimi residui rimasti nei pozzi ammortizzando così le spese.

A proposito dei tempi, attualmente nel mondo esistono quattro impianti di CCS. Due si trovano in Norvegia e sono di proprietà della compagnia petrolifera nazionale Statoil, uno si trova in Canada e uno in Algeria. Tutti e quattro si occupano di catturare e stoccare la CO₂ da impianti che bruciano gas naturale. Un processo decisamente più semplice di quello che sarebbe necessario per gli impianti a carbone, per i quali i costi sono molto più elevati. L'aspetto tecnicamente più complesso del processo, e in particolare nel caso dei fumi di combustione da carbone, è la separazione della CO₂ dal resto dei gas emessi. Attualmente si stanno vagliando varie tecnologie alternative per bruciare il carbone e quindi rendere più facile la cattura della CO₂. Il cosiddetto oxyfuel process, che in termini di efficienza ambientale ed energetica sembra la più promettente, non sarà in ogni caso disponibile prima del 2015-20.

Anche per questo motivo si esclude che in Europa, dove si prevede l'avvio di 12 progetti sperimentali, la CCS possa essere disponibile prima del 2020 se non in una decina di impianti. Nello stesso anno però le emissioni di gas a effetto serra, secondo gli impegni presi da Bruxelles, dovranno essere già ridotte di una percentuale tra il 20% e il 30%.

A proposito dei rischi ad oggi non esistono studi in grado di eliminare ogni dubbio sul pericolo di fughe dai depositi. La stima più attendibile è quella contenuta in un rapporto pubblicato nel 2005 dall'Ipcc, il panel di scienziati ed esperti dei cambiamenti climatici che lavora per l'Onu. Secondo il rapporto è molto probabile che i depositi di CCS

trattengano il 99 per cento dell'anidride carbonica per almeno 100 anni. L'anidride carbonica non è tossica se dispersa in piccole quantità, ma può diventarlo - come segnalato anche dall'Ipcc - se, come nel caso di fughe consistenti, si diffonde in elevate concentrazioni. A tal proposito si può ricordare il tragico evento del 21 agosto del 1986 in Camerun, quando l'apertura di una falla in un deposito naturale di CO₂, sul fondo del lago Nyos, provocò la fuga improvvisa di 1,6 milioni di tonnellate di gas causando la morte di 1740 persone e di migliaia di animali. La catastrofe, secondo i fautori della CCS, non potrebbe mai verificarsi nei depositi scelti appositamente e con lo scopo di immagazzinare la CO₂. L'episodio in ogni caso rende evidente che esistano dei rischi legati allo stoccaggio dell'anidride carbonica.

4. I problemi irrisolti del carbone: produzione e costi negli scenari futuri

L'ultimo rapporto della Agenzia internazionale per l'energia (IEA) stima che di qui a 25 anni, in uno scenario del tutto plausibile, la domanda di carbone vedrà un'impennata senza precedenti con una crescita del 73 per cento rispetto ai livelli attuali e un'importanza strategica seconda solo al petrolio. «Nel 2030» scrive l'IEA sull'*Energy Outlook 2007* «il carbone crescerà fino a soddisfare il 28 per cento della domanda globale mentre il petrolio pur rimanendo la fonte in assoluto più importante calerà al 32 per cento (oggi è al 35%)».

Uno sviluppo poderoso quello previsto per il carbone, che sarebbe garantito dall'abbondanza delle sue riserve. L'opinione comune, condivisa dalle maggiori compagnie energetiche è infatti che il carbone dispone di riserve tanto abbondanti rispetto al petrolio, da non dovere creare preoccupazioni per almeno un secolo. Nel 2007 confermando una stima fatta dal *World Coal Institute*, una sorta di confindustria mondiale del carbone, il *World Energy Council* ha ribadito che agli attuali livelli di produzione le riserve di carbone dureranno per i prossimi 147 anni circa.

Ad un'analisi più attenta tuttavia il futuro del carbone negli scenari energetici planetari risulta molto meno fulgido di quanto si tenda a credere. A fronte di una domanda crescente visti i consumi sempre maggiori di Cina, India ma anche degli Stati Uniti, le riserve di carbone si assottiglieranno. Le stime sulle quantità di carbone ancora nel sottosuolo vengono a tal proposito costantemente riviste al ribasso. Il risultato è che il picco del carbone potrebbe essere molto più vicino di quanto finora previsto. Secondo un rapporto pubblicato nel 2007 dall'*Energy Watch Group*, la produzione di carbone raggiungerà il suo massimo, con un aumento del 30 per cento rispetto agli attuali livelli, tra soli 15-20 anni. Uno scenario che farebbe lievitare rapidamente i prezzi del carbone e che avrebbe impatti particolarmente negativi per chi dipende dalle esportazioni. E' il caso dell'Europa che, come dettagliatamente descritto in un rapporto realizzato per l'Ue dall'*Institute for Energy* (IFE) nel 2007, rischia di finire sempre più schiacciata dalla domanda di Cina e Stati Uniti e in balia di un unico grande esportatore: l'Australia. E' il caso soprattutto di paesi come l'Italia che già oggi importa il 99 per cento del carbone usato.

Ecco nel dettaglio i 5 motivi che spingono a considerare il carbone in ottica diversa da quella che sembra.

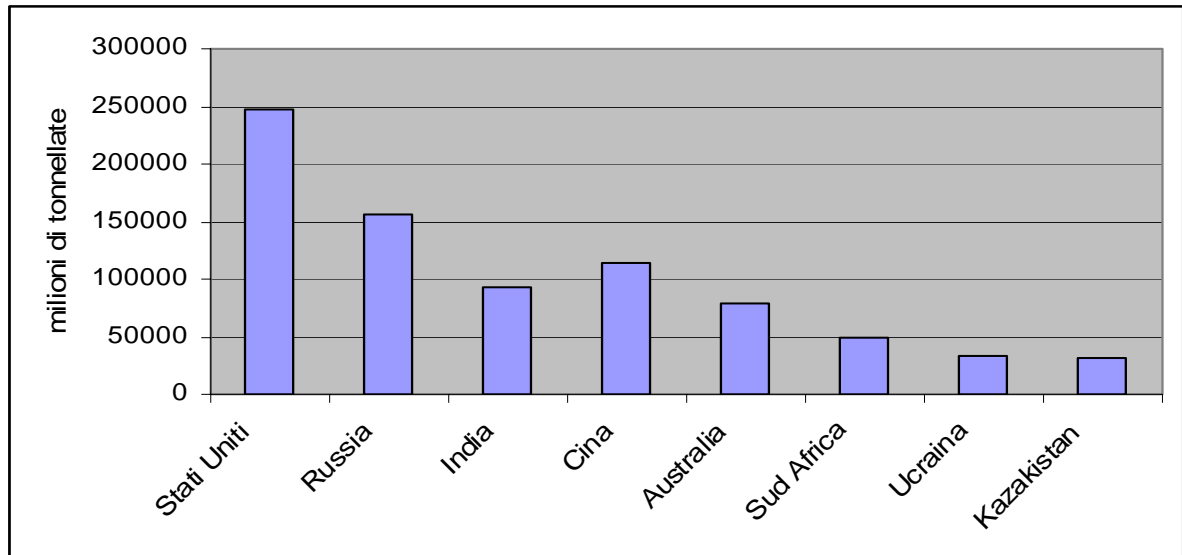
4.1 Le riserve diminuiscono

Come accade per le altre fonti fossili anche i depositi di carbone sono suddivisi in 3 distinte categorie: le risorse, che comprendono il totale del carbone individuato, le riserve, che comprendono solo le quantità estraibili con le attuali tecnologie, e le riserve provate, che prendono in considerazione solo il carbone che risulta conveniente estrarre considerando i prezzi e l'andamento del mercato. Se le condizioni del mercato sono favorevoli e la ricerca tecnologica progredisce, le riserve provate, quelle più importanti per realizzare piani e scenari futuri, tendono a crescere con il passare degli anni inglobando parte delle riserve o delle risorse.

Le riserve provate di carbone nel mondo erano di oltre 909 miliardi di tonnellate alla fine del 2006. Di queste, 478 sono costituite da antracite e bituminose (la migliore qualità di carbone definita anche *hard coal*) e 431 da sub bituminose e lignite. Secondo le stime ricavate dal dossier *BP Statistical Review of World Energy*, pubblicato nel

giugno 2007, le maggiori riserve al mondo di carbone rimangono negli Stati Uniti con oltre 246 miliardi di tonnellate (circa il 27% delle risorse mondiali), seguono la Russia (157), la Cina (114), l'India (92), l'Australia (78) e il Sudafrica (48). L'Ucraina con 34 miliardi di tonnellate, e il Kazakistan (31) sono i Paesi con le più grandi riserve nell'area euro-asiatica. Nel complesso questi 8 paesi posseggono oltre l'88 delle riserve di carbone del pianeta.

Le più grandi riserve mondiali di carbone per Paese nel 2006

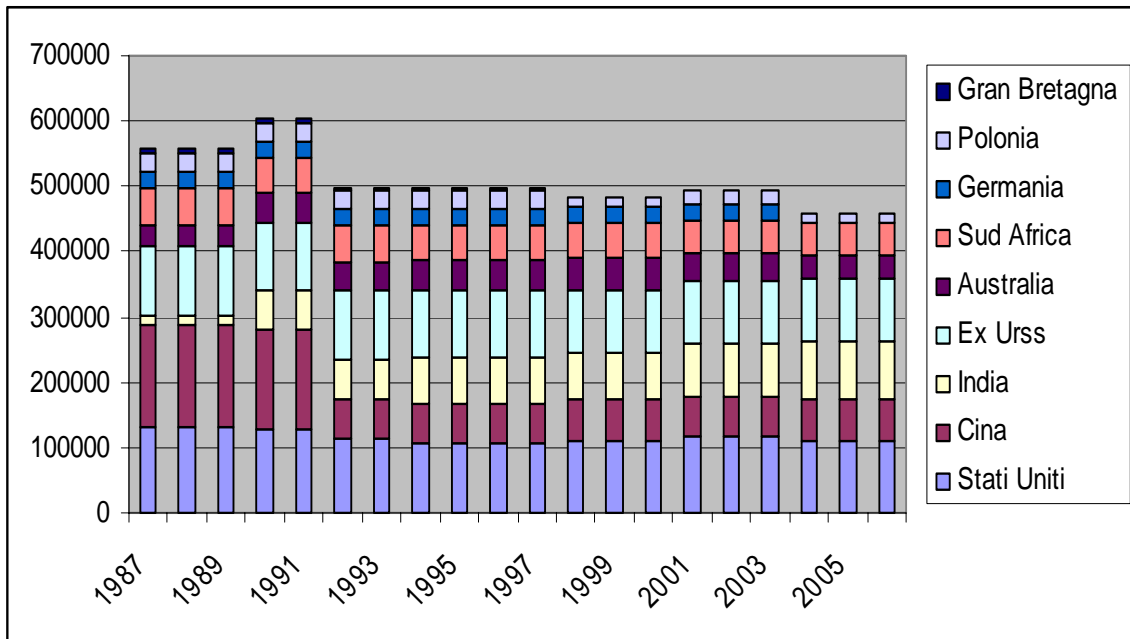


Fonte: BP

In tutti i principali Paesi produttori le riserve provate di *hard coal* (antracite e bituminose) sono considerevolmente calate rispetto al 1987. Nei nove paesi presi in considerazione, che posseggono oltre il 95 per cento delle riserve mondiali, si è passati da un picco di oltre 600 miliardi di tonnellate, stimate nel 1990, ai 478 stimati nel 2006. Tra le riduzioni più consistenti quelle che hanno interessato l'Europa. La Gran Bretagna ha ridimensionato più volte le proprie stime passando dai 9 miliardi di *hard coal* del 1987 ai 2 miliardi del 1995 e culminando nel 2006 con appena 220 milioni di tonnellate e una riduzione rispetto alle stime iniziali del 97 per cento. Ancora più eclatante il caso della Germania, che in un solo anno, tra il 2003 e il 2004 ha ridotto di oltre l'85 per cento le proprie riserve passando da 23 miliardi a 183 milioni per l'*hard coal* e da 43 miliardi a 6,5 miliardi per il *brown coal*, ribasso clamoroso dovuto all'erroneo inserimento all'interno delle riserve provate tedesche di notevoli quantità non convenienti da estrarre.

Anche le maggiori riserve al mondo di *hard coal*, quelle degli Stati Uniti, si sono ridotte considerevolmente, analogamente a quanto accaduto a quelle cinesi, calate di ben 90 miliardi tra il 1991 e il 1993.

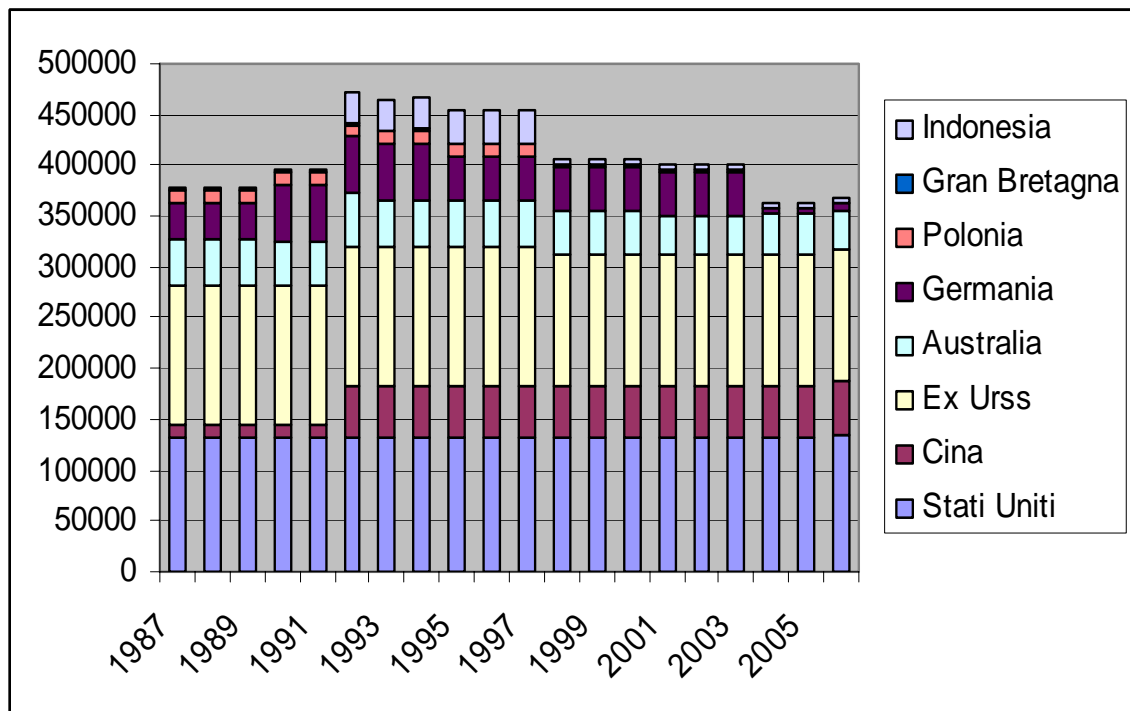
Serie storica delle stime sulle riserve di *hard coal* (in milioni di tonnellate)



Fonte: BP

Un processo analogo, anche se meno consistente, ha investito le riserve provate di lignite e sub bituminose, il carbone di minore qualità. Osservando la serie storica delle stime negli otto paesi con maggiori riserve (pari all'86 per cento globale) si nota che oltre 100 miliardi di tonnellate sono state cancellate tra il 1993 e il 2006.

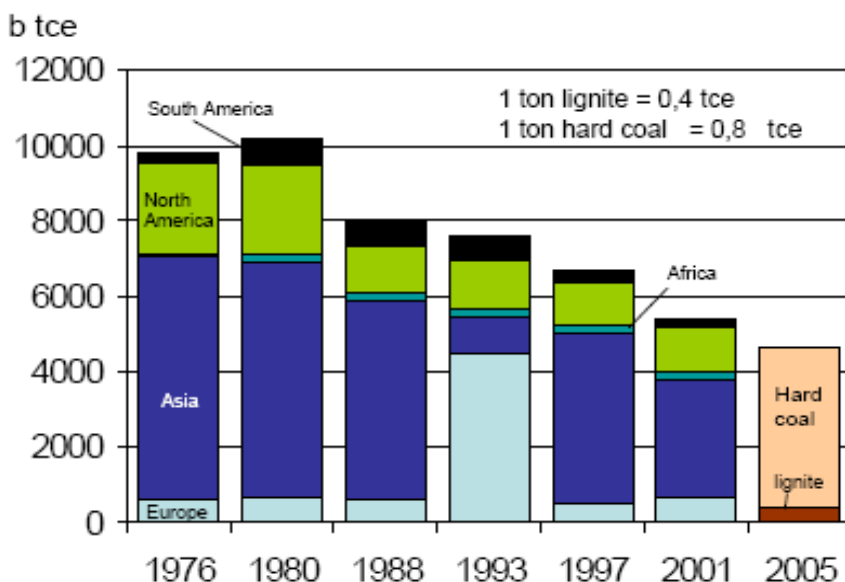
Serie storica delle stime sulle riserve di lignite e sub bituminose (in milioni di tonnellate)



Fonte: BP

A livello globale non è da escludere che il trend negativo registrato in oltre 15 anni continui anche nel futuro finendo per assottigliare ancor di più quelle che dovrebbero essere considerate le riserve sicure di carbone. Come risulta infatti dal rapporto dell'Energy Watch Group uno dei principali motivi dei tagli alle stime è la scarsa qualità dei dati disponibili. Il fatto che in alcuni paesi, come accaduto in Germania, Polonia o Gran Bretagna, le stime sulle riserve vengano drasticamente ridotte nel giro di pochi anni costituisce già di per sé un campanello d'allarme circa la qualità delle statistiche elaborate sul carbone. Come se non bastasse in diversi paesi i dati risalgono ad almeno un decennio fa e non tengono perciò in considerazione la quantità di carbone già estratta. E' il caso della Cina i cui dati sono rimasti fermi al 1992, nonostante tra il 1995 e il 2005 siano stati estratti circa 18 miliardi di tonnellate di carbone, il che avrebbe dovuto portare a una riduzione del 30 per cento delle riserve stimate. Non è secondario infine notare come anche le stime sulle risorse siano progressivamente calate arrivando a ridursi di circa il 50 per cento rispetto a quelle del 1976.

Serie storica delle stime sulle risorse di carbone nel mondo



Fonte: Energy Watch Group, Coal report, 2007

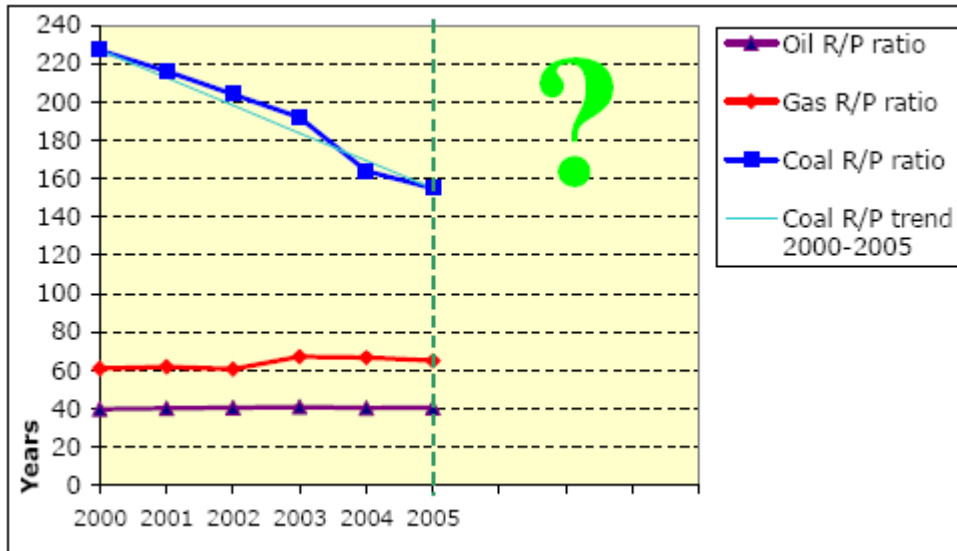
4.2 Il picco si avvicina

Il drastico ridimensionamento delle riserve stimate ha portato inevitabilmente a ritoccare di volta in volta anche le previsioni sulla "longevità" del carbone negli scenari futuri. Se nel 2000 si calcolava che il rapporto tra riserve e produzione (R/P nel grafico) avrebbero garantito lo sfruttamento del carbone per 230 anni, negli anni successivi le previsioni sono state costantemente riviste al ribasso fino all'attuale stima che prevede una durata di 147 anni, il 30 per cento in meno di quella di cinque anni fa.

Come illustra il grafico il carbone è l'unica tra le fonti fossili ad aver subito un calo così netto nel rapporto riserve e produzione (R/P ratio), un trend negativo che molto probabilmente proseguirà nei prossimi anni. A differenza di quanto accaduto per il petrolio e per il gas infatti negli ultimi decenni l'ammontare delle riserve di carbone è costantemente diminuito a fronte di uno sfruttamento sempre più intensivo dei

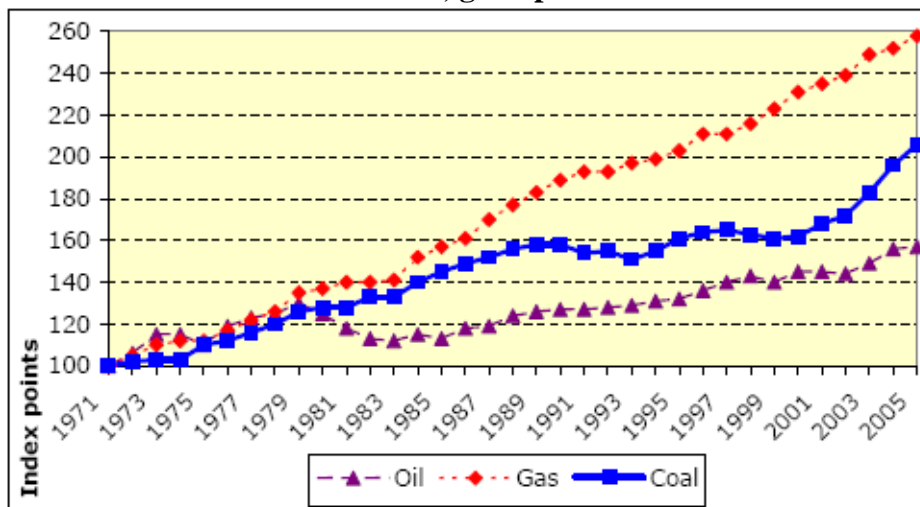
giacimenti. La produzione di carbone è quella del resto che è aumentata di più negli ultimi anni, subendo a un'autentica impennata a partire dal 2002.

Stime sull'esaurimento di carbone, gas e petrolio (anni)



Fonte: *Institute for Energy, The future of coal, 2007*

Produzione mondiale di carbone, gas e petrolio



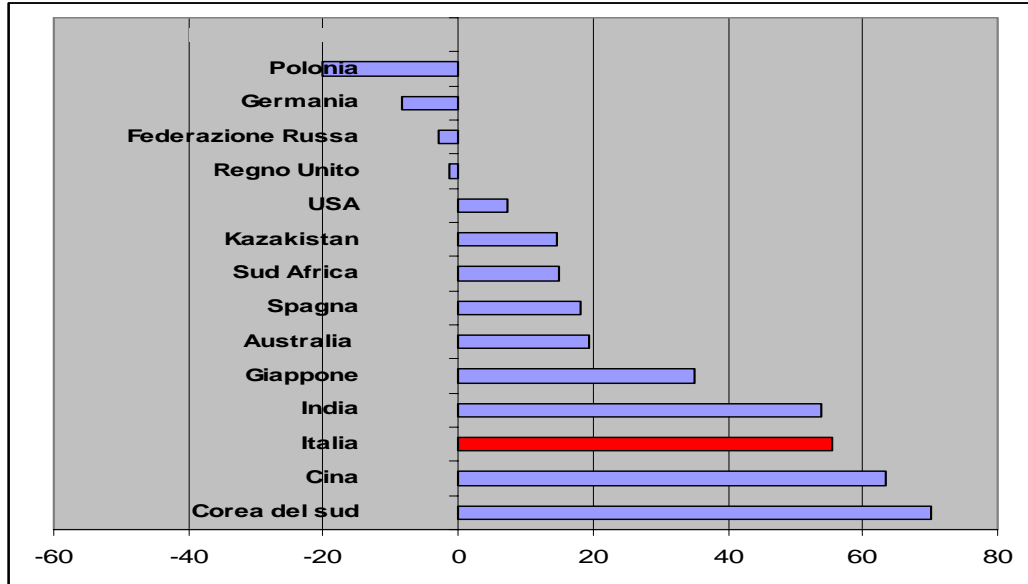
Fonte: *Institute for Energy, The future of coal, 2007*

Secondo le statistiche fornite dalla BP, tra il 1996 e il 2006 l'incremento nella produzione mondiale è stato del 35%, e del 6,2% solo nell'ultimo anno. A fare pressione è del resto una domanda per il consumo in costante ascesa. Nel 2006 sono stati consumati nel mondo più di 3.000 Mtep, con un aumento del 4,5% rispetto al 2005. La parte del leone la fanno i Paesi emergenti e in particolare quelli a rapida industrializzazione come la Cina, l'India o la Corea del Sud.

Tra i paesi industrializzati spicca invece il ruolo dell'Italia, che in controtendenza rispetto ad altre economie europee, e in particolare a Gran Bretagna e Germania continua ad aumentare i consumi. Tra il 1996 e il 2006 il nostro paese ha fatto registrare un aumento del 55% attestandosi in terza posizione nella classifica dei maggiori

incrementi, dietro a Cina (+63%) e Corea del sud (+70%). A differenza dei giganti asiatici, l'Italia però non può contare su proprie miniere e già oggi importa il 99 per cento del carbone consumato.

Variatione nel consumo di carbone nel mondo tra il 1996 e il 2006 (%)



Fonte: BP

Dall'analisi delle lacune su dati e previsioni appare evidente che il carbone sarà nel futuro una risorsa molto meno reperibile e vantaggiosa di quanto attualmente si crede. Secondo una stima fatta dall'*Energy Watch Group* è probabile che il picco nella produzione del carbone venga raggiunto intorno al 2025 a un livello di produzione del 30 per cento superiore a quello attuale. Una tale previsione, se realizzata, avrebbe un impatto immediato sui prezzi che in prossimità del picco di produzione, come ben dimostrano le vicende del petrolio, tendono inesorabilmente a crescere.

4.3 Il mercato si contrae

La maggiore distribuzione geografica delle riserve rispetto al gas o al petrolio è un altro degli argomenti spesso sostenuti a vantaggio del carbone. Secondo le statistiche della BP sono 32 i paesi nel mondo in cui si contano riserve che possono interessare ai fini di un'analisi globale. Una varietà nell'offerta che garantirebbe anche a medio termine la stabilità del mercato e il contenimento dei prezzi, evitando, come invece accade per il petrolio, che le politiche energetiche dipendano dalle strategie e gli interessi di un ristretto gruppo di paesi.

In verità, come si è visto, i paesi che contano sul mercato del carbone sono in realtà molto meno di 32. Nel 2006, otto paesi possedevano oltre l'83 per cento del carbone estraibile alle attuali condizioni di mercato. In molti di questi paesi per di più il declino nella qualità di carbone, l'aumento dei costi di estrazione e l'aumento della domanda interna hanno drasticamente ridotto la produzione per l'esportazione e aperto le porte alle importazioni. Il quadro che ne risulta è quello di un mercato che si sta gradualmente contraendo a vantaggio di un numero sempre più ristretto di esportatori.

In Europa la produzione di *hard coal* non è oramai più competitiva sul mercato mondiale ed è molto probabile che le riserve di lignite si esauriscano più velocemente di

quanto previsto. Gli Stati Uniti e la Cina, che oltre ad avere le maggiori riserve erano un tempo anche i maggiori esportatori, stanno gradualmente diventando degli importatori netti di carbone, dovendo far fronte a una domanda in costante crescita. Lo stesso accade in India, mentre in altri Paesi tradizionalmente esportatori come il Sud Africa e l'Indonesia, i problemi di estrazione aumentano e le capacità di esportazione diminuiscono drasticamente.

Già oggi il mercato globale appare dominato da pochi soggetti e in particolare da Stati Uniti e Cina che controllano la domanda mentre sul versante dell'offerta sempre più preponderante diventa il ruolo dell'Australia che secondo diversi analisti è l'unico paese in grado di continuare ad esportare grosse quantità a fronte di una domanda internazionale in vistosa crescita.

4.4 I prezzi aumentano

A dare un segnale inequivocabile sulla contrazione del mercato internazionale sono le vicende di questi ultimi mesi, caratterizzati da una clamorosa riduzione delle esportazioni e da un innalzamento dei prezzi senza precedenti. A febbraio del 2008 il prezzo del carbone è balzato ai massimi storici, superando la storica soglia dei 100 dollari per tonnellata, sui mercati di riferimento di Australia e Sud Africa. A Canberra i prezzi del carbone per generazione elettrica hanno subito un'impennata, raggiungendo la cifra record di 116 dollari per tonnellata nell'ultima settimana di gennaio. Nella stessa settimana il rincaro in Sudafrica è stato del 12 per cento, arrivando a 111 dollari per tonnellata, mentre i rincari non hanno risparmiato nemmeno la Cina, che ha annunciato l'interruzione delle esportazioni fino ad aprile a causa delle maggiori nevicate degli ultimi 50 anni.

Causata da una serie di eventi congiunturali, e in primo luogo dalle eccezionali tempeste che si sono abbattute in Cina, dai black out che hanno attraversato il Sud Africa e dalle inondazioni che hanno colpito l'Australia, la temporanea crisi del mercato del carbone nasconde in realtà elementi ben più strutturali. E' evidente infatti che la concentrazione delle esportazioni nelle mani di pochi paesi può mandare in tilt l'intero mercato al minimo intoppo. Rimasti piuttosto stabili per quasi mezzo secolo i prezzi del carbone stanno dando chiari segnali di aumento al di là di eventi straordinari.

Una tendenza che dovrebbe far riflettere circa gli scenari futuri. A ben guardare infatti il carbone non sembra in grado di garantire la stessa sicurezza negli approvvigionamenti che gli si attribuiva qualche anno fa e vede così cadere un altro dei vantaggi rispetto alle altre fonti fossili.

4.5 Gli aiuti di stato devono essere tagliati

Una delle motivazioni più forti sull'utilità dell'opzione carbone per la produzione termoelettrica sostenute dai fautori delle riconversioni è quella economica: il costo di acquisto del combustibile è molto più basso rispetto ai derivati del petrolio e del gas naturale. Questo dato innegabile è spiegabile però con gli ingenti sussidi statali che nei Paesi industrializzati vengono garantiti per far produrre le miniere di carbone e renderle competitive rispetto al carbone di importazione.

Nel 2006 l'Unione europea, in deroga alle normative sugli Aiuti di stato, ha consentito l'erogazione di quasi 4 miliardi di euro di aiuti a favore del carbone, un sussidio senza il quale molte miniere sarebbero state costrette a chiudere con il conseguente aumento delle importazioni.

2006: i sussidi statali al carbone nell'Unione europea (in milioni di euro)

Germania	2518
Spagna	1097,9
Polonia	294,1
Ungheria	36,5
Slovenia	17,5
Rep. Ceca	14,72
Slovacchia	6,6
Bulgaria	4,9
Totale	3990,22

Fonte: elaborazione Legambiente da State aid scoreboard 2007, Commissione Europea

La Germania e la Spagna si spartiscono circa il 90 per cento degli aiuti concessi per un totale di oltre 3 miliardi di euro. Ancora oggi, gran parte di questi soldi sono stanziati per far fronte agli investimenti e per sovvenzionare il funzionamento stesso delle miniere. La normativa europea prevede tuttavia la definitiva sospensione degli aiuti di stato al carbone entro il 2010. Ed è in vista di questa data che un fetta sempre più consistente di aiuti viene dirottata per coprire i costi di chiusura delle miniere. Nel 2007 il governo di Madrid ha sancito l'obiettivo di ridurre del 24 per cento in sei anni la produzione da carbone annunciando lo stanziamento di 2,9 miliardi di euro per far fronte alla chiusura delle miniere. Un processo analogo a quello che sta investendo la Germania, che nel 2006 aveva già dimezzato gli aiuti alla produzione.

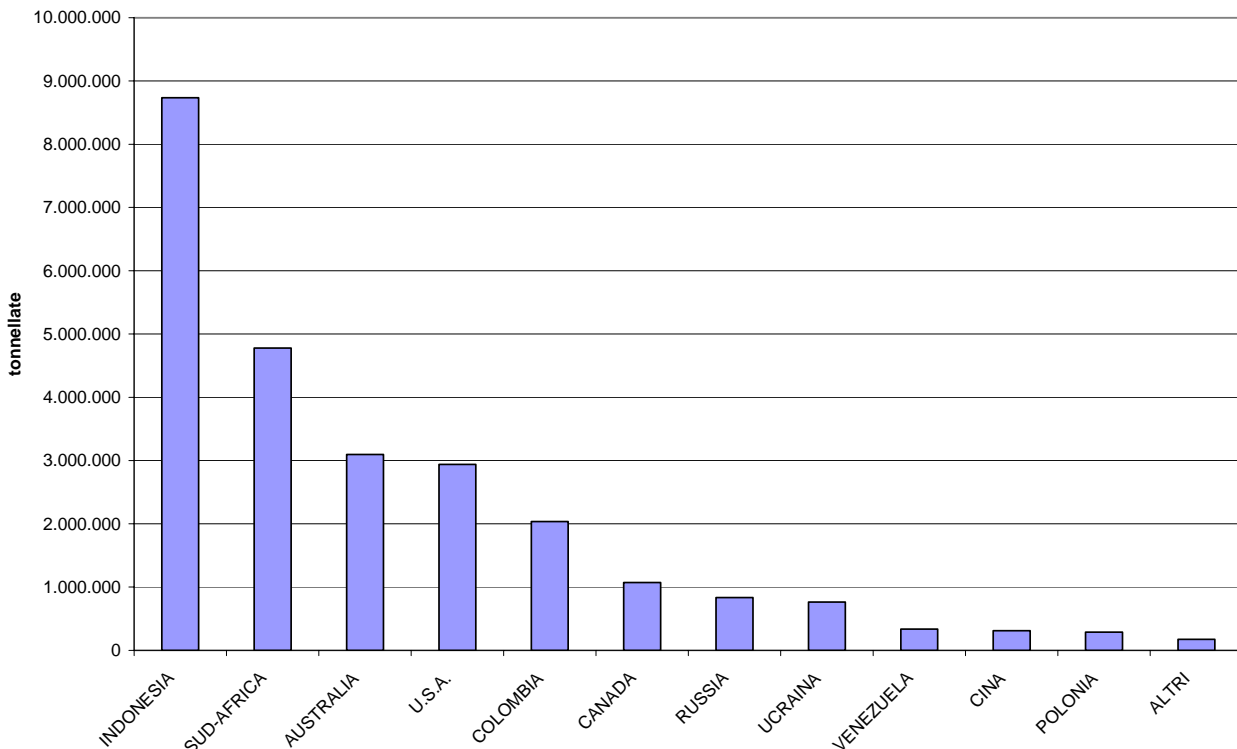
In Italia invece accade l'inverso. Nella finanziaria del 2008 sono stati infatti confermati i sussidi alla filiera del carbone del Sulcis, in Sardegna, che dovrebbero essere garantiti attraverso il meccanismo del CIP6. Un paradosso tutto italiano, dato che il CIP 6 era stato originariamente concepito per finanziare le fonti rinnovabili, che non a caso è attualmente sottoposto all'esame della commissione europea. Bruxelles si è infatti riservata il compito decidere se la procedura di finanziamento al Sulcis costituisce un'infrazione rispetto alla normativa sugli aiuti di stato e debba essere pertanto essere eliminata.

Se così fosse le conseguenze sui progetti di espansione del carbone in Sardegna sarebbero immediate. La nuova centrale a carbone che si vorrebbe realizzare nell'area del Sulcis non sarebbe infatti economicamente conveniente in mancanza del sussidio statale.

5. Lo scenario italiano

Il 99% del carbone consumato nel nostro paese è di importazione. L'unica riserva italiana si trova in Sardegna (bacino Sulcis Iglesiente) con circa 128 milioni di tonnellate, di cui 57 coltivabili al 2005. Nel 2006 l'importazione del carbone ha riguardato poco più di 25 milioni di tonnellate con un aumento dell'1% rispetto all'anno precedente. I maggiori paesi di importazione di carbone sono stati l'Indonesia con 8,7 milioni di tonnellate (Mt), pari al 36% dell'import totale, il Sud Africa con 4,7 Mt (19%), l'Australia con circa 3 Mt (12%) e gli Stati Uniti con 2,9 Mt (8%). Il carbone più importato è quello da vapore (poco più di 18 milioni di tonnellate), seguito dal carbone da coke (quasi 6 Mt), mentre il maggior paese di importazione del coke di petrolio sono gli Stati Uniti con 1,9 Mt (+23% d'importazione rispetto al 2005).

I principali paesi da cui l'Italia ha importato carbone nel 2006



Fonte: Terna

Bisognerà attendere alcuni mesi per avere i dati sul 2007 e capire come i produttori italiani hanno reagito all'impennata del prezzo del carbone. E' evidente tuttavia che in un futuro non troppo lontano i paesi da cui importare potrebbero essere molti meno di quelli attuali. Dei quattro maggiori esportatori verso l'Italia, molto probabilmente solo l'Australia continuerà a offrire condizioni di scambio accessibili. Indonesia, Sud Africa e Stati Uniti hanno già iniziato a dirottare buona parte del carbone esportato verso il consumo interno.

In uno scenario futuro caratterizzato pertanto dall'aumento dei costi della CO₂, spinti in alto dalla riforma della direttiva ETS e dai nuovi obiettivi dell'Unione europea per il

2020, si assocerà molto probabilmente un aumento consistente dei costi di approvvigionamento della materia prima.

Mentre sui questi ultimi ci sarà ben poco da fare, per far fronte ai primi in Italia sono attualmente allo studio diversi progetti per il confinamento geologico della CO₂ e tra questi la ricerca sperimentale condotta dall'Enel in Puglia per la combustione del carbone con il metodo dell'oxyfuel process, che dovrebbe facilitare la separazione dell'anidride carbonica dal resto delle emissioni e quindi il processo di stoccaggio, ancora estremamente costoso.

Con queste premesse è ben difficile immaginare un futuro conveniente per le centrali che i vari produttori nazionali ed esteri vorrebbero costruire o convertire nel nostro paese. Un elemento che si aggiunge alle preoccupazioni ambientali sul contributo ai cambiamenti climatici che tali progetti comporteranno. Da Civitavecchia a Porto Tolle, da Vado Ligure al Sulcis, passando per Rossano Calabro e Saline Ioniche, i vari progetti sull'espansione del carbone in Italia rischiano di trasformarsi così in una duplice beffa, con un aumento dei costi dell'energia elettrica che procede di pari passo con l'aumento dell'inquinamento globale.

6. Le centrali a carbone e quelle a rischio di riconversione in Italia

6.1 Le riconversioni in corso

Civitavecchia

La riconversione a carbone della centrale Enel di Torre Valdaliga Nord è in corso di realizzazione. Non sono bastate le decine e decine di manifestazioni, i due referendum, l'opposizione di tutti i Comuni del circondario e delle due Province di Roma e Viterbo né gli scioperi della fame. Il progetto sta andando avanti nonostante tutto e presto i tre nuovi gruppi della centrale, alimentati da carbone, potrebbero iniziare la loro attività.

Secondo i numeri di Enel la nuova centrale passa da quattro a tre gruppi, con una riduzione della potenza installata da 2.640 a 1.980 MW, con una conseguente riduzione di emissioni rispetto dell'82% per gli ossidi di zolfo, del 61% per gli ossidi di azoto, dell'82% per le polveri e del 18% per la CO₂. Un confronto basato sull'ipotesi che le ore di esercizio restino costanti, quando la stessa Enel dichiara di voler aumentare la produttività dell'impianto, portandola a 6.500 ore di lavoro l'anno a pieno carico per una produzione di circa 12,8 TWh annui. Altro dato certo è quello sulla CO₂ che comunque subirà un notevole aumento del quantitativo per kilowattora prodotto, dovuto alle maggiori emissioni del carbone rispetto a qualsiasi altro combustibile fossile, inaccettabile nell'era del protocollo di Kyoto e dei cambiamenti climatici.

A questo si aggiungono altri dati negativi: il sistema di raffreddamento della centrale rimarrà ad acqua di mare, con 20 metri cubi al secondo per gruppo aspirati da un'opera di presa che si trova a 800 metri dalla riva e a 11 di profondità; il volume di carbone movimentato è previsto fra i 3,5 e i 4 milioni di tonnellate all'anno, e verrà acquistato sul mercato internazionale, trasportato per mare e stoccato in due carbonili a calotta chiusi e depressurizzati da 130 metri di diametro e 40 metri di altezza ciascuno; la produzione di ceneri prevista è di circa 40mila tonnellate all'anno che dovranno essere smaltite in discarica a meno che queste non vengano acquistate dai cementifici nazionali e internazionali (questo è l'augurio di Enel visto che i costi di smaltimento in discarica comprometterebbero la redditività complessiva della centrale); i lavori di conversione al carbone di Torrevaldaliga nord avranno un costo previsto di circa 1,5 miliardi di euro e una durata di 60 mesi dall'inizio dei lavori; con i tre gruppi "rinnovati" si raggiungerà un rendimento di circa il 45%, decisamente inferiore quindi a quello dei cicli combinati a metano.

Scelte ancor più gravi e incomprensibili se si tiene conto che la centrale Enel di Torrevaldaliga nord, situata sulla costa a nord di Civitavecchia (Rm) a pochi chilometri dalla città, fa parte del maggiore polo di produzione termoelettrica d'Italia: oltre 7.000 MW considerando anche Torrevaldaliga sud e Montalto di Castro, a circa 20 km di distanza. Un comprensorio già ambientalmente sovraccarico, in cui si sceglie un combustibile problematico come il carbone, in grado di "segnare", insieme alle scelte precedenti, in modo definitivo, non solo il territorio del Comune di Civitavecchia, ma addirittura l'intero comprensorio marino della costa nord della provincia di Roma - e quindi i comuni marini e costieri di Santa Marinella, Santa Severa, Ladispoli oltre ai comuni di Tolfa e Allumiere.

A pochi mesi dall'entrata in funzione della centrale il "famoso" Osservatorio Ambientale gestito non dall'Arpa, ma dal Comune di Civitavecchia non ha prodotto alcun risultato in termini di monitoraggio della situazione esistente e di possibile

riduzione degli impatti, mentre anche il biomonitoraggio previsto non vede ancora la luce.

Legambiente è sempre stata protagonista delle iniziative contro il carbone a Civitavecchia. Sono diverse le edizioni della Goletta Verde che hanno messo in luce i problemi della riconversione, così come sono molteplici le iniziative lanciate dall'associazione per scongiurare questa scelta, con le uniche due manifestazioni davanti ai cancelli della centrale, promosse proprio da Legambiente.

Il passato. I lavori di costruzione di Torrevaldaliga nord iniziarono all'inizio degli anni Settanta, e i quattro gruppi a olio combustibile, da 660 MW ognuno, per un totale di 2.640 MW, entrarono in servizio fra il 1982 e il 1984, producendo fino a 16 Terawattora (TWh) annui. Con l'istituzione dell'Authority per l'energia elettrica e la fine della cassa conguagli, verso la fine degli anni Novanta la produzione calò sensibilmente, scendendo sotto ai 10 TWh. Negli ultimi anni l'Enel è stata costretta ad aumentare leggermente la produzione intorno agli 11 TWh in quanto, sebbene meno redditizia, la centrale doveva compensare la produzione delle centrali ferme per la riconversione ai cicli combinati. Per tutto ciò, nel 1989, i cittadini si espressero con netta chiarezza, grazie ad un referendum molto partecipato, che vide una netta affermazione della proposta di riconversione a gas della centrale. Nonostante la volontà popolare, però, la riconversione a gas fu elusa dall'Enel, così come è stato per i piani di risanamento previsti sempre dall'azienda.

Nel 1994 il Consiglio comunale di Civitavecchia approvò un documento a suo modo "storico", in cui si delineavano le linee di sviluppo per Civitavecchia, individuando l'asse portante del Documento nella diversificazione dopo tanti anni di "servitù energetica" della presenza della centrale Enel, grazie ad una scelta basata sullo sviluppo termale. È la prima volta che un documento ufficiale dell'Amministrazione comunale si "scarta" dal "pensiero energetico unico", tentando di disegnare un futuro per l'intero comprensorio costa nord basato sul turismo, sull'accoglienza, e soprattutto sulla valorizzazione della risorsa mare - Civitavecchia è il più grande comune marino, con i suoi 55mila residenti dell'intera regione Lazio -. In conseguenza di ciò, il Comune predispone un programma quinquennale, con il quale, grazie al Giubileo, l'Amministrazione appronta un programma di opere per ottenere i necessari finanziamenti.

Nonostante ciò, il primo progetto di conversione a carbone arriva nel dicembre del 2000, e viene sottoposto all'esame di una commissione tecnica incaricata dal Comune di Civitavecchia e coordinata dal prof. Renato Wegner del Politecnico di Milano. L'esame evidenzia diversi problemi ambientali e richiede una serie di modifiche da apportare, soprattutto per quanto riguarda gli impianti di accumulo e distribuzione del carbone.

Nell'ottobre 2001 l'Enel presenta un nuovo progetto di conversione che viene sottoposto all'esame di una seconda commissione tecnico-scientifica. In base a un confronto con le prestazioni della centrale a olio esistente, la commissione tecnica rileva che il nuovo progetto presentato, utilizzando un più efficiente sistema di desolfurazione e di filtraggio dei fumi, permetterebbe notevoli riduzioni nell'emissione di ossidi di zolfo e polveri, limitate riduzioni delle emissioni di ossidi di azoto e un inevitabile aumento delle emissioni di CO₂. Considerando il miglioramento della qualità dell'aria a livello locale che l'intervento avrebbe determinato, la commissione produce dunque una valutazione interlocutoria di "sì condizionato", suggerendo all'Amministrazione pubblica di istituire un osservatorio di monitoraggio ambientale ed epidemiologico

indipendente dall'Enel che potesse costantemente valutare la situazione ambientale e sanitaria locale dell'area interessata.

Nel frattempo attività di informazione scientifica e di protesta politica contro il carbone erano già spontaneamente nate da movimenti civici, politici, associazioni ambientaliste, confluiti nel settembre 2002 in un coordinamento dei comitati locali. I membri del coordinamento organizzano iniziative di protesta e incontri informativi e raccolte di firme per una consultazione referendaria sul progetto di conversione al carbone. Il referendum si tiene il 6 ottobre 2002, con una partecipazione del 30% degli aventi diritto, e vede una vittoria del no con l'85% a Civitavecchia e con il 96% a Tarquinia. Ancora nel 2002 una grande manifestazione regionale convoglia 15mila partecipanti, tra cui i cittadini di Civitavecchia, le associazioni ambientaliste, gli allevatori, gli agricoltori, gli albergatori e gli operatori turistici. Nei giorni precedenti, Legambiente Lazio organizza un sistematico rilevamento delle polveri sottili nell'intero comprensorio costa nord: i dati dimostrano che anche senza il carbone, la situazione ambientale e quindi sanitaria, è assolutamente preoccupante. Il 30 gennaio 2003 anche il Comune di Civitavecchia si unisce al parere già espresso da tutti i consigli comunali della zona respingendo il nuovo progetto Enel di conversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga nord. Nei mesi successivi la stessa Amministrazione dapprima nettamente contraria al progetto, approva una versione modificata che vede la riduzione da 4 a 3 gruppi di produzione, creando una spaccatura all'interno della maggioranza e la critica da parte di molti sindaci della zona.

6.2 I progetti di nuove centrali o di riconversione

Saline Joniche (Rc)

A Saline Joniche la quasi totalità dei terreni di pertinenza dell'area industriale dell'ex Liquichimica, è stata acquistata, con il progetto di costruire una centrale termoelettrica alimentata prevalentemente a carbone, dalla società SEI, partecipata della società svizzera Rätia Energie (RE). La RE è una società integrata la cui principale attività consiste nel commercio nazionale e internazionale e nella distribuzione regionale di energia elettrica e, in Italia, dal dicembre del 2006 gestisce anche una centrale a gas a ciclo combinato di 400 MW a Teverola, vicino a Napoli.

Il progetto prevede 2 gruppi da 600 MW, per complessivi 1.200 MW, utilizzando una tecnologia analoga a quella impiegata nella centrale a carbone di Civitavecchia (Rm). Come combustibile verrà utilizzato prevalentemente il carbone, integrato con una co-combustione fino al 5% di biomasse. Il progetto della centrale prevede la realizzazione di un impianto tecnicamente idoneo alla cattura della CO₂ per il successivo stoccaggio in depositi geologici al largo delle coste ioniche, ma non è attualmente prevista l'effettiva realizzazione della cattura e stoccaggio (i cui costi, allo stato attuale, rendono il carbone meno competitivo di altri combustibili)

Le azioni per la definizione del progetto sono stati avviati nel corso del 2005, con l'acquisto dei terreni e l'incarico per lo studio necessario alla valutazione d'impatto ambientale a cui seguiranno gli incontri e le procedure per la realizzazione della nuova centrale a carbone.

Si tratta di un progetto che va in una direzione totalmente contraria a quanto auspicato da Legambiente, impegnata in prima linea per allontanare la minaccia del carbone e per rilanciare l'idea di uno sviluppo diverso per Saline.

Questo nuovo progetto non fa che aggiungersi ad una storia che negli anni ha portato Saline Ioniche a rappresentare il simbolo del clamoroso fallimento del disegno di “industrializzazione forzata” della Calabria. Tutto inizia con la vicenda della Chimica Biosintesi, andata avanti penosamente per oltre trent’anni, lo stabilimento industriale avviato nel 1972 dal gruppo Liquichimica di Urini, e morto sul nascere. L’area è stata oggetto della costruzione di un porto, concepito come funzionale all’area industriale, che fu ultimato, seppure in forma ridimensionata rispetto al progetto originario, alla fine degli anni ’70. Il porto praticamente non è stato mai utilizzato, se non molto parzialmente, e nel 2003 è stato praticamente distrutto dalle forti mareggiate.

Un altro clamoroso fallimento è stato quello delle Officine Grandi Riparazioni che aveva suscitato tante aspettative produttive e occupazionali ma che, ormai, sembra destinato allo smantellamento in mancanza di soluzioni percorribili. Anche il mare di fronte Saline non sembra esonerato da questo destino. A cinquanta metri di profondità giace infatti il relitto della “Laura C”, la motonave affondata nel 1941 che trasportava esplosivi e che negli anni è stata al centro di inchieste e vani tentativi di interventi di bonifica.

Il nostro no al progetto della centrale a carbone non si ferma ad una semplice contestazione ma si pone l’obiettivo di fare di Saline un simbolo positivo investendo su innovazione e qualità territoriale. Infatti fino ad oggi la “cattiva” industrializzazione, prima che un investimento rivelatosi fallimentare sul piano economico ed occupazionale, è stato un atto di violenza proprio rispetto alla natura dei luoghi, un tradimento della predisposizione di un’area, un incidere negativamente sul suo dna. Per questo oggi crediamo che ogni nuova partenza non può che partire dai luoghi e dagli abitanti, assecondandone le vocazioni e le attese per troppo tempo sopite.

In particolare le proposte riguardano tanto gli aspetti naturalistici e culturali dell’area che l’innovazione tecnologica e le fonti energetiche alternative. Tra queste c’è il parco marino “Laura C”, che nasce dal fatto che la motonave non è soltanto la nave del tritolo e dei misteri ma è soprattutto un tesoro nascosto da godere, o l’oasi faunistica “Laghetto di Saline”, che - come è scritto nei documenti ufficiali del Ministero dell’Ambiente - è una importantissima zona umida costiera per l’avifauna migratoria che risale la penisola italiana e vi sosta.

Abbandonare il progetto della centrale a carbone è necessario per una riconversione sostenibile dell’ex area industriale di Saline. Si potrebbero utilizzare alcune delle strutture e dei silos industriali per realizzare una delle due centrali solari termodinamiche a concentrazione in Calabria - come da accordi che la Regione Calabria ha già preso con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare indicando quali siti Crotone e Saline Joniche (RC) -, un parco tecnologico per le energie alternative che serva come luogo di produzione ma soprattutto di sperimentazione delle varie applicazioni tecnologiche che la ricerca avanzata in questo campo propone. Tale iniziativa darebbe l’opportunità di un coinvolgimento dei centri di ricerca, delle imprese, delle Università. Non va trascurato il significato che ne deriverebbe sul piano culturale. Lo stesso parco potrebbe avvalersi dell’utilizzo delle fonti energetiche attraverso la realizzazione di attrattive capaci di abbinare divertimento a educazione scientifica ed ambientale.

Porto Tolle

La centrale di Polesine Camerini nel Comune di Porto Tolle è costituita oggi da 4 sezioni alimentate a olio combustibile da 660 MW ciascuna, per complessivi 2.640 MW, che hanno iniziato a funzionare negli anni '80.

Nel 1994 l'Enel, per garantire il rispetto dei limiti di emissione imposti dal decreto 203/88 presenta un progetto di adeguamento ambientale per il funzionamento a olio desolfurato, applicato al gruppo 4 che funziona attualmente con combustibile a 0,25% di zolfo.

La nascita del mercato dell'energia con la liberalizzazione delle tariffe induce Enel Produzione a rivedere il programma di adeguamento ambientale, allo scopo di rendere competitivo l'impianto, proponendo di utilizzare combustibili più a buon mercato come l'orimulsion.

Nell'agosto del 2000 l'Enel presenta un nuovo progetto di ambientalizzazione che, tramite la realizzazione di sistemi di desolforazione dei fumi, di abbattimento degli ossidi di azoto, l'adeguamento dei precipitatori elettrostatici sulle quattro sezioni per migliorare l'efficienza nella captazione delle ceneri, si adegua alle normative europee sulle emissioni. Il 9 febbraio 2001 il ministero dell'Ambiente dispone che il progetto sia sottoposto a VIA, mentre nel settembre 2001 l'Enel chiede l'esonero dalla procedura di VIA.

Si succedono due anni di critiche al progetto, di indicazioni di alternative, quale quella della alimentazione a metano, di richiamo alla legge istitutiva del Parco del Delta del Po che prevede l'alimentazione a metano o altri combustibili di pari o minore impatto ambientale.

In questa contesa spicca l'opposizione della Regione Veneto con il Presidente della Giunta Galan e con il capogruppo di Forza Italia in Consiglio, Marangon, nativo di Porto Tolle, che giurano che mai l'orimulsion entrerà a Porto Tolle. Il 24 marzo 2003 la Regione Veneto, con il Presidente Galan, e l'Enel Spa firmano un protocollo d'intesa, cui fa seguito la Delibera di giunta regionale n. 1084 del 13 giugno 2003 (che accoglie il parere della Commissione regionale VIA) con cui si esprime il parere favorevole all'aggiornamento del progetto di adeguamento ambientale con l'utilizzo dell'orimulsion, avendo constatato che l'impatto di un'alimentazione a metano sarebbe addirittura superiore.

Il 16 giugno 2003 il ministero per le Attività produttive e il ministero per l'Ambiente emanano il decreto interministeriale che approva il piano transitorio di utilizzo delle sezioni 1, 2, 3 in deroga alle indicazioni del Dm 12 luglio 1990, riguardante le linee guida per il contenimento delle emissioni, e chiede all'Enel di presentare un apposito piano di controllo delle emissioni.

Il 17 giugno 2003 l'Enel chiede la sospensione del procedimento di VIA che viene accolta. Le trattative che seguono indicano la dismissione dell'impianto al 2018, l'impegno all'abbattimento ulteriore delle emissioni, soluzioni al problema dei gessi e altro ancora. L'Enel presenta nell'agosto 2003 una relazione integrativa al progetto di riconversione della centrale.

La proposta di alimentazione a orimulsion, presentata come l'unica alternativa alla chiusura, fa breccia nello schieramento politico e sindacale, preoccupati delle conseguenze occupazionali di una chiusura (400 lavoratori licenziati più altri dell'indotto).

Il progetto orimulsion viene abbandonato nell'estate 2004 a causa del forte ridimensionamento della produzione in Venezuela. Il 10 settembre 2004 Enel presenta

la proposta “Porto Tolle a carbone” in cui minaccia, alle condizioni di allora, la chiusura dell’impianto al 2006-2007. L’alternativa a gas non è proponibile perché secondo Enel «non risolve la competitività» e perché causerebbe un forte esubero di personale (circa 200 persone). La trasformazione a carbone avverrebbe con la realizzazione di quattro nuove unità da 660 MW di ultima generazione ad alta efficienza (45% di rendimento) con il trasporto del carbone da Chioggia o da Venezia. Tra i vantaggi del carbone viene ricordata anche la riduzione dei rischi connessi al trasporto del combustibile nell’Adriatico e al suo trasferimento fino a Porto Tolle.

Legambiente indicò due scenari attuabili per il futuro della centrale di Porto Tolle, qualora non si volesse optare per la trasformazione a metano. La prima soluzione era di applicare il primo piano di ambientalizzazione della centrale proposto e sottoscritto da tutte le parti nel 1994. La seconda ipotesi era di applicare i sistemi tecnologici previsti per il progetto iniziale dell’orimulsion al combustibile ad Alto tenore di zolfo (Atz) utilizzato nell’impianto.

La stasi procedurale è proseguita nel 2006 con indicazioni di modifiche dei percorsi dei materiali in entrata e in uscita, per arrivare, il 17 gennaio 2007, alla decisione favorevole della Commissione VIA regionale che ha emanato timide prescrizioni, lasciando intatto il dilemma posto dalla legge istitutiva del Parco del Delta del Po: il carbone ha emissioni inferiori o pari al metano, unico combustibile ammesso dalla legge per la centrale?

Nel corso del 2007, tuttavia, si è espresso anche il Comitato Tecnico Scientifico del Parco Regionale Veneto del Delta del Po che ha dato un proprio parere contrario alla trasformazione a carbone della centrale, parere espresso sottolineando la non compatibilità di questo progetto con la legge che ha istituito il parco stesso. Tale normativa (Legge Regionale n.36 del 1997) prevede infatti che gli impianti termoelettrici localizzati nei comuni del Parco del Delta del Po debbano utilizzare gas metano o altre fonti aventi pari o minore impatto ambientale. Dopo aver valutato il progetto la Commissione è giunta alla conclusione che l’utilizzo del carbone comporta impatti maggiori.

Nel luglio 2007 la Commissione VIA ha chiesto ad ENEL di fornire chiarimenti ed approfondimenti in merito agli “interventi migliorativi” presentati dalla società, uno studio di approfondimento relativo all’intervento previsto nella Sacca del Canarin, uno studio dettagliato riguardo la via di accesso alla laguna del Barbamarco ed una analisi dettagliata legata all’utilizzo del combustibile da rifiuti (come previsto dalle prescrizioni date dalla Commissione Regionale nel parere emesso a gennaio 2007). Le risposte di ENEL sono state depositate ad Ottobre del 2007.

Qualunque sia la scelta va da sé che la produzione deve avvenire senza la concessione di alcuna deroga. Nel frattempo potrebbero essere attuati gli interventi che saranno contenuti nel futuro Piano energetico regionale per aumentare l’efficienza energetica e rallentare l’aumento di domanda. E’ questa la prospettiva che permette anche di trovare soluzioni non assistenzialistiche per una collocazione produttiva dei lavoratori della centrale, previa una riqualificazione che li inserirebbe nei settori interessati da un Piano energetico sostenibile.

Tale tempo permetterebbe anche di capire se e dove localizzare nuove centrali che dovranno avere una taglia inferiore a quelle previste oggi. Non sarebbe una grande evoluzione se a una centrale di grossa taglia sostituissimo 4 centrali con potenza complessiva superiore.

Altre ipotesi allo stato attuale - ma a dire la verità da anni - sono solo legate alla voglia di trascinare la discussione all'infinito senza l'intenzione di trovare una soluzione concreta per il futuro dell'impianto, ormai sempre più vecchio e malandato. L'urgenza della decisione è dettata infine dal sempre più frequente susseguirsi di incidenti, diretta conseguenza dell'assenza di manutenzione.

Vado Ligure

Costruita nel 1968 da Enel, con una potenza diventata a regime di 1.200 MW, la centrale di Vado Ligure (Sv) è alimentata a olio combustibile e carbone. La sua collocazione nella baia di Vado ha favorito la costruzione in città di un megacarbone di scarico delle navi carboniere, facendo di questo combustibile uno dei pilastri portanti del modello economico savonese. Alla fine degli anni '80 si organizzò un movimento di cittadini, comitati ed associazioni ambientaliste con l'obiettivo di una radicale trasformazione di questo modello economico per arrivare addirittura alla dismissione della centrale. Frutto di questo movimento fu l'accordo con il quale era stata decisa la trasformazione della centrale, con l'installazione di impianti di desolfurazione e denitrificazione di due dei gruppi a carbone e la trasformazione a metano degli altri due turbogruppi a gas. Dopo i processi di privatizzazione della fine degli anni '90, la centrale di Vado Ligure ha cambiato proprietà ed è passata da Enel a Interpower e poi ancora alla Tirreno Power.

Nei mesi scorsi Tirreno Power ha presentato alla commissione nazionale per la Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) un progetto per la realizzazione di un nuovo gruppo a carbone. Nonostante preveda alcuni interventi a favore delle rinnovabili (idroelettrico, solare ed eolico), il progetto si pone in aperta contraddizione con gli impegni di riduzione dei gas climalteranti presi dall'Italia. Nel 2007 Legambiente Liguria ha perciò presentato alla Regione e al Ministero dell'Ambiente un documento di osservazioni, sottolineando tra le altre cose i danni che provocherebbe gli ulteriori 2 milioni di CO₂ che ogni anno si prevede di riversare in atmosfera. La stessa regione Liguria si è espressa, tramite delibera di giunta regionale con annesso parere tecnico della commissione regionale di VIA, in maniera contraria a questo progetto. Ci auguriamo che ad analogo conclusione arrivi anche il Ministero dell'Ambiente.

Per Legambiente è necessario completare la metanizzazione della centrale, rifiutando qualsiasi ampliamento dell'uso di altri combustibili fossili.

Cairo Montenotte

L'ipotesi di una centrale a carbone a Cairo Montenotte, è stata avanzata dalla "cordata" di industriali che hanno rilevato la Ferrania Spa, come soluzione al problema dei circa settecento lavoratori della società, a rischio disoccupazione. Un'ipotesi da contrastare non solo perché frutto di una sorta di ricatto, ma soprattutto perché in totale contrasto col Piano Energetico Regionale della Liguria e il Piano Regionale della qualità dell'aria. Ancora una volta il miraggio del business della centrale fa passare in secondo ordine il piano industriale, l'unico strumento in grado di fare uscire la Ferrania dalla terribile crisi in cui si è venuta a trovare. Infatti la Ferrania, che si occupa di produzioni chimiche e materiale per radiografie, negli ultimi anni ha subito pesanti perdite di fatturato, a causa dell'avvento di metodi digitali nel campo radiologico. La proprietà è dunque passata al gruppo Fitra.

Nel 2005 il Ministero delle attività produttive insieme alla Regione Liguria e alla Provincia di Savona, ha firmato con Fitra un accordo preliminare in base al quale il

governo si impegnava a versare un finanziamento alla presentazione di un piano industriale da parte degli acquirenti e impegnava gli enti locali a valutare la possibilità di permettere a Fitra di costruire una centrale elettrica di potenza non superiore a 800 MW a carbone.

Le motivazioni che vanno contro la costruzione della centrale sono anche di natura tecnica. Infatti non è assolutamente possibile costruire una centrale per almeno cinque ostacoli effettivi: la mancanza di acqua di raffreddamento, la ridotta superficie a disposizione, le vie di comunicazione anguste, la distanza dalla rete di distribuzione elettrica che obbligherebbe a costruire lunghi elettrodotti costosi ed impattanti, il microclima che ostacolano la dispersione dei fumi emessi dalla centrale. I dubbi e le proteste sollevate dall'ipotesi di una nuova centrale, sembrano oramai aver spinto il gruppo Ferrania ad accantonare il progetto. Ma in mancanza di una comunicazione ufficiale rimane necessario un monitoraggio continuo sull'area.

Fiume Santo

La centrale di Fiume Santo - località Cabu Aspru (Ss) - di proprietà di Endesa, a pochi chilometri dall'isola de L'Asinara e dal petrolchimico di Porto Torres (Ss), si estende su una superficie di 153 ettari ed è costituita da quattro gruppi di generazione. I primi due, da 160 MW ciascuno, sono entrati in funzione rispettivamente nel 1983 e nel 1984. Nel 1992 è entrata in funzione una terza unità policombustibile da 320 MW a cui se ne è aggiunta un'altra della stessa potenza nominale nell'anno successivo.

La centrale, composta da queste quattro sezioni, ha utilizzato come combustibili, fino alla metà del 2003, olio combustibile denso (gruppi 1 e 2) e orimulsion (gruppi 3 e 4).

Le sezioni 3 e 4 ad orimulsion nell'ottobre del 2003 sono state riconvertite a carbone, disattendendo tra l'altro un referendum tenutosi a Porto Torres dove aveva vinto il no al carbone.

Ai primi del 2007 l'Endesa ha ottenuto dalla Regione Sardegna il via libera per sostituire i gruppi 1 e 2 ad olio - obsoleti ed inquinanti - per un totale di 320 MW con una nuova centrale a carbone, a ciclo supercritico, da 410 MW. In cambio l'azienda fornirà energia elettrica a prezzi di favore all'industria chimica locale e alle amministrazioni di Sassari e Porto Torres, più altre concessioni economiche, e ha fatto la "promessa" di utilizzare il metano al momento della dismissione dei gruppi 3-4, eventualmente realizzando un rigassificatore o utilizzando il gas algerino in arrivo per il 2012. La costruzione del nuovo gruppo a carbone comporterà, secondo gli accordi, anche la dismissione della centrale elettrica interna al petrolchimico, utilizzata per la produzione di energia elettrica e vapore, impianto perennemente in deroga a causa della sua vetustà. La Regione e i sindaci che avevano sino ad allora manifestato avversità al carbone e caldeggiato il metano, hanno capitolato di fronte alla pressione sociale e sindacale determinata da settori industriali in perenne crisi.

Attualmente vengono bruciati circa 2 milioni di tonnellate di carbone all'anno, che probabilmente raddoppieranno anche in relazione al fatto che è iniziata la costruzione del SaPeI (elettrodotto Sardegna-Italia) che permetterà l'esportazione di energia.

La rete di monitoraggio dell'aria e delle acque, gestita dalla Provincia, funziona da poco più di un anno con non poche perplessità da parte di Legambiente e, secondo gli accordi, dovrebbe acquisire presto quella predisposta dall'Endesa.

Con la dismissione dei gruppi ad olio vi è l'intenzione di affittare i depositi costieri alla multinazionale VITOL che li utilizzerebbe come *buffer* per la distribuzione di carburanti (gasolio) nel mediterraneo. Questo comporterebbe un incremento del traffico per 70-90

petroliere all'anno con grave pericolo per la zona costiera ed in particolare il vicinissimo Parco dell'Asinara.

Sulcis

La centrale Enel-Sulcis (340 MW a letto fluido a carbone), già attiva, entrerà nella piena produzione commerciale quest'anno ed è per questo che è previsto un incremento delle emissioni nel PNA.

Per quanto concerne il progetto di una seconda centrale, appare tramontata l'opzione della gassificazione del carbone del Sulcis che potrebbe invece essere bruciato in un nuovo impianto tradizionale. Sempre che possa essere considerata vantaggiosa l'ipotesi di gestire anche le miniere e fornire energie elettrica a prezzi scontati alle industrie energivore del posto e sempre che l'Unione europea non si opponga - cosa che ci auguriamo caldamente - all'assimilazione del carbone alle rinnovabili con il CIP6. Occorre ricordare infatti che tutta questa operazione verrà finanziata paradossalmente con gli incentivi CIP6, grazie alla deroga prevista dalla finanziaria 2007 che esclude tutte le fonti assimilate dal sistema di incentivazione per le fonti rinnovabili ad eccezione, proprio del carbone del Sulcis.

Tutto questo era sostanzialmente previsto nel piano energetico della precedente giunta regionale. Il piano energetico approvato dall'attuale giunta prevede invece una produzione non trascurabile da fonti rinnovabili. Con ogni probabilità si supererà la previsione di 550 MW di eolico, poiché alcune aziende si sono viste autorizzare dai tribunali i parchi eolici bloccati dai provvedimenti regionali. Si prevede di arrivare al 2010 almeno a 800 MW, a cui si aggiungeranno altri 100 MW di minieolico per cui è allo studio una incentivazione regionale.

La regione Sardegna ha deliberato poi con la finanziaria del 2007 ben 75 milioni di euro in tre anni per incentivare il fotovoltaico sino a 20 kW per i privati e per gli enti pubblici. Per questi ultimi da quest'anno si utilizzeranno i fondi anche per incentivare l'efficienza energetica, in particolare nelle strutture pubbliche più energivore come gli ospedali. Da questa incentivazione si prevede l'installazione di non meno di 100 MW di fotovoltaico, investimenti indotti superiori ai 500 milioni di euro e la creazione di circa 200 posti di lavoro. Tutto ciò purtroppo compenserà solo una frazione delle maggiori emissioni previste dal piano sul carbone.

6.3 Lo spettro della riconversione

Rossano Calabro

La centrale Enel di Rossano Calabro è costituita da quattro sezioni da 320 MW ciascuna, che sono state ripotenziare con la costruzione di quattro turbogas da 114 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 1.736 MW, autorizzate con decreto del ministero dell'Industria del 26 luglio del 1991. E' ancora in ballo la proposta di Enel di riconvertire la centrale a carbone entro il 2010, così come previsto a Civitavecchia o proposto a Porto Tolle. Alla luce delle forti opposizioni di Legambiente e di altri soggetti come le associazioni degli agricoltori, la Confesercenti e le amministrazioni locali come il comune di Rossano, la Provincia e la Regione, al momento il processo è in una fase di stallo. Quello che ci auguriamo per quest'area non è la chiusura della centrale, anche per l'importanza che ha per il fabbisogno energetico regionale, ma la riconversione ad una centrale a gas a ciclo combinato, in modo da poter garantire la produzione energetica e le attività lavorative, ricorrendo a soluzioni tecnologiche

avanzate che garantiscono maggiore efficienza energetica ed emissioni di gran lunga più ridotte rispetto all'utilizzo del carbone.

Milazzo

Le prime quattro sezioni da 160 MW della centrale di San Filippo del Mela entrarono in funzione nel 1971, seguite dalle altre due da 320 MW nel 1976. I sei gruppi sono alimentati ad olio combustibile. E' la centrale che in Sicilia emette più inquinanti e che ha portato ad un lungo braccio di ferro, con relativo ricatto occupazionale, tra Regione e Enel prima ed Eurogen poi, decise a non accettare e rispettare i limiti alle emissioni.

Il progetto di trasformare la centrale ad orimulsion di qualche anno fa non è diventato esecutivo per la difficoltà a reperire sul mercato il combustibile dopo la decisione della Bitor di interrompere la produzione in Venezuela.

Edipower, attuale proprietaria dell'impianto, nel febbraio 2006 ha sottoscritto una Convenzione con il Comune di San Filippo del Mela che prevede diversi interventi, tra cui la connessione alla rete gas, la realizzazione di un dissalatore al servizio della cogenerazione, il contenimento delle emissioni in atmosfera, la gestione della rete di rilevamento della qualità dell'aria, etc. Con un decreto del 2007 dell'Assessorato all'Industria della Regione siciliana, i contenuti della convenzione sono diventati prescrizione. Tuttavia le più recenti azioni di Edipower, anziché andare nella direzione attuativa, dimostrano l'indisponibilità della società al miglioramento dell'assetto energetico ed ambientale, lasciando temere la realizzazione del progetto di riconversione a carbone ipotizzato dall'amministratore delegato di Edipower nell'intervista rilasciata al Quotidiano Energia il 31 gennaio 2007.

Attualmente tutto è rinviato alle decisioni della Commissione per l'Autorizzazione integrata ambientale: se la Centrale non risponderà ai criteri sanciti dalla direttiva 2008/1/CE del 15 gennaio 2008 sulla prevenzione e la riduzione integrata dell'inquinamento, correrà il rischio della chiusura.

6.4 Le centrali a carbone già attive

La Spezia

La centrale di La Spezia, di proprietà di Enel Produzione, ha una potenza installata di 1.200 MW. Con decreto del 26 gennaio 1960, la Società Edison Volta fu autorizzata alla costruzione di una centrale termoelettrica nel capoluogo spezzino: al primo gruppo di produzione da 310 MW, entrato in servizio il 28 agosto 1962, seguirono altri tre gruppi per complessivi 1835 MW. Si trattava allora di generatori particolarmente moderni per dimensioni e caratteristiche, tanto da costituire al tempo la più grande centrale d'Europa.

Nel 1963, nell'ambito della nazionalizzazione del settore elettrico, la proprietà della centrale passò dall'Edison Volta all'Enel. Dal 1968, con l'entrata in servizio del quarto gruppo, la produzione annua è diventata mediamente di circa 8mila GWh.

Nel giugno 1990 si tenne un referendum popolare che sancì la volontà della popolazione di arrivare alla chiusura dell'impianto entro la data del 2005. Nel 1997 sono stati autorizzati i lavori di adeguamento ambientale della centrale: ovvero la sostituzione delle unità 1 e 2 con gruppi di generazione a ciclo combinato ad alto rendimento alimentati a metano, e la realizzazione di un impianto di desolfurazione e di denitrificazione che consente l'esercizio di un solo gruppo termoelettrico tradizionale da 600 MW policombustibile. La potenza complessiva della centrale, nel suo nuovo assetto

ambientalizzato, è diminuita a circa 1.200 MW. I due cicli combinati sono entrati in esercizio nella prima metà del 2000, mentre il terzo gruppo ha ripreso la produzione sul finire dello stesso anno. Il 2001 è stato il primo anno di funzionamento continuativo dei nuovi gruppi della centrale, per una produzione complessiva di quasi 6mila GWh.

Ancora oggi molte questioni rimangono aperte. In primo luogo, nonostante il referendum, il 2005 è passato senza che la centrale sia stata dismessa (e questo anche grazie al colpevole accordo per la ristrutturazione della centrale siglato dalle autorità cittadine nel 1997). In secondo luogo continua la causa per il risarcimento dei danni ambientali contro Enel e a seguito delle sentenze del Tribunale della Spezia che negli anni passati aveva condannato la società per inquinamento dell'aria e delle acque del golfo. Un processo che la precedente amministrazione voleva risolvere con un accordo di basso profilo, contestato in città e nello stesso consiglio comunale.

Recentemente poi sono state avanzate ipotesi di utilizzo del CDR di futura produzione da parte della società ACAM (gestore unico del ciclo dei rifiuti in Provincia della Spezia) nel gruppo a carbone della centrale, che hanno scatenato numerose polemiche.

Il Sindaco della Spezia ha invece proposto che la centrale della Spezia si trasformi in un centro di eccellenza, sia di ricerca che di produzione, per le energie rinnovabili, che trova pienamente d'accordo la nostra associazione.

Genova

La terza centrale più importante della Liguria è quella di Genova, di Enel Produzione, con potenza installata di circa 450 MW a carbone. Costruita alla fine degli anni '50 in area demaniale portuale e collocata sotto la Lanterna, il monumento simbolo di Genova, come le altre due centrali liguri a carbone, è stata favorita nel suo utilizzo dalla possibilità di usufruire di un vicino terminale carbonile portuale. Nonostante si tratti di un impianto collocato in ambito urbano, sino alla metà degli anni '90 non ha mai preoccupato più di tanto i genovesi. In quegli anni Enel presentò il progetto di costruire, accanto alla centrale, un nuovo inceneritore per rifiuti, progetto poi trasformato, dopo il no della sovrintendenza ai beni culturali ed ambientali della Liguria, in un impianto che utilizzava parte dei gruppi generatori esistenti, ovviamente ristrutturati, per la combustione dei rifiuti. Anche questo progetto fu respinto perché non affrontava il nodo fondamentale della questione: l'incompatibilità di un impianto industriale di quel genere in ambito urbano e portuale e comunque collocato sotto un monumento storico come la Lanterna. Motivazione che, accanto alla consapevolezza di trovarci di fronte ad una centrale termoelettrica non radicalmente ambientalizzata, ci fa chiedere ancora oggi, come Legambiente, la chiusura immediata dell'impianto.

Che il problema della centrale di Genova non sia però solo di carattere monumentale, ma anche e soprattutto di carattere ambientale lo dimostra lo studio del 2001 dell'Anpa, l'allora Agenzia nazionale protezione ambiente, e dell'Oms, l'Organizzazione mondiale della sanità, che indicava per la città di Genova un rapporto di causa dell'inquinamento urbano equamente diviso tra traffico veicolare e impianti industriali, citando espressamente il contributo dato da due fonti inquinanti notevoli: le acciaierie di Cornigliano e la centrale Enel sotto la Lanterna.

Monfalcone

La centrale, ubicata su una superficie di 20 ettari lungo la sponda del canale Eugenio Valentini, è attualmente composta da quattro sezioni termoelettriche autonome: due unità alimentate a carbone, da 165 e 171 MW, e due ad olio combustibile da 320 MW

ciascuna, per una capacità lorda totale pari a 976 MW. Il carbone viene fornito via nave e immagazzinato in un cortile aperto (100mila tonnellate), mentre l'olio viene immagazzinato in 5 serbatoi, di cui 3 da 35.000 m³ e 2 da 50.000 m³. L'acqua di raffreddamento viene prelevata dal canale Valentinis e poi scaricata direttamente nel Mare Adriatico.

La centrale sorge sull'area dove nel 1913 fu costruita la centrale termoelettrica a carbone della società Officine elettriche dell'Isonzo. L'ultimo edificio era ancora in servizio come cabina elettrica, quando nel 1962 la società Sade iniziò la costruzione della prima unità termoelettrica a carbone da 165 MW. Nel 1968 iniziò la costruzione della seconda sezione da 171 MW entrata poi in servizio due anni più tardi. L'ampliamento della centrale proseguì nel 1978 con l'avvio dei lavori per la costruzione delle due unità ad olio combustibile che entrarono in funzione negli anni 1983 e 1984. Nel 1992 le unità a carbone sono state oggetto di lavori di ammodernamento, mentre nel 1997 e nel 1999, mediante la tecnica del *reburning*, sono state ambientalizzate le due unità a olio.

Nel 2002 venne presentato un progetto di ammodernamento dell'impianto dell'Endesa che scatenò grandi polemiche locali, proprio perché prevedeva la riconversione a carbone dei due gruppi a olio combustibile.

Nel gennaio del 2004 riprese la trattativa tra Comune di Monfalcone, Regione Friuli Venezia Giulia ed Endesa sulla riconversione della centrale. Alla fine si arrivò alla decisione di trasformare a metano i due gruppi alimentati a olio combustibile, che passeranno da 320 a circa 380 MW di potenza, e di procedere all'ambientalizzazione delle due sezioni a carbone.

Per quanto riguarda la riconversione a metano, l'inizio dei lavori è previsto a fine 2008 e dovrebbe concludersi in due anni e mezzo. L'ambientalizzazione delle due sezioni a carbone, consistente essenzialmente nell'installazione del sistema di abbattimento degli SO_x è in corso e la conclusione è prevista a fine 2008.

Per garantire l'alimentazione a metano occorre un gasdotto, che deve essere realizzato in parallelo all'esistente gasdotto regionale, sarà lungo 18 chilometri e si aggancerà alla rete nazionale a Villesse (Go). Finalmente, ad inizio novembre 2007, il progetto ha ottenuto il parere positivo in sede di V.I.A. Nazionale e si sta avviando ad ottenere le ulteriori autorizzazioni necessarie.

Quando i lavori di riconversione saranno completati, i benefici sull'ambiente e per la salute dei cittadini - non va dimenticato che la centrale si trova a ridosso di un rione della città dei cantieri -, saranno notevolissimi.

Il circolo territoriale di Legambiente, nato nel 1985, proprio sulla questione legata all'inquinamento della centrale, può a buon diritto vantare più di qualche merito nell'aver ottenuto un risultato che pochi, all'inizio, avrebbero considerato realistico da raggiungere.

L'area dell'Alto Adriatico è interessata anche da altri progetti che s'intersecano con il destino della centrale termoelettrica monfalconese. Uno di questi è il progetto di Endesa per costruire un terminal di rigassificazione "offshore" nel golfo di Trieste di fronte a Monfalcone. Un progetto per un terminal di rigassificazione è stato inoltre avanzato anche per la città di Trieste dalla spagnola Gas Natural.

Fusina

E' entrata in funzione nel periodo 1964-74 nella seconda zona industriale, lungo il Canale industriale Sud. E' composta di cinque sezioni monoblocco: tre (le sezioni 1, 2 e

5) sono da 160 MW ciascuna, mentre le restanti due (le sezioni 3 e 4) sono da 320 MW ognuna.

La centrale Enel è di tipo policombustibile in quanto può funzionare a carbone, olio combustibile e metano. Prevalentemente viene utilizzato il carbone nelle prime quattro sezioni (è autorizzato nelle due da 320MW e in una da 160 MW, mentre la seconda da 160 MW è autorizzata solo a metano, salvo la possibilità di impiego del carbone se uno dei gruppi da 320 è in fuori servizio) e l'olio combustibile nella quinta.

Tutte le caldaie utilizzate nei cinque gruppi sono dotate di bruciatori a bassa emissione di NO_x con sistema OFA. Le sezioni 1 e 2 sono dotate di filtri a maniche, mentre le sezioni 3, 4, 5 sono dotate di precipitatori elettrostatici. I gruppi 3 e 4 dal 1998 sono provvisti di impianti di abbattimento di SO₂ del tipo calcare-gesso e di denitrificazione catalitica SCR.

Nel 1998 la regione Veneto, la Provincia di Venezia, il Comune di Venezia e l'Enel siglarono un protocollo d'intesa finalizzato a promuovere l'utilizzo del Combustibile derivato dai rifiuti (Cdr) prodotto nel vicino impianto della Vesta, la ex municipalizzata di Venezia.

Dopo alcuni ritardi iniziali fu autorizzata nel 2002 una campagna sperimentale della durata di un anno con scadenza il 12 gennaio 2004, istituendo anche un Gruppo di controllo. L'attività di sperimentazione, iniziata nel marzo 2003 e conclusa nel mese di ottobre 2003 fu articolata in tre fasi: la prima fu la prova "in bianco" senza utilizzazione di Cdr, la seconda ha utilizzato Cdr per 3 t/ora, mentre l'ultima fase ha utilizzato una quota di Cdr leggermente inferiore a 9 t/ora. A prove concluse l'Arpav - Dap di Venezia ha steso il rapporto finale sull'attività di monitoraggio svolta e lo ha presentato al Gruppo di verifica e controllo. L'Enel produzione ha richiesto il rinnovo dell'autorizzazione alla sperimentazione. All'inizio 2004 è stato dato parere favorevole con ulteriori prescrizioni sia in termini di quantità impiegate che di azioni di monitoraggio.

Marghera

E' entrata in funzione nel periodo 1952-56 nella prima zona Industriale, lungo il Canale industriale ovest. L'impianto Enel dispone di due sezioni da 70 MWe, con caldaie a circolazione naturale alimentate a carbone e olio combustibile, turbine ad azione-reazione bicilindriche ad asse unico e alternatori. Le caldaie sono dotate di bruciatori a bassa emissione di NO_x con sistema OFA. La centrale ha sempre utilizzato carbone con contenuto medio di zolfo di 0,4-0,7%, mentre l'olio combustibile è utilizzato unicamente per le fasi di avvio. I fumi derivanti dalla combustione di entrambe le sezioni vengono avviati al camino dopo il passaggio attraverso filtri a maniche per l'abbattimento delle polveri. Non sono presenti sistemi di abbattimento degli NO_x e di SO₂.

Bastardo

La centrale Enel di Bastardo, alimentata a carbone, si trova nel comune di Gualdo Cattaneo limitrofa al comune di Giano dell'Umbria, in provincia di Perugia, in un territorio che si caratterizza per un'agricoltura di pregio legata al vino (a pochissimi chilometri c'è l'area doc di Montefalco - Sagrantino) e all'olio di oliva (tutti i piccoli e medi comuni della zona sono città dell'olio).

Legambiente – No al carbone

La centrale nasce intorno agli anni '60 nei pressi di un giacimento di lignite che a causa degli elevati costi di estrazione non è stato mai utilizzato. Dalla sua costruzione al 1998 ha funzionato ad olio combustibile, per poi essere convertita a carbone.

Nel panorama italiano la centrale di Bastardo rispetto alle altre centrali a carbone, in genere vicine al mare, rappresenta un'anomalia: infatti per essere approvvigionata della materia prima affronta elevati costi di trasporto (il carbone arriva al porto di Ancona e trasportato a Foligno su rotaia, da Foligno viene trasportato a Bastardo su gomma) e di raffreddamento, che avviene, non potendo utilizzare l'acqua del mare, attraverso due torri a ventilazione forzata. Attualmente la potenza della centrale è di 150 MW e impiega 127 lavoratori (10 anni fa ne aveva 180).

A causa delle emissioni in atmosfera in questi anni si sono costituiti diversi comitati locali che hanno ottenuto l'implementazione di una rete di monitoraggio permanente a livello delle ciminiere che trasmette i dati dei rilevamenti direttamente al comune di Gualdo Cattaneo.

Dal 2003 al 2006 sono stati condotti, nel Comune di Gualdo Cattaneo, due biomonitoraggi ambientali con api e licheni, effettuati dalla Eco Tech S.r.l. Engineering & Servizi Ambientali. Queste indagini hanno evidenziato elevate concentrazioni generali per alcuni inquinanti (alluminio, arsenico, berillio, cromo, rame, mercurio, Piombo, titanio, vanadio e z), e leggere diminuzioni delle concentrazioni di cadmio, benzo[a]pirene e nichel. Le dimensioni della centrale non giustificano in alcun modo l'andamento delle concentrazioni degli inquinanti indagati. Questo potrebbe essere dovuto alla combustione del carbone o al non adeguato abbattimento delle emissioni inquinanti. Anche le dichiarazioni INES (Inventario nazionale delle emissioni e delle sorgenti) fruibili nel sito dell'Apat evidenziano come le concentrazioni (in Kg/anno) di inquinanti della centrale umbra siano maggiori rispetto alla Centrale Federico II di Brindisi che ha un potenziale nominale 18 volte più grande di quella di Bastardo.

Sicuramente, date le modeste dimensioni dell'impianto, la conduzione della centrale termoelettrica Pietro Vannucci, dal deposito di carbone all'aperto alle emissioni in atmosfera, ha notevoli margini di miglioramento.

Ma fino ad oggi questi risultati e tanto meno le proteste dei cittadini contrari alla centrale a carbone non sono stati sufficienti per contrastare la forza di chi, come i comuni interessati, i lavoratori anche dell'indotto, vedono in essa una garanzia di occupazione ed un presidio per l'emancipazione economica dell'area.

Infine nemmeno i risultati dei monitoraggi illustrati e i preoccupanti dati epidemiologici sulla popolazione di Bastardo hanno sensibilizzato sul rischio della permanenza della centrale e fino ad oggi non esistono ancora progetti di riconversione o proposte per ridurre le attuali emissioni.

Brindisi

La centrale di Brindisi Nord è entrata in esercizio nel 1969, alimentata ad olio combustibile ad alto tenore di zolfo, con camini alti solo 60 metri, vista la localizzazione del porto di Brindisi e sotto il cono di atterraggio del vicino aeroporto.

La centrale è stata riconvertita a carbone negli anni '80 ed a partire dal '90 con successivi decreti dell'allora ministero dell'Industria avrebbe dovuto essere dotata di desolficatori e denitrificatori. Nel 1998 la centrale venne chiusa perché furono superati di ben 6-7 volte i limiti prescritti dalla legge e fu successivamente disposto l'esercizio di un solo gruppo non ambientalizzato. Legambiente e i movimenti ambientalisti più volte hanno evidenziato, anche con esposti giudiziari, i danni provocati dall'impianto negli

anni, con gli scarichi a mare e le emissioni di particolato in atmosfera, organizzando tra l'altro manifestazioni e ben due referendum popolari, nell'87 e nell'88, nelle province di Brindisi e Lecce. Nel 2001 sono state raccolte 10mila firme per indire un referendum popolare, che non si è mai tenuto perché la giustizia amministrativa ha ritenuto la materia di esclusiva competenza nazionale.

Nel porto di Brindisi vengono scaricati circa 10 milioni di tonnellate all'anno di carbone, per metà utilizzati come combustibile nelle centrali termoelettriche di Brindisi Sud (2.640 MW di potenza nominale) e Brindisi nord (1280 Mw).

Il cosiddetto "lodo Ronchi" e la successiva convenzione del 1996 prevedevano:

- per Brindisi Nord l'alimentazione a metano di 2 gruppi da 320 MW dal 2000 in poi e la chiusura definitiva entro il 2004 con il trasferimento dei lavoratori alla centrale di Brindisi Sud (allora entrambe di proprietà dell' ENEL);
- una potenza massima in esercizio di 1980 MW equivalenti per l'intero polo energetico;
- una riduzione progressiva del quantitativo di carbone usato come combustibile a partire da un tetto massimo di 2 milioni di tonnellate annue e la sua progressiva integrazione con il metano;
- una forte riduzione delle emissioni annue dell'intero polo energetico (da 16mila tonnellate di SO₂ e 12mila di NO_x nel 2000 a 13mila di SO_x e 10mila di NO_x nel 2004).

Brindisi Sud funziona a pieno regime grazie anche alla nuova convenzione firmata da l'Enel. Brindisi nord funziona con un gruppo da 320 MW a carbone senza tenore di zolfo, ma l'attuale proprietario Edipower, che ha ottenuto la cancellazione del decreto 13/2001 per la riconversione a ciclo combinato, ne ha chiesto il potenziamento rispetto agli iniziali 1280 MW, con due nuovi gruppi a ciclo combinato, in aggiunta ai due gruppi a carbone esistenti (di cui uno utilizzato in riserva).

Nel frattempo Enipower sta ultimando la costruzione nel petrolchimico di una nuova centrale a ciclo combinato di 1170 MW. I circa 5500 MW potenziali potrebbero immettere in rete almeno 28 TWh annui e la Puglia potrebbe produrre con impianti tradizionali complessivamente 50 TWh.

In questa situazione a dir poco paradossale, per Legambiente il contributo di Brindisi al nuovo Piano energetico ambientale regionale (Pear) deve fondarsi su:

- l'esercizio per Brindisi Sud di soli tre gruppi, alimentati con carbone STZ o con tenore di zolfo inferiore a 0,5%, ad elevato potere calorifico e adottando tutti i sistemi per giungere ad un rendimento del 45%;
- l'attività della nuova centrale a ciclo combinato di Enipower;
- 11 MW dall'impianto solare che verrà realizzati nell'area ex EVC;
- 100 MW da eolico;
- la chiusura della centrale termoelettrica Brindisi nord di Edipower e solo, se il Pear lo ritenesse necessario, la sua sostituzione con i due gruppi a ciclo combinato proposti dalla società.