

1. Premessa

Si va dalle due centrali di Brindisi a quella di Fiume Santo in Sardegna. Dall'impianto di Vado Ligure in provincia di Savona a quelli di Fusina e Marghera a due passi da Venezia. Sono in totale 12 le centrali che in Italia bruciano carbone, contribuendo a poco meno del 15% della produzione elettrica nazionale. Le loro emissioni di anidride carbonica non passano ovviamente inosservate, visto che bruciano il combustibile fossile a maggior emissione specifica di CO₂: secondo i dati del registro europeo Eper nel 2004 sono stati emessi oltre 44 milioni di tonnellate di CO₂ (MtCO₂), pari al 33% di quello emesso dalle grandi centrali termoelettriche (133 MtCO₂) e al 7,5% del totale nazionale (583).

A queste si aggiungono anche altri impianti industriali che bruciano il carbone e che emettono in atmosfera notevoli quantità di anidride carbonica, come l'acciaieria dell'Ilva di Taranto (con i suoi 11 MtCO₂), seconda solo alla centrale di Brindisi Sud (16 circa), o in misura più contenuta i cementifici di Robilante (Cn) e Guidonia (Rm) (rispettivamente con 1,4 e 1,3).

Un contributo, quello del carbone, tutt'altro che irrilevante in un contesto nazionale di forte ritardo dell'Italia rispetto agli obblighi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto (-6,5% rispetto alle emissioni del 1990 - da raggiungere entro il 2012 -, mentre al 2004 il dato italiano era +12,2%, obbligandoci quindi a ridurre del 18,7% totale nei 7 anni restanti).

Per invertire la rotta ci saremmo aspettati già negli anni scorsi una politica energetica nazionale diversa. In realtà non è andata così. E' dello scorso dicembre l'inaccettabile versione finale del Piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione per le grandi industrie per il periodo 2008-2012 (Pna), varato dal Governo dopo una lunga trattativa tra i ministri per lo Sviluppo economico e l'Ambiente e inviato dal nostro Paese alla Commissione europea lo scorso dicembre. Questo Pna, che sta per essere bocciato dalla Commissione al pari del precedente prodotto dal Governo Berlusconi, non rispetta il tetto complessivo di emissioni di CO₂ suggerito da Bruxelles, non penalizza anzi premia il settore termoelettrico e spalanca le porte alle riconversioni e ai nuovi impianti a carbone. Un Piano che contraddice la politica governativa finora dimostratasi favorevole ad un maggior approvvigionamento di gas naturale mediante la costruzione di nuovi gasdotti oppure la costruzione di alcuni terminal di rigassificazione. Una strategia condivisa sostanzialmente da Legambiente, nonostante le perplessità della nostra associazione a proposito dell'approssimativa pianificazione nazionale sul numero di impianti necessari e della procedura poco trasparente e partecipata per scegliere la localizzazione dei rigassificatori, oggi decisa in assoluta libertà dalle aziende energetiche.

Un provvedimento in palese contraddizione anche con quegli iniziali segnali positivi emersi dalla finanziaria appena approvata a proposito di riduzione dei consumi o di revisione del contributo CIP6 - sistema di incentivazione pensato per le rinnovabili e di cui hanno beneficiato quasi esclusivamente le fonti assimilate più inquinanti -, nonostante la paradossale deroga per la filiera del carbone estratto dalle miniere del Sulcis in Sardegna, che continuerà ad utilizzare i fondi prelevati nelle bollette elettriche pagate dai consumatori con la cosiddetta voce A3 pensata inizialmente solo per le fonti rinnovabili.

Grazie anche a queste scelte contraddittorie di politica energetica, il sistema elettrico nazionale non ha imboccato una strada coerente con il protocollo di Kyoto. Infatti, se da una parte si stanno costruendo diverse nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale,

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

le più efficienti e le meno inquinanti tra gli impianti a fonti fossili, dall'altra, dopo l'avvio dei lavori per la riconversione della centrale di Civitavecchia e il proseguimento dell'iter di Via nazionale su quella di Porto Tolle, si sta concretizzando quello scenario non auspicabile che ipotizzavamo nel dossier "No al carbone" pubblicato il 4 dicembre 2004 in occasione della prima manifestazione nazionale di Legambiente contro il "ritorno al passato" delle centrali termoelettriche italiane. E cioè il rischio reale di riconversione anche per altre centrali che oggi bruciano olio combustibile, così come annunciato da Enel lo scorso dicembre a proposito degli impianti di Rossano Calabro (Cs) e Piombino (Li), ipotesi ventilata ora anche da Edipower per la centrale di Milazzo (Me).

E come se non bastasse vengono progettate addirittura nuove centrali a carbone come quella proposta in Val Bormida a Cairo Montenotte (Sv) dalla Ferrania, nota azienda dell'industria chimica per la produzione delle radiografie, mentre secondo indiscrezioni anche altre società sembrerebbero interessate alla realizzazione di impianti a carbone da costruire ex novo in giro per l'Italia, grazie anche alle maglie larghe garantite dalla proposta di Pna in corso di valutazione in queste settimane a Bruxelles.

E' per questo che oggi, dopo oltre due anni, Legambiente scende in piazza una seconda volta per ribadire il suo "No al carbone". Saranno 11 i blitz pacifici dei nostri circoli locali in tutta Italia e riguarderanno le centrali in riconversione, come Civitavecchia, quelle il cui destino "nero" è stato già prefigurato dalla proprietà, come Rossano Calabro, Piombino o Milazzo, le centrali che da tempo bruciano carbone e che verranno addirittura ampliate, come quella sarda di Fiume Santo, quelle il cui progetto di riconversione a metano non decolla per lentezze burocratiche della procedura di Via, come la centrale di Monfalcone, o quella che da sola emette oltre un terzo della CO2 totale emessa da tutte le centrali a carbone attive nel nostro paese, e cioè Cerano - Brindisi Sud. Con l'aggiunta quest'anno di un nuovo blitz alla centrale di Gela, che non brucia il carbone ma il pet-coke prodotto dalla vicina raffineria dell'Eni, con emissioni in atmosfera che potrebbero essere ridotte se si cambiasse la tecnologia impiantistica o il sistema di combustione, come proposto dal nostro circolo locale.

In questa giornata ribadiremo tutti i problemi irrisolti dell'uso del carbone, e cioè le rilevanti emissioni di CO2 rispetto alle altre fonti fossili, gli alti costi della sua estrazione abbassati solo dalle grandi sovvenzioni statali e l'impossibilità ad oggi di confinare nelle profondità geologiche la CO2 emessa, perché non conveniente sotto il punto di vista economico.

A proposito di inquinamento atmosferico, la riduzione delle emissioni di polveri, ossidi di azoto e di zolfo a cui abbiamo assistito negli ultimi vent'anni, grazie alle nuove tecnologie di trattamento dei gas di scarico, non è replicabile anche sull'anidride carbonica. Infatti le emissioni specifiche di CO2 dei nuovi impianti a carbone, come quello in costruzione a Civitavecchia, sono minori rispetto a quelle delle vecchie centrali (770 g di CO2/kWh contro 950-1000, grazie all'aumento del rendimento energetico (fino al 45%), ma non riescono a scendere sotto quelle emesse dalla combustione dell'olio (700 circa) o a maggior ragione del gas naturale (al massimo 400 per le centrali a ciclo combinato, che scendono sotto i 300 se cogenerate).

Il "mito" della convenienza economica del carbone rispetto agli altri combustibili fossili è spiegabile soprattutto con i notevoli sussidi pubblici garantiti all'estrazione dalle miniere, fundamentalmente per motivi occupazionali. Stando ai dati forniti dalla Commissione europea nel rapporto *State aid scoreboard 2006*, i contributi statali all'industria estrattiva del carbone nei Paesi Ue nel 2005 ammontavano a 4,1 miliardi di euro, di cui 2,7 in Germania e 1,1 in Spagna. A tal proposito è proprio dei giorni scorsi

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

la notizia che, secondo l'accordo raggiunto tra il Governo federale e i Lander a fine gennaio, nel 2018 cesseranno del tutto le sovvenzioni statali che tengono in piedi economicamente le miniere tedesche - che quindi sono destinate a chiudere - e che già negli ultimi anni erano crollate. Stando infatti alle cifre fornite dal quotidiano tedesco *Frankfurter Allgemeine*, infatti, i sussidi erano scesi dai 4,35 miliardi di euro del 2000 ai 2,44 del 2006, che il Governo tedesco utilizzerà, per dirla con le parole del Ministro dell'economia Michael Glos, «per aumentare gli investimenti nelle fonti di energia rinnovabili». L'esatto contrario di quanto continueremo a fare noi con il mantenimento del CIP6 per il carbone del Sulcis, sancito dall'ultima finanziaria, a tutto danno delle rinnovabili vere.

La "soluzione" del confinamento geologico della CO2 oggi non è ancora praticabile sotto il punto di vista industriale perché troppo costosa. Lo ha ricordato anche la Commissione europea nel rapporto *An energy policy for Europe* presentato il 18 gennaio scorso: «I costi stimati per lo sviluppo della tecnologia CCS - Carbon Capture and Storage - sono superiori ai 70 euro per tonnellata, e rendono proibitive le spese per l'applicazione di tale tecnologia su larga scala», anche se resta un'opzione potenziale da valutare, viste le sperimentazioni in corso in diverse nazioni.

Insomma il carbone per la produzione termoelettrica italiana è una falsa soluzione, perché ci allontana ancor di più da Kyoto e solo apparentemente ridurrebbe la bolletta energetica dell'Italia. E' inutile infatti spendere denaro della collettività per acquistare crediti di emissione all'estero o per pagare le multe previste dal Protocollo, quando questi soldi potrebbero essere destinati più efficacemente per modificare radicalmente il sistema energetico nazionale. In che modo? Riducendo gradualmente l'uso del carbone - limitando in prospettiva la sua combustione solo per i settori industriali che non ne possono fare a meno come la metallurgia - e dei derivati del petrolio. E optando sul gas naturale come fonte fossile di transizione, per arrivare a quel sistema energetico distribuito basato sulla riduzione dei consumi, sul miglioramento dell'efficienza energetica, sull'innovazione tecnologica e sulla diffusione delle fonti rinnovabili. Solo così potremo recuperare il ritardo dell'Italia nella riduzione delle sue emissioni climalteranti. Solo in questo modo anche il nostro Paese potrà dare il suo contributo alla lotta ai cambiamenti climatici, i cui catastrofici effetti sull'ambiente e sull'economia mondiale sono stati confermati anche recentemente da fonti più che autorevoli. Basta ricordare il rapporto Stern pubblicato dal governo britannico lo scorso ottobre, lo studio della Commissione europea presentato a gennaio 2007 e il rapporto dell'Ippc - l'organo dell'Onu che si occupa di cambiamenti climatici - approvato qualche giorno fa.

2. Pna, un Piano da bocciare

Il 15 dicembre il Governo ha ufficialmente consegnato alla Commissione europea il Piano nazionale di assegnazione delle emissioni (Pna), uno strumento che distribuisce ai grandi complessi industriali i permessi ad emettere anidride carbonica per il quinquennio 2008-2012 e in questo modo regola il loro contributo al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

Previsto dalla direttiva europea sull'Emission trading, il Pna ha come obiettivo la limitazione delle emissioni delle grandi industrie, indirizzandole verso l'ammmodernamento, l'innovazione tecnologica e quindi verso sistemi produttivi a minor impatto ambientale. Purtroppo anche stavolta, come con il piano presentato dal precedente Governo e bocciato da Bruxelles, non è andata così. Infatti, grazie ad una generosa distribuzione di permessi ad emettere anidride carbonica, l'attuale Pna è una sorta di condono alle industrie che più inquinano e quindi è a forte rischio di bocciatura. Frutto di un'estenuante trattativa tra il Ministero dell'ambiente e quello dello Sviluppo economico, il Piano ha fissato a 209 milioni di tonnellate di CO₂ (MtCO₂) il tetto complessivo di emissioni assegnate. Una quantità sorprendentemente alta, che sfora di oltre 20 MtCO₂ il limite suggerito da Bruxelles, con cui il nostro Paese rinuncia di fatto a esigere dalle industrie uno sforzo più concreto per la lotta ai cambiamenti climatici. Mentre oggi, secondo lo stesso Pna, i grandi settori industriali sono responsabili del 38% delle emissioni di anidride carbonica generate in Italia, con questo piano lo sforzo di riduzione che viene chiesto loro è pari solo al 13% di quello necessario a raggiungere l'obiettivo di Kyoto.

Un grave campanello d'allarme sulle modalità con cui si intende giungere da qui al 2012 a quel taglio del 6,5% delle emissioni di CO₂ prodotte nel 1990 richiesto dal Protocollo. Rinunciando oggi a ridurre le emissioni delle industrie il Governo dovrà infatti chiedere abbattimenti molto più consistenti ad altri settori come i trasporti o i consumi civili, sui quali è più complicato intervenire perché perché non esistono strumenti normativi di settore finalizzati alla riduzione delle emissioni, come il Pna per le grandi industrie, e anche perché le fonti di emissioni sono ovviamente più numerose.

2.1 Il condono al termoelettrico

Se c'è un settore dove sarebbe possibile ottenere grandi risultati in termini di riduzione delle emissioni di anidride carbonica, è senza dubbio quello delle grandi centrali termoelettriche, oggi responsabili dell'83 per cento delle emissioni di CO₂ generate dalle industrie energetiche (dati Eper e Apat sul 2004). Non è un caso se in Italia l'impianto in assoluto più inquinante per l'atmosfera, con quasi 16 milioni di tonnellate di CO₂, sia la centrale termoelettrica di Brindisi Sud. Eppure proprio il termoelettrico, che in teoria avrebbe dovuto subire il maggior carico di riduzioni dati i più ampi margini di intervento per un ammodernamento degli impianti e l'applicazione di tecnologie a minore impatto ambientale, è stato il grande avvantaggiato da questo Piano nazionale delle emissioni (Pna).

Ad un'analisi più attenta dei permessi ad inquinare distribuiti al termoelettrico risulta infatti evidente che gli unici impianti ad essere colpiti da una drastica riduzione sono i cosiddetti CIP6, ovvero quelli che, utilizzando fonti assimilate, rientrano nello speciale regime di sovvenzioni regolato appunto dalla normativa CIP6/92. Per tali impianti è stato previsto un abbattimento consistente con un taglio di ben 24,5 milioni di

tonnellate. Un buco che i rispettivi operatori dovranno andare a colmare reperendo crediti sul mercato europeo delle emissioni, ma, ed è questo uno dei punti più ambigui di questo Pna, senza dover sborsare un solo euro. La normativa CIP6 lo dice infatti espressamente e una nota dell’Autorità per l’energia elettrica lo ha recentemente ribadito: gli impianti CIP6 saranno rimborsati per tutte le eventuali spese aggiuntive derivanti dall’attuazione del protocollo di Kyoto, attraverso un aggiustamento adeguato della tariffa.

Un’autentica beffa: è evidente infatti che così facendo, a pagare l’unico taglio consistente fatto al termoelettrico saranno i cittadini, attraverso un ulteriore rincaro delle bollette. Sull’altro versante gli operatori CIP6, senza pagare alcun costo aggiuntivo, potranno tranquillamente mantenere i livelli di produzione precedenti. Nel complesso quindi ad essere premiato è l’intero comparto per la produzione termoelettrica, che, come risulta evidente dalla tabella, ottiene nel calcolo complessivo un aumento di ben 10 milioni di tonnellate rispetto al triennio 2005-2007. Il risultato è che il tetto complessivo di 209 MtCO₂, oltre a non essere in linea con Kyoto, è fasullo perché ad esso bisognerà aggiungere sicuramente le tonnellate di CO₂ che in ogni caso i CIP6 emetteranno.

Assegnazione di permessi ad inquinare al settore termoelettrico

	Periodo 2005-2007 Mt CO ₂	Periodo 2008-2012 Mt CO ₂	Differenza Mt CO ₂
quote assegnate al settore energia elettrica	131Mt	116,5Mt	-14,5Mt
<i>di cui destinate agli impianti CIP6</i>	<i>28Mt</i>	<i>3,5Mt</i>	<i>-24,5Mt</i>
<i>di cui destinati agli “impianti a mercato”</i>	<i>103Mt</i>	<i>113 Mt</i>	<i>+ 10Mt</i>

Fonte: Piano nazionale d’assegnazione per il periodo 2008-2012

2.2 Gli sconti al carbone

Secondo i dati di Terna in Italia nel 2004 e nel 2005 il 15 per cento circa dell’energia elettrica è stata prodotta dal carbone. Nel 2004 le dodici maggiori centrali italiane a carbone hanno prodotto quasi la stessa quantità di anidride carbonica emessa dall’intera Svizzera nel 2003¹ (44,5 milioni di tonnellate di CO₂ pari al 33% di quanto emesso nel nostro paese dalle grandi centrali termoelettriche).

Anche per il carbone il Piano nazionale delle emissioni è dir poco inaccettabile. Per non penalizzare il carbone si è scelto infatti di mettere sullo stesso piano tecnologie vecchie e nuove, non considerando che, mentre impianto a ciclo combinato a gas naturale emette 360-400 grammi di CO₂ per kWh prodotto (che scendono sotto i 300 se l’impianto è cogenerato), gli impianti a carbone ne emettono circa il doppio (770 g di CO₂/kWh) se si tratta di impianti di ultima generazione o ancor di più per gli impianti esistenti (950-1.000 g di CO₂/kWh).

¹ Secondo l’inventario sulle emissioni mondiale aggiornato dal World Resources Institute, nel 2003 la Svizzera ha emesso 44,4 Mt di CO₂, mentre un paese come il Perù ne ha emessi 26,5 Mt

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

Risultato: tra il 2008 e il 2012 gli impianti a carbone potranno contare su un quantitativo di permessi a inquinare di poco inferiore a quelli ottenuti tra il 2005 e 2007 (6 Mt CO₂ in meno) e potranno quindi mantenere o anche aumentare la propria produzione con costi aggiuntivi minimi.

Come se non bastasse c'è la cosiddetta "riserva", che comprende le quote destinate agli impianti non ancora attivi e che sembra disegnata appositamente per fare spazio alle centrali da riconvertire a carbone. Non c'è altra spiegazione ai quasi 16 milioni di tonnellate di anidride carbonica riservati da questo piano per chi vuole costruire nuove centrali. Un ammontare a dir poco eccessivo, se si pensa che nel 2005-2007, quando al contrario di adesso si attendeva l'ingresso di molteplici impianti a cogenerazione, la riserva destinata al termoelettrico era di 13 milioni di tonnellate di CO₂.

E anche grazie al potenziale via libera del Pna al vaglio della Commissione europea i principali produttori di energia elettrica stanno valutando con sempre maggiore determinazione i loro progetti di conversione. E' dello scorso dicembre l'annuncio fatto dall'azienda di un progetto di riconversione per le centrali di Piombino e Rossano Calabro. Endesa il mese scorso ha raggiunto un accordo con la regione Sardegna per la chiusura dei due gruppi ad olio della centrale di Fiumesanto, e la contemporanea apertura di un gruppo a carbone della potenza di 410 MW. E' invece dei giorni scorsi la notizia che anche Edipower sta pensando di riconvertire a carbone la centrale ad olio di Milazzo.

3 I problemi irrisolti del carbone

3.1 Le emissioni di anidride carbonica

Secondo i dati di Terna, nel 2005 la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici costituiva l'83% circa della produzione totale nazionale (era l'81% nel 2004), mentre il carbone contribuiva da solo con oltre il 14% (era il 15% l'anno precedente), il gas naturale con il 49% e i prodotti petroliferi con il 12% circa.

Produzione lorda di energia elettrica in Italia per fonte

	Produzione lorda		Variazioni 2005-2004	Contributo % rispetto al totale 2005
	2004 (GWh)	2005 (GWh)	%	%
Combustibili solidi*	45.518,4	43.606,3	- 4,2	14,4
Gas naturale	129.772,1	149.258,6	15,0	49,2
Gas derivati**	5.382,0	5.836,9	8,4	1,9
Prodotti petroliferi***	47.252,7	35.846,3	- 24,1	11,8
Altri combustibili solidi	15.997,3	16.123,7	0,8	5,3
Altri combustibili gassosi	1.253,2	1.284,6	2,5	0,4
Totale termoelettrico	245.175,7	251.956,3	2,8	83,0
Totale (compreso rinnovabili)	303.321,2	303.671,9	0,1	

Fonte: Terna

* Combustibili solidi: carbone, lignite

** Gas derivati: Gas d'altoforno, Gas di cokeria, Gas da acciaieria a ossigeno

*** Prodotti petroliferi: Ceneri da olio, coke di petrolio, distillati leggeri, GPL, Gas di raffineria, Gasolio, Olio combustibile, Orimulsion, Petrolio grezzo

Il contributo dell'uso del carbone nelle centrali per la produzione di energia elettrica è ovviamente rilevante. Secondo i dati del registro europeo Eper per il 2004, i 12 impianti a carbone, a fronte di un contributo alla produzione elettrica che sfiora il 15%, hanno emesso 44,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica, pari al 33% di quello emesso dalle grandi centrali termoelettriche (133 milioni di t) e al 7,5% del totale nazionale (583).

Le emissioni di CO2 dalle centrali a carbone - 2004 (milioni di tonnellate di CO2)

Centrale	Azienda	Emissioni di CO2
Brindisi Sud	Enel	15,8
Fusina	Enel	5,4
Fiumesanto	Endesa	4,1
La Spezia	Enel	4,0
Vado Ligure	Tirreno Power	3,9
Monfalcone	Endesa	3,0
Genova	Enel	2,2
Brindisi Nord	Edipower	1,9
Sulcis	Enel	1,6
Marghera	Enel	1,0
Bastardo	Enel	1,0
Brescia	Asm	0,6
Totale centrali termoelettriche a carbone		44,5
Totale centrali termoelettriche con potenza superiore ai 50 MW		133

Fonte: Eper

Come si evince dai dati dell'Annuario dei dati ambientali 2005-2006 di APAT, il settore energetico (con 461 milioni di tonnellate emesse) nel 2004 è stato responsabile del 94% delle emissioni totali di CO2 (490 circa). All'interno di questo il contributo maggiore è stato quello dell'industria energetica (con 161 milioni di tonnellate di CO2), seguito dall'industria manifatturiera e delle costruzioni (128) e dai trasporti (85).

Emissioni di CO₂ in Italia per settore (in milioni di tonnellate - Mt)

	1990 (Mt)	2003 (Mt)	2004 (Mt)
Settore energetico:	405,1	458,8	461,3
- Industrie energetiche			160,9
- Trasporti			85,3
- Industrie manifatturiere e delle costruzioni			128,0
- Altri settori (commerciale, domestico, agricoltura, etc.)			84,1
- Altro (consumi militari)			1,1
- Emissioni da perdite di combustibile			1,8
Processi Industriali	27,3	25,8	26,8
Uso di solventi	1,6	1,3	1,3
Agricoltura	0	0	0
Rifiuti	0,5	0,2	0,2
Totale	434,5	486,1	489,6

Fonte: APAT – Annuario dei dati ambientali 2005/2006

Ma le emissioni provenienti dalle grandi centrali termoelettriche non sono costituite solo da anidride carbonica, ma anche anche da SO_x, NO_x e polveri. L'industria energetica italiana (comprensiva anche degli impianti che bruciano gli altri combustibili fossili) ha emesso nel 2004, secondo i dati dell'Apat, oltre 258mila tonnellate di SO_x

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

(su un totale di 496.425, pari al 52%), oltre 147mila tonnellate di NO_x e poco meno di 8mila tonnellate di PM₁₀. Negli ultimi dieci anni le emissioni di SO_x, NO_x, PM₁₀ sono diminuite rispettivamente del 66%, 57% e 81%, mentre tra il 2003 e il 2004 le riduzioni percentuali sono state rispettivamente pari a 8,5%, 8% e 7%.

Il contributo dell'industria energetica alle emissioni in Italia nel 2004

inquinante	1994 (t)	2003 (t)	2004 (t)	variazione % 1994-2004	variazione % 2003-2004
SO _x	773.015	282.529	258.464	-66	-8,5
NO _x	344.777	159.916	147.203	-57	-8
PM10	42.700	8.570	7.970	-81	-7

Fonte: APAT – Annuario dei dati ambientali 2005/2006

Negli ultimi anni quindi nell'industria energetica si è assistito ad una evidente riduzione delle emissioni di SO_x, NO_x e PM10 ma anche ad un aumento di quelle di CO₂. Infatti grazie alle nuove tecnologie di abbattimento degli inquinanti atmosferici (in particolar modo installazione di denitrificatori, desolficatori e depolveratori) le emissioni di NO_x, SO_x e polveri prodotte dall'uso del carbone nelle centrali termoelettriche possono essere notevolmente abbattute, mentre non esiste nessun miglioramento tecnologico né sezione di abbattimento fumi che possa ridurre anche minimamente le emissioni del principale gas serra prodotto sulla Terra, l'anidride carbonica. Com'è noto la CO₂ emessa da una combustione è 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 risulta anche dalla tabella seguente. 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 CO ₂ /kWh
Carbone nelle vecchie centrali	950-1.000
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 energetiche rinnovabili (eolico, solare, mini-idro, etc.)	0

Fonte: Elaborazione Legambiente su dati Enel ed Enea (De Paoli e Lorenzoni da Rapporto energia e ambiente 2003)

3.2 I veri costi del carbone

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 all'estrazione del carbone, sostanzialmente per motivi occupazionali, ma anche dai bassi livelli di sicurezza delle miniere e di equità sociale per i lavoratori previsti nei Paesi con economie emergenti o in via di sviluppo.

Nel 2005, secondo l'annuario sugli aiuti statali della Commissione europea², nell'Ue sono stati garantiti 4,1 miliardi di euro all'industria estrattiva del carbone. Un dato che vede la Germania in prima posizione nelle sovvenzioni con 2,7 miliardi di euro, seguita dalla Spagna con 1,1.

A proposito della Germania vale la pena ricordare che, secondo l'accordo raggiunto a fine gennaio tra il Governo federale e i Lander, nel 2018 cesseranno del tutto le sovvenzioni statali alle miniere di carbone che saranno destinate a chiudere. Già negli ultimi anni comunque i sussidi tedeschi erano crollati. Stando alle cifre fornite dal quotidiano tedesco *Frankfurter Allgemeine*, infatti, erano scese dai 4,35 miliardi di euro del 2000 ai 2,44 del 2006, pari a circa 16mila euro per minatore, che il Governo tedesco utilizzerà, come sostenuto dal Ministro dell'economia Michael Glos, per incentivare le fonti rinnovabili. L'esatto contrario di quanto continueremo a fare noi con il mantenimento del CIP per il carbone del Sulcis (unica tra le fonti cosiddette assimilate), sancito dall'ultima finanziaria, a danno delle fonti rinnovabili.

I sussidi statali al carbone nell'Unione europea (in milioni di euro)

Germania	2.700
Spagna	1.100
Polonia	219
Ungheria	38
Gran Bretagna	37
Slovenia	14
Slovacchia	2
Repubblica Ceca	0,3
Totale	4110

Fonte: Commissione europea "State aid scoreboard 2006"

3.3 L'ipotesi del confinamento geologico

Nel frattempo si stanno portando avanti ricerche su soluzioni alternative alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica come la cattura e il sequestro della CO₂ in formazioni rocciose profonde, il cosiddetto "confinamento geologico". L'anidride carbonica verrebbe trasportata sotto pressione e iniettata in giacimenti sotterranei, come quelli di petrolio ancora in attività, di carbone non sfruttabili o quelli esauriti di petrolio e gas, ma anche in acquiferi salini profondi o in campi geotermici non in produzione. Questa è una tecnica sperimentale dai costi ancora alti. Stime certe sui costi su tutto il processo di confinamento non ne esistono ma si stima che solo la prima fase del confinamento, che consiste nella separazione della CO₂ dai gas di combustione, comporterebbe un aumento di circa un 40% dei costi di produzione di elettricità. "Attualmente" si legge in un documento sull'energia diffuso dalla Commissione europea a gennaio 2007 "i costi stimati per lo sviluppo della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage) sono superiori ai 70 euro per tonnellata, e rendono proibitive le spese per l'applicazione di tale tecnologia su larga scala"³.

² http://ec.europa.eu/comm/competition/state_aid/studies_reports/2006_autumn_en.pdf

³ "An Energy policy for Europe" Commissione europea, 18 gennaio 2007

4. Il carbone nel mondo: riserve, produzione e consumi

Secondo le stime del World Energy Council, nota organizzazione mondiale in campo energetico, alla fine del 2005 le riserve mondiali di carbone erano di oltre 909 miliardi di tonnellate (479 di antracite e carbone bituminoso e 430 circa di sub-bituminoso e lignite), che, facendo il rapporto tra quantitativo estratto e riserve disponibili e considerando convenzionalmente costante il tasso di utilizzo del carbone, durerebbero per altri 155 anni (erano 192 nel 2003).

Gli Stati Uniti sono il primo paese al mondo per riserve di carbone (con circa 246 miliardi di tonnellate), seguiti dalla Russia (157), Cina (114), India (92) e Australia (78). In Europa ed Eurasia le riserve più grandi si trovano in Ucraina con 34 miliardi di tonnellate, seguita da Kazakistan (31), Polonia (14), Germania (6,7), Repubblica Ceca (5,5) e Grecia (3,9).

La classifica per macro regione vede primeggiare il Sud-Est asiatico (con quasi 297 miliardi di tonnellate, per due terzi presenti nelle riserve cinesi e indiane), seguito da Europa ed Eurasia (con 287 miliardi di tonnellate), il continente nord americano (254, gran parte dei quali negli Usa), dall'Africa (con 50 milioni di tonnellate, praticamente tutti in Sud Africa) e dall'America centro meridionale (20).

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

Riserve di carbone nel mondo alla fine del 2005 (milioni di tonnellate)

Paese	antracite e bituminose	sub bituminose e lignite	totale	durata delle riserve (anni)
USA	111.338	135.305	246.643	240
Canada	3.471	3.107	6.578	101
Messico	860	351	1.211	121
Totale Nord America	115.669	138.763	254.432	231
Brasile	-	10.113	10.113	*
Colombia	6.230	381	6.611	112
Venezuela	479	-	479	56
Altri Paesi Sud e Centro America	992	1.698	2.690	*
Totale Sud e Centro America	7.701	12.192	19.893	269
Bulgaria	4	2.183	2.187	84
Repubblica Ceca	2.094	3.458	5.552	90
Francia	15	-	15	25
Germania	183	6.556	6.739	33
Grecia	-	3.900	3.900	54
Ungheria	198	3.159	3.357	351
Kazakistan	28.151	3.128	31.279	362
Polonia	14.000	-	14.000	88
Romania	22	472	494	16
Federazione Russa	49.088	107.922	157.010	*
Spagna	200	330	530	27
Turchia	278	3.908	4.186	68
Ucraina	16.274	17.879	34.153	436
Regno Unito	220	-	220	11
Altri Paesi Europa & Eurasia	1.529	21.944	23.473	370
Totale Europa & Eurasia	112.256	174.839	287.095	241
Sud Africa	48.750	-	48.750	198
Zimbabwe	502	-	502	126
Altri Paesi Africa	910	174	1.084	493
Medio Oriente	419	-	419	399
Totale Africa e Medio Oriente	50.581	174	50.755	200
Australia	38.600	39.900	78.500	213
Cina	62.200	52.300	114.500	52
India	90.085	2.360	92.445	217
Indonesia	740	4.228	4.968	37
Giappone	359	-	359	323
Nuova Zelanda	33	538	571	111
Corea del Nord	300	300	600	20
Pakistan	-	3.050	3.050	*
Korea del Sud	-	80	80	28
Tailandia	-	1.354	1.354	64
Vietnam	150	-	150	5
altri paesi Sud-Est Asia	97	215	312	25
totale Sud Est Asiatico	192.564	104.325	296.889	92
totale mondiale	478.771	430.293	909.064	155

Fonte: World Energy Council da BP 2006 statistical Review of World Energy

*: riserve disponibili per almeno 500 anni

Considerando i dati sulla produzione, nel 2005 sono stati prodotti oltre 2.800 Mtep di carbone (circa il 5% in più rispetto al 2004). Gli incrementi maggiori nella produzione rispetto al 2004 si sono registrati nel Sud e Centro America e in Asia (rispettivamente

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

con il 10,1% e 8,2%), con un valore record anche in questo caso per la Cina (+10,3% tra il 2005 e il 2004). Al contrario il Giappone è il paese che ha visto diminuire di più la produzione interna di carbone con un - 16,9% rispetto al 2004.

Produzione di carbone per area geografica (Mtep)

Paese	1995	2004	2005	Variazione % 2005/2004
totale Nord America	595.7	607.4	615.3	1.6
di cui: USA	550.7	567.9	576.2	1.7
totale Sud America e America centrale	23.1	43.0	47.3	10.1
di cui: Colombia	16.7	34.9	38.4	10.4
totale Europa ed Eurasia	496.4	435.2	436.2	0.5
di cui: Federazione Russa	118.5	128.6	137.0	6.8
Germania	74.6	54.7	53.2	- 2.4
Polonia	91.1	70.5	68.7	- 2.3
RepubblicaCeca	27.3	23.5	23.5	0.2
Kazakistan	42.6	44.0	44.0	- 0.6
Ucraina	44.2	41.9	40.7	- 2.6
totale Medio Oriente	0.7	0.6	0.6	0.3
totale Africa	121.9	140.6	142.8	1.9
di cui: Sud Africa	116.9	136.9	138.9	1.8
totale Asia e Pacifico	1015.9	1524.2	1644.9	8.2
di cui: Australia	129.5	197.0	202.4	3.0
Cina	686.3	1007.3	1107.7	10.3
India	135.2	191.0	199.6	4.8
Indonesia	25.7	81.4	83.2	2.5
Giappone	3.4	0.7	0.6	- 16.9
totale mondo	2253.7	2751	2887.1	5.2

Fonte: World Energy Council da "BP 2006 statistical Review of World Energy"

Passando infine dalla produzione ai consumi, nel 2005 sono stati consumati nel mondo oltre 2.900 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep): oltre la metà dei consumi avviene in Asia e Pacifico (1.648 Mtep), seguito dal Nord America (614 Mtep) e quindi dall'Europa e Eurasia (537 Mtep), mentre oltre un terzo del carbone mondiale (1082 Mtep su 2930, pari al 37%) viene consumato solo in Cina.

Tra il 2004 e il 2005 c'è stato un incremento del 5% dei consumi mondiali con picchi elevati, come quello cinese (+10,9% rispetto al 2004).

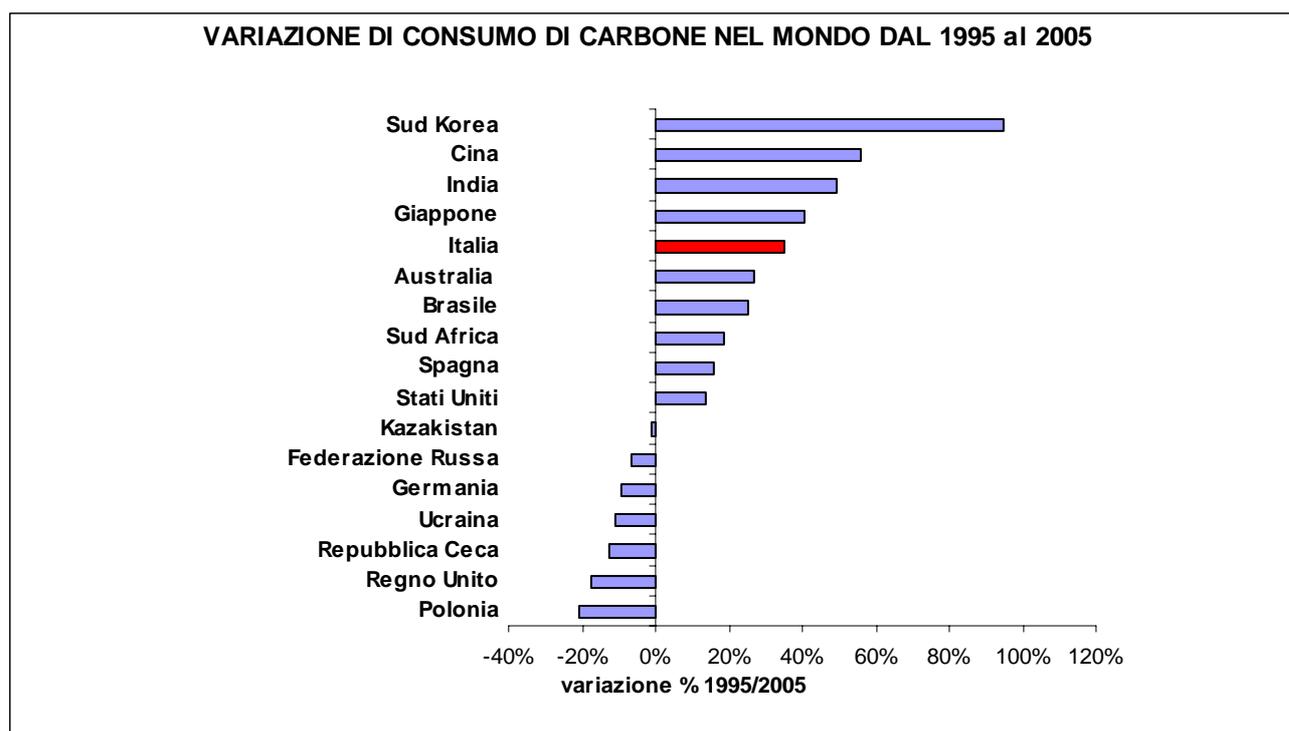
Tra il 1995 e il 2005 l'incremento dei consumi mondiali è stato invece del 28,4%. I 5 paesi in cui si è registrato l'incremento maggiore di consumo sono la Corea del Sud (95%), Cina (55,8%), India (49,1%), Giappone (40,7%) e Italia (35,2%). Invece le nazioni in cui si sono registrati i maggiori decrementi sono stati la Polonia (-20,9%), la Repubblica Ceca (-12,8%), l'Ucraina (-11,2%), la Germania (-9,4%) e il Regno Unito (-7,7%).

Il nostro Paese nel 2005 ha consumato invece 16,9 Mtep di carbone, con una leggera diminuzione rispetto al 2004 (17,1 Mtep), mentre se consideriamo il periodo tra il 1995 e il 2005 si può notare un aumento del 35%.

Consumi di carbone per area geografica (Mtep)

	1995	2004	2005	Variazione % 2004/2005
totale Nord America	536,5	603,7	613,9	2,0
di cui: USA	506,3	566,2	575,4	1,9
Totale Sud America e America centrale	18,3	20,4	21,1	3,5
di cui: Brasile	10,8	12,8	13,5	0,7
Totale Europa ed Eurasia	580,3	536,7	537,5	0,4
di cui: Federazione Russa	119,4	106,8	111,6	4,8
Germania	90,6	85,4	82,1	- 3,6
Polonia	71,7	57,3	56,7	- 0,7
Repubblica Ceca	23,5	20,5	20,5	0,6
Italia	12,5	17,1	16,9	- 1,1
Kazakistan	27,5	26,5	27,2	2,8
Spagna	18,5	21,0	21,4	1,8
Ucraina	42,1	38,1	37,4	- 1,6
Regno Unito	47,5	38,1	39,1	2,8
Totale Medio Oriente	5,5	9,1	9,0	- 0,2
Totale Africa	85,3	102,9	100,3	- 2,3
di cui: Sud Africa	77,4	94,5	91,9	- 2,5
Asia e Pacifico	1056,1	1526,2	1648,1	8,3
di cui: Australia	41,1	52,4	52,2	- 0,1
Cina	694,6	978,2	1081,9	10,9
India	142,8	203,7	212,9	4,8
Giappone	86,2	120,8	121,3	0,7
Sud Korea	28,1	53,1	54,8	3,4
Totale mondo	2282	2799	2929,9	5,0

Fonte: World Energy Council da "BP 2005 statistical Review of World Energy"



4.1 I dati sull'import-export dell'Italia

Il bacino Sulcis Iglesiente in Sardegna è l'unica riserva nazionale di carbone, con circa 128 milioni di tonnellate, di cui 57 sono coltivabili. Il 99% del carbone consumato dal nostro Paese è però di importazione (pari a poco meno di 26 milioni di tonnellate di carbone nel 2004) (+16% rispetto all'anno precedente). Nel 2004 i maggiori paesi d'importazione di carbone sono stati Indonesia, Sud Africa, Australia. Il carbone maggiormente importato è quello di vapore (poco più di 19 milioni di tonnellate - Mt), seguito dal carbone da coke (5 Mt) e dal coke di petrolio (1 Mt).

L'export di carbone dall'Italia ha riguardato invece quantità di gran lunga più contenute (348mila tonnellate nel 2004, con un incremento del 73% rispetto al 2003). Le maggiori quantità di carbone sono state indirizzate verso i paesi dell'unione Europea: il 27% sul totale è stato inviato in Germania e altrettanto in Francia.

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

Import di carbone in Italia - anno 2004

	carbone da coke (t)	coke metallurgico (t)	carbone da vapore (t)	Lignite (t)	altri (t)	totale carboni (t)	coke di petrolio (t)
Australia	2.000.414	42.494	1.077.348	0	0	3.120.256	0
Bosnia-Erzegovis	0	18.748	0	0	0	18.748	0
Canada	649.291	0	261.480	0	0	910.771	0
Cina	0	661.436	483.196	0	0	1.144.632	0
Colombia	0	0	2.922.558	0	0	2.922.558	0
Egitto	0	110.744	0	0	0	110.744	0
Francia	0	24	0	0	560	584	3.531
Germania	0	0	202	8.599	500	9.301	0
Giappone	0	79.984	0	0	0	79.984	0
Indonesia	0	0	5.866.823	0	0	5.866.823	0
Polonia	0	0	119.000	0	0	119.000	0
Regno Unito	0	0	0	0	0	0	72
Russia	0	6.275	1.786.930	0	108.315	1.901.520	0
Siria	0	0	0	0	0	0	36.075
Slovenia	0	0	5.646	0	0	5.646	0
Sud Africa	165.144	0	5.736.574	0	0	5.901.718	0
Ucraina	0	18.397	201.581	0	165.265	385.243	0
USA	2.259.574	148.807	60.000	0	0	2.468.381	1.828.998
Venezuela	0	0	788.083	0	0	788.083	633.505
totale 2004	5.074.423	1.086.909	19.309.421	8.599	274.640	25.753.992	2.502.181
totale 2003	4.686.703	1.575.404	15.826.212	8.347	51.532	22.148.198	2.107.511
totale extra Ue	5.074.423	1.086.885	19.184.573	0	273.580	25.628.619	2.498.578
totale Ue	0	24	124848	8599	1060	134531	3603
var.2004/2003	8%	-31%	22%	3%	433%	16%	19%

Fonte: Bollettino Petrolifero, Ministero Attività Produttive (Rapporto Enea Energia Ambiente 2005)

Export di carbone in Italia - anno 2004

	coke metallurgico (t)	carbone da vapore (t)	altri (t)	totale carboni (t)	coke di petrolio (t)
Austria	21.277	0	0	21.277	0
Croazia	0	55.118	0	55.118	9.443
Francia	67.180	0	5.942	73.122	34.877
Germania	66.778	0	20.554	87.332	0
Grecia	3.401	0	0	3.401	37.970
Israele	165	0	0	165	0
Libano	440	0	0	440	0
Polonia	3.471	0	0	3.471	0
Regno Unito	22.716	0	0	22.716	0
Siria	62	0	0	62	0
Slovenia	8.223	0	0	8.223	0
Spagna	0	0	22.755	22.755	0
Svizzera	9.576			9.576	0
Tunisia	0	0	0	0	4.000
Turchia	0	0	0	0	25.367
Altri	40.868	0	0	40.868	0
Totale 2004	244.157	55.118	49.251	348.526	111.657
Totale 2003	165.138	0	35.794	200.932	61.256
Totale Ue	193.046	0	49.251	242.297	72.847
Totale extra Ue	51.049	55.118	0	106.167	38.810
Var. 2004/2003	48%	-	38%	73%	82%

Fonte: Bollettino Petrolifero, Ministero Attività Produttive (Rapporto Enea Energia Ambiente 2005)

5. Le centrali a carbone o a rischio di riconversione

5.1 Liguria

La Regione Liguria contribuisce in maniera non indifferente alla produzione energetica nazionale, visto che qui operano da moltissimi anni due grandi centrali termoelettriche e una di potenza più bassa. La particolare conformazione della Liguria (un territorio ad arco sul mare) ha favorito la diffusione di siti di produzione energetica intensiva e a forte concentrazione di determinate tipologie di combustibili: soprattutto carbone ma anche olio combustibile. Questo ha comportato che oltre alle “servitù” rappresentate dalla presenza degli insediamenti energetici sul territorio, si è avuta anche una forte “colonizzazione” delle coste, con la realizzazione di approdi per le navi carboniere, di grandi spazi per i carbonili ed anche attracchi con *pipelines* petrolifere.

Dopo la vittoria del referendum contro l’energia nucleare l’Enel, invece di rispondere alla sfida energetica con politiche di razionalizzazione e di risparmio, ha puntato invece al potenziamento dell’esistente, con proposte di aumento delle capacità produttive dei vari siti liguri, in particolare con la proposta di uso massiccio del carbone.

La risposta dei cittadini liguri non si è fatta attendere: in nome di un’idea della produzione energetica legata alle mega centrali, senza dare spazio alle energie rinnovabili, al risparmio ed al giusto dimensionamento tra energia e territorio (la Liguria esporta la metà di quanto produce, e per quanto non sia possibile una esatta coincidenza tra esigenze regionali e produzione energetica, questo squilibrio va senz’altro ribaltato e ridefinito) sono state lanciate, negli anni ‘90, grandi mobilitazioni con delle parole d’ordine ben precise: no alle mega centrali, sì al depotenziamento dei siti di produzione energetica, sì all’introduzione del metano in grandi quantità, no al binomio combustione rifiuti - fonti tradizionali.

5.1.1 Cairo Montenotte

L’ipotesi di una centrale a carbone a Cairo Montenotte, pretesa dalla “cordata” di industriali che hanno rilevato la Ferrania Spa, in cambio della salvezza dalla disoccupazione di circa settecento lavoratori, va contrastata 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 a Ferrania 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.

5.1.2 Vado Ligure

Tra le centrali una delle più grandi è quella di Vado Ligure (Savona), costruita nel 1968 da Enel, con una potenza diventata a regime di 1.200 MW, ed alimentata ad olio combustibile e carbone. La sua collocazione nella baia di Vado ha favorito la costruzione in città di un megacarbonile 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 fatto 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 turbo gruppi 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. Il nostro augurio è che si realizzi al più presto il processo di trasformazione a metano dei due gruppi alimentati a carbone.

5.1.3 La Spezia

L'altra grande centrale ligure è quella di La Spezia, di proprietà di Enel Produzione, anch'essa di 1.200 MW di potenza. 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 maggiore 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 8.000 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.

5.1.4 Genova

La terza centrale più importante della regione è quella di Genova, anche questa di Enel Produzione, con potenza di circa 450 MW alimentata a carbone. Costruita alla fine degli anni '50 in area demaniale portuale e collocata sotto 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 poi 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.

5.1.5 Le proposte di Legambiente

Per fare un bilancio complessivo possiamo dire che una parte degli obiettivi del movimento dei primi anni '90 ha trovato concretezza nelle scelte fatte dalle società produttrici di energia elettrica: le centrali sono state in parte depotenziate (tranne quella di Genova dove tra mille contraddizioni si parla di chiusura) e il metano è un combustibile usato non più in maniera residuale (basti pensare che a La Spezia e a Vado rappresenta la fonte combustibile del 50% della produzione energetica).

Non è stato realizzato invece l'obiettivo della dismissione delle centrali, soprattutto quella di La Spezia come era stato deciso dal referendum popolare, il depotenziamento delle 2 centrali è stato minore rispetto alle aspettative, mentre la centrale di Genova continua a funzionare anche se ne è stata chiesta a più riprese la chiusura.

Le proposte di Legambiente su questi tre impianti liguri sono:

- la completa metanizzazione della centrale di Vado;
- la dismissione del ciclo a carbone nella centrale spezzina, con la chiusura dell'ultimo gruppo generatore a carbone rimasto;
- la chiusura immediata e senza condizioni della centrale Enel nel porto di Genova, vista l'inaccettabile vicinanza a un monumento storico come la Lanterna e soprattutto visto che si tratta di una centrale non completamente ambientalizzata (non esistono impianti di desolfurazione e denitrificazione).

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.

5.2 Friuli Venezia Giulia

5.2.1 Monfalcone

Un *ritorno al passato* per ora scampato. E' il progetto di riconversione a carbone presentato in passato per la centrale di Monfalcone e che fortunatamente non è andato in porto, grazie alle pressioni locali, delle associazioni, dei comitati cittadini ma anche delle amministrazioni locali. I gruppi funzionanti a olio combustibile della centrale saranno invece riconvertiti a metano, mentre quelli ancora a carbone verranno quantomeno ambientalizzati.

La centrale, ubicata su una superficie di 20 ettari lungo la sponda del canale Eugenio Valentinis, è 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 ad un compromesso, dovuto in gran parte alla netta presa di posizione del Presidente della Regione Riccardo Illy: la trasformazione a metano dei due gruppi ora alimentati a olio combustibile (che passeranno da 320 a circa 380 MW di potenza) e l'ambientalizzazione dei due gruppi funzionanti a carbone. Il nodo maggiore della trattativa era rappresentato dalla tempistica della riconversione a metano dei due gruppi a olio combustibile: i due gruppi avrebbero dovuto funzionare a metano nel giro di tre anni e non di quattro, come invece indicato da Endesa all'indomani dell'accordo siglato in Regione.

La trasformazione a gas dei due gruppi a olio richiederà a Endesa un investimento di 240 milioni di euro (contro i 440 che invece sarebbero stati spesi per la loro sostituzione con un unico gruppo a carbone) ma sta incontrando diverse difficoltà. Infatti per questa alimentazione occorre un gasdotto che deve essere realizzato in parte in zona vincolata (Parco del Carso) in parallelo all'esistente gasdotto regionale. Il progetto del gasdotto che sarà lungo 18 chilometri e si aggancerà alla rete nazionale a Villesse (Go) è purtroppo ancora fermo al Ministero per la Valutazione di impatto ambientale.

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 nel 2008.

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, il cui iter di approvazione sembra non incontrare le stesse difficoltà della riconversione a gas della centrale. Un progetto per un terminal di rigassificazione è stato inoltre avanzato anche per la città di Trieste dalla spagnola Natural Gas.

5.3 Veneto

5.3.1 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 in pezzi dello 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 attuali, 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?

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.

5.3.2 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 320MWe 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, 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.

5.3.3 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.

5.4 Toscana

5.4.1 Piombino

L'area industriale di Piombino è una realtà in cui si produce una notevole quantità di energia elettrica, tanto da essere il maggior produttore a livello regionale. Attualmente gli impianti sono quattro: la centrale termoelettrica Enel di Torre del Sale, le due centrali Cet 2 e 3 di Edison e la Pio Elettra GII.

La centrale Enel di Torre del Sale è composta da 4 gruppi di turbina a vapore da 320 MW cadauno, per un totale di 1280 MW. La potenza media effettivamente utilizzata non raggiunge mai i massimi livelli, ma si attesta intorno ai 5-600 MW medi annui (stando ai dati forniti dall'Università di Firenze nell'Analisi energetica relativa al circondario della Val di Cornia del 2004 si è passati dai 623 MW nel 2000, pari al 49% della potenza installata, ai 440 nei primi 9 mesi del 2003, pari al 34%).

Il combustibile utilizzato è olio a basso, medio ed alto tenore di zolfo. La centrale viene attualmente utilizzata come centrale di riserva, in quanto solo due dei quattro gruppi sono in piena produzione per molti mesi dell'anno.

Durante il corso dell'anno, i vari gruppi in alternanza programmata sono spenti e la produzione di energia non è costante: generalmente si nota un picco tra gennaio e febbraio, seguito da una forte diminuzione che causa un minimo nel periodo aprile e maggio. Con l'estate si assiste ad un forte aumento della produzione e di energia elettrica, soprattutto nel mese di luglio, quando c'è più richiesta per il condizionamento di aria, mentre ad agosto si ha una riduzione di produzione per la chiusura di molte aziende.

Oltre alla centrale Enel a Piombino sono presenti altri tre impianti. All'interno del polo siderurgico ci sono due centrali termoelettriche di proprietà ISE Srl, facenti parte del Gruppo Edison e denominate Cet 2 e Cet 3.

La centrale Cet 2 da 60 MW è interamente dedicata allo stabilimento siderurgico Lucchini SpA e l'energia prodotta è scaricata direttamente all'interno della rete di distribuzione dello stabilimento. E' in funzione dal 1978 e costituita da due unità che producono energia elettrica e vapore, utilizzando come combustibili i gas provenienti dall'altoforno e dalla cokeria prodotti dai processi dello stabilimento Lucchini Spa miscelati con gas naturale e se necessario può utilizzare anche l'olio combustibile.

La Cet 3 è una centrale turbogas a ciclo combinato con cogenerazione in funzione dal gennaio 2001. Produce energia elettrica e vapore mediante l'utilizzo di combustibili come gas da altoforno e gas coke, miscelati con gas naturale. La Cet 3 essendo un impianto a ciclo combinato possiede ovviamente un rendimento maggiore della Cet 2.

Vi è infine una quarta centrale, l'impianto turbogas Elettra GGI, denominato Cet Pio, in funzione dal 2003. La centrale da 58 MW è costituita da due linee di produzione con un turbogeneratore a gas metano da 10 MW e una caldaia a recupero (alimentata a gas siderurgico e con supporto di gas metano) e un unico turbogeneratore a vapore a condensazione da 40 MW.

5.5 Umbria

5.5.1 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).

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.

La forza di quei cittadini contrari alla centrale a carbone non è mai stata sufficiente 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.

Nemmeno i preoccupanti dati epidemiologici sulla popolazione di Bastardo hanno sensibilizzato sul rischio della permanenza della centrale. Fino a qualche tempo fa si parlava di una sua riconversione a metano, oggi sembra un'ipotesi completamente sfumata.

5.6 Lazio

5.6.1 Civitavecchia

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. È una delle centrali al centro di grandi polemiche sorte in seguito alla scelta, da parte dell'Enel, di convertire parte del proprio potenziale termoelettrico a un combustibile problematico come il carbone, in un comprensorio già ambientalmente sovraccarico come quello di Civitavecchia. Una scelta quella del carbone, quindi, 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.

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

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. E' 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 predispose 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.

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

Ancora nel 2002 una grande manifestazione regionale convogliò 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.

Il progetto approvato - e in corso di realizzazione - prevede la demolizione di uno dei 4 gruppi esistenti, con una riduzione della potenza installata da 2.640 a 1.980 MW. Secondo i dati forniti dall'Enel, l'adozione di speciali filtri a manica e la riduzione a tre gruppi permetterebbero notevoli riduzioni di emissioni rispetto alla situazione esistente: 82% per gli ossidi di zolfo, 61% per gli ossidi di azoto, 82% per le polveri e 18% per la CO₂. Da sottolineare però che questi valori si riferiscono a un confronto basato sull'ipotesi che le ore di esercizio restino costanti, quando la stessa Enel dichiara di voler aumentare la produttività dell'impianto.

L'obiettivo di Enel è di far lavorare la centrale di Torrevaldaliga nord per 6.500 ore l'anno a pieno carico per una produzione di circa 12,8 TWh annui ed è dunque probabile che le effettive riduzioni di emissioni di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri saranno ben diverse dalle percentuali dichiarate, e che nel caso della CO₂ ci sia un sensibile aumento dovuto alle maggiori emissioni del carbone e dall'aumento complessivo di produzione annua.

Notevoli sarebbero gli impatti causati dal ritorno al passato della centrale di Civitavecchia. 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.

E' per tutto ciò che Legambiente nel 2004, nell'ambito della campagna Goletta Verde, ha consegnato al Sindaco di Civitavecchia, un'inevitabile Bandiera nera, che sarà resa ancora più nera dalla sciagurata scelta del carbone. Dal 2004 ad oggi, inoltre, la vicenda del carbone ha "segnato" profondamente il quadro amministrativo di Civitavecchia: se infatti le ultime elezioni comunali avevano "punito" l'amministrazione guidata dal Sindaco De Sio - Forza Italia -, per aver prima fatto una campagna elettorale contro il carbone, per poi, vinte le elezioni, cambiare disinvoltamente punto di vista - tranne accontentarsi della istituzione di un Osservatorio Ambientale gestito non dall'Arpa, ma

dall'azienda stessa -, recentemente è caduta invece la giunta di centro - sinistra, dopo soli 7 mesi di governo.

5.7 Puglia

5.7.1 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", attuativo del protocollo di Kyoto, 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:

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

- 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 in discussione in Regione lo ritenesse necessario, la sua sostituzione con i due gruppi a ciclo combinato proposti dalla società.

5.7.2 Bari

La centrale termoelettrica di Bari, realizzata negli anni '50 dalla Società Generale Pugliese di Elettricità, è localizzata nel quartiere Stanic del capoluogo pugliese. Di proprietà di Enel produzione, è costituita da tre sezioni da 65 MW ciascuna ed è alimentata a gas e olio combustibile. Dal 2002 per obsolescenza e problemi ambientali sono funzionanti solo due gruppi per 130 MW complessivi. Nella valutazione di impatto ambientale del nuovo impianto a ciclo combinato a gas naturale da 760 MW in costruzione a Modugno (Ba) ne viene preannunciata la dismissione.

5.8 Calabria

5.8.1 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.

Nonostante i lavori di potenziamento, la centrale lavora ancora a regimi piuttosto bassi: stando ai dati forniti da Enel Rossano negli anni 2004-2005 l'impianto ha lavorato per un monte ore annuo variabile tra 3.500 e 4.500 ore; nell'anno 2006 ha lavorato per circa 3.000 ore, mentre dall'inizio dell'anno 2007 ha lavorato per soli 12 giorni.

A seguito degli accordi con Enel è attivo un monitoraggio ambientale dell'aria ed esso rientra nei parametri di legge ed è effettuato in cinque punti, mentre nessun monitoraggio viene effettuato sull'acqua.

Occorre ricordare poi che il contratto con la ditta che ha gestito la rete di monitoraggio biologico era di due anni e non è stato rinnovato. In pratica, il monitoraggio è terminato poco dopo la conclusione del ripotenziamento della centrale termoelettrica e ha fotografato di fatto solo la situazione preesistente al *repowering* dell'impianto. Ora arriva la proposta da parte di Enel di riconvertire la centrale calabrese entro il 2010, così come proposto per gli impianti di Civitavecchia (Rm) e Porto Tolle.

5.9 Sicilia

La Sicilia era ed è una delle regioni italiane in cui è più evidente la politica del ritorno ai combustibili fossili inquinanti. Mentre appaiono ormai abbandonate le scelte (allora definite "strategiche" dagli interessati) di riconversione a carbone del parco

termoelettrico siciliano ed il progetto di realizzazione ex novo di una centrale termoelettrica a carbone a Pantano d'Arce (Ct), il petcoke continua ad essere prodotto ed utilizzato a Gela con pesanti conseguenze ambientali e sanitarie. Si trattava ovviamente di progetti che non rispondevano ad alcuna strategia e che anzi contribuivano ad ampliare il quadro di sovrapproduzione di energia elettrica in Sicilia. Una produzione che non sarebbe neppure funzionale a colmare le presunte carenze nazionali poiché l'esportazione di energia elettrica verso il continente trova un limite pressoché invalicabile nella limitata capacità dell'elettrodotto sottomarino Sicilia - Calabria e, ancor prima, nelle scelte economiche del gestore di rete. Infatti il gestore decide di acquistare l'energia da immettere in rete laddove è più conveniente. Gli conviene comprare dalla Francia e dalla Svizzera piuttosto che dalle ultime centrali a turbogas italiane il cui costo per kWh è più elevato. Il criterio di scelta del fornitore sulla base del costo ha effetti distorsivi. Da una parte i produttori cercano di entrare nei sistemi "protetti e garantiti" come il CIP6, dall'altra frenano su nuovi impianti ammodernamenti ed innovazione tecnologica, non avendo certezze che riusciranno a vendere l'energia (è forse questo tra i motivi per cui non iniziano i lavori per le centrali già autorizzate?). Proprio per questi motivi buona parte delle centrali siciliane marciano ad andatura ridotta o sono in riserva fredda.

L'abbandono delle scelte di riconversione del parco termoelettrico siciliano non ha però comportato l'uscita di scena del carbone. Infatti nel solo porto di Augusta si scaricano circa 400.000 tonnellate l'anno di carbone e petcoke destinato alle cementerie del luogo ma anche di altre province. Il deposito a cielo aperto del carbone è stato realizzato in un'area retrostante il porto commerciale dalle dubbie caratteristiche di sicurezza. Lo scarico di carbone e petcoke, vietato a Palermo, avviene ad Augusta, area ad elevato rischio di crisi ambientale, e da qui vengono poi trasportate su gomma in tutto il resto della Sicilia.

5.9.1 Augusta, Priolo e Melilli

L'area di Augusta, Priolo e Melilli, in provincia di Siracusa, classificata nel dicembre del 1990, come "ad elevato rischio di crisi ambientale" ed inserita nel 1998 nel Programma nazionale di bonifica, è sede di numerosi impianti di generazione.

Tra questi la centrale Enel Tifeo di Augusta. Sorta nel 1959, accanto al fiume Cantera, all'area archeologica di Megara Iblea e alla raffineria Esso, è formata da tre sezioni a vapore da 70 MW ciascuna alimentate ad olio combustibile. Nel 1995 Enel dichiarò che sarebbe stata dismessa a parziale compensazione delle emissioni della centrale di gassificazione della Isab Energy, ma poi non se ne fece nulla. Una ipotesi in parte ripresa nello studio di impatto ambientale e le successive conferenze dei servizi sulla Via per l'inceneritore per rifiuti urbani che si vorrebbe realizzare in un'area contigua alla centrale, contaminata tra le altre cose anche anche dalla diossina, secondo cui uno dei tre gruppi da 70 MW verrebbe chiuso per compensare le emissioni prodotte dall'inceneritore (50 MW). Oltre alla centrale Tifeo di Augusta ci sono altri impianti di produzione di energia elettrica nella zona, alcuni termoelettrici e altri a fonti rinnovabili. Tra i primi c'è la centrale Enel di Priolo, in attività dalla fine degli anni '70, da 640 MW a olio combustibile, potenziata nel 2004 e trasformata a turbogas da 760 MW. Ci sono poi altre tre centrali termoelettriche:

- Erg nord da 210 MW, ad olio combustibile costruita da Agip e poi acquisita da Erg che ne sta ultimando la conversione a turbogas, potenziandola a circa 400 MW;

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

- Erg sud da 72 MW, costruita negli anni '70 all'interno della raffineria Isab, ha ottenuto l'autorizzazione per la trasformazione a turbogas ed il potenziamento a 100 MW che si sta ultimando;
- Isab Energy da 524 MW, entrata in esercizio nel 2000 e alimentata con il gas di sintesi ottenuto dalla gassificazione del Tar (residuo catramoso del petrolio) di raffineria.

Sono infine tre gli impianti a fonti rinnovabili:

- la centrale idroelettrica Anapo di Enel da 500 MW, entrata in esercizio nel 1989;
- gli impianti eolico di Enel Green Power da 12 MW, e Ivpc da 64 MW;

Una miriade di progetti per nuove centrali eoliche, per parecchie centinaia di megawatt, interessa il territorio siracusano, così come diverse migliaia di megawatt vengono proposti per l'intero territorio regionale.

Com'è noto l'impianto solare termodinamico Archimede di Enel - Enea da 20 MW, progettato dal premio Nobel Rubbia non è stato più realizzato a Priolo, in seguito ad un imbarazzante stop del precedente governo nazionale.

A conti fatti, e a progetti realizzati, l'area disporrà di oltre 2.600 MW (senza contare un altro centinaio di MW prodotti dalle centrali termoelettriche di raffineria) così suddivisi: 1.974 MW di termoelettrico (di cui 1.260 a turbogas, 524 a gassificazione, 140 a olio combustibile e 50 rifiuti), 500 MW di idroelettrico, 76 MW di eolico e 20 MW di solare.

Nonostante la trasformazione a turbogas dovrebbe apportare qualche limitato vantaggio ambientale, il termoelettrico rimane largamente predominante con una produzione nell'area che da sola sarebbe sufficiente per i consumi dell'intera isola.

5.9.2 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 interromperne la produzione in Venezuela.

Edipower, 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. Tutte iniziative che rischiano di essere vanificate se verrà messo in pratica il progetto di riconversione a carbone ipotizzato dall'amministratore delegato di Edipower nell'intervista rilasciata al Quotidiano Energia il 31 gennaio 2007.

5.9.3 Gela

La centrale termoelettrica di Gela è collocata all'interno dell'area industriale gelese, dichiarata nel 1990 "area ad elevato rischio di crisi ambientale" e nel 1998 "sito di interesse nazionale" del Programma di bonifica del ministero dell'Ambiente.

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

La storia dell'area industriale di Gela è purtroppo nota. Nei 500 ettari del polo industriale sorgono la raffineria di Agip Petroli, che raffina circa 6 milioni di tonnellate di greggio all'anno, producendo benzine, gasolio, gpl e petcoke, bruciato dall'annessa centrale termoelettrica, e il petrolchimico dell'ex Enichem, oggi suddiviso tra Syndial e Polimeri Europa che producono etilene, propilene, buteni, benzine da cracking, acrilonitrile, polietilene.

Il petcoke è un residuo della raffinazione. La raffineria siciliana utilizza un petrolio che ha un costo minore sul mercato mondiale a causa del quantitativo mediamente più elevato di residui pesanti e produce il petcoke per ottenere combustibili come gasolio e benzine più fluidi ed a basso tenore di zolfo. Il residuo pesante "coke", che ha un alto tenore di zolfo e di metalli pesanti, è un combustibile che le norme europee hanno inizialmente classificato come rifiuto. Nel 1995 un decreto governativo ne consentì l'uso come combustibile ma il successivo decreto Ronchi lo riclassificò come rifiuto. Dal 1997 al 2002 il petcoke è stato bruciato nella centrale termoelettrica di Gela senza autorizzazione: da qui il sequestro della magistratura poi superato dal decreto del 7/3/02 del governo Berlusconi, che ha fatto tornare il petcoke un combustibile e non un rifiuto. E' importante evidenziare come l'incenerimento per usi energetici di pet-coke sia un elemento che distingue lo stabilimento petrolchimico di Gela dal resto dell'Italia. Inoltre dai dati che derivano da uno studio condotto dal Dipartimento di Chimica e Fisica della Terra dell'Università degli Studi di Palermo si delinea una relazione tra la presenza di sostanze inquinanti nel territorio di Gela e l'incenerimento di pet-coke nella centrale termoelettrica.

Per ridurre l'impatto sanitario sulle popolazioni della Piana di Gela occorre tempestivamente trovare soluzioni tecniche in grado di fornire alternative ambientalmente ed economicamente valide all'incenerimento di pet-coke. Ad esempio attraverso l'introduzione di tecnologie apposite (EST: Eni Slurry Technology) nei processi della raffineria è possibile evitare la produzione di pet-coke incrementando le rese in gasoli e benzine del 14% e quindi rendendo inutile l'impianto di coking. Oppure si può provvedere alla sostituzione delle attuali caldaie, impiegate nella centrale, con un sistema di gassificazione del pet-coke mediante processo GTL (Gas To Liquid) sviluppato da Eni Tecnologie e l'istituto di ricerche francese IFP. In questo caso dalla gassificazione del pet-coke si otterrebbero benzine e gasoli, migliorando le rese dell'intera raffineria di circa il 13 % in prodotto pregiato.

Queste soluzioni comportano oltre a benefici ambientali e sanitari anche aspetti tecnologici ed economici. Infatti, si migliorerebbe la competitività tecnologica ed economica della raffineria di Gela, garantendone un ulteriore sviluppo con positive ricadute occupazionali. Inoltre, le tecniche e tecnologie necessarie all'implementazione delle soluzioni indicate da Legambiente, sono state sviluppate dai centri di ricerca dell'ENI, stessa. Non chiediamo altro, quindi, di implementare a Gela le migliori tecniche di cui ENI stessa dispone.

5.9.4 Porto Empedocle

La centrale di Porto Empedocle, con i suoi due gruppi da 70 MW alimentati ad olio combustibile, è entrata in esercizio nel 1963. Si caratterizza per il basso rendimento e per le elevate emissioni in atmosfera. L'utilizzo della centrale, nel corso degli ultimi dieci anni, è stato progressivamente ridotto perché antieconomica e perché la sovrapproduzione di energia elettrica in Sicilia ne hanno reso superfluo l'impiego. La non convenienza economica della centrale e la produzione in eccesso della Sicilia

rispetto al fabbisogno regionale, unitamente alla chiusura dello stabilimento Montedison di Porto Empedocle e all'incompatibilità di impianti ad elevato impatto ambientale con la contigua area archeologica di Agrigento, ne hanno da tempo decretato una dismissione che tarda a venire.

5.10 Sardegna

5.10.1 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), è una di quelle centrali che in Italia sono state già riconvertite a carbone. La centrale 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 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 incassato dalla Regione Sardegna il via libera per sostituire i due gruppi 1 e 2 per un totale di 320 MW con una nuova centrale a carbone, a ciclo supercritico, da 410 MW. In cambio fornirà energia scontata all'industria chimica locale e alle amministrazioni di Sassari e Porto Torres, più alcune altre concessioni economiche, e la promessa di utilizzare il metano al momento della dismissione dei gruppi 3-4, eventualmente realizzando un rigassificatore. La Regione e i sindaci che avevano sino ad oggi 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 all'incirca 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 gestita dalla Provincia funziona da pochi mesi con non poche perplessità da parte di Legambiente e, secondo gli accordi, dovrebbe acquisire quella predisposta dall'Endesa.

5.10.2 Lo scenario futuro in Sardegna

Per quanto riguarda altri operatori in Sardegna c'è l'impegno dell'Enel di utilizzare 350.000 tonnellate all'anno di carbone del Sulcis nelle sue centrali, da mescolare con almeno il doppio di carbone d'importazione.

Appare tramontata l'opzione della gassificazione del carbone Sulcis che potrebbe invece essere bruciato in un impianto tradizionale, visto il bando Regionale al quale hanno risposto 3 o 4 operatori. 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 augurabile - all'assimilazione del carbone alle rinnovabili con il CIP6. Occorre ricordare infatti che tutta questa operazione verrà finanziata paradossalmente con gli incentivi, meglio noti come CIP6, grazie alla deroga prevista dalla finanziaria 2007 che esclude tutte le fonti

Legambiente - Stop al carbone per salvare il Pianeta

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 passata giunta regionale di centrodestra. Tutto con costi ambientali devastanti per cui la Sardegna non fornirà certo un positivo contributo all'abbattimento delle emissioni come previsto dal protocollo di Kyoto.

Il piano energetico approvato di recente prevede una certa produzione da fonti rinnovabili, forse sopravvalutata, vista la stroncatura dell'eolico, confinato nelle zone industriali. Si prevede, inoltre, ma deve essere attuato, un piano di incentivazione sull'efficienza e l'uso di FR nel comparto pubblico e privato che potrà avere significative ricadute e sviluppi, ma compenserà solo una frazione delle maggiori emissioni previste.