



# **Federazione dei Verdi**

*Conferenza Programmatica*

Gruppo

## **POLITICA ENERGETICA**

## Proposta Programmatica dei Verdi per la Politica Energetica

Lo sviluppo industriale è alla base dell'enorme incremento di ricchezza e dei significativi miglioramenti della qualità della vita che hanno segnato il secolo ventesimo; tuttavia è anche la causa del processo di degrado dell'ecosistema.

All'inizio del terzo millennio il numero degli esseri umani è quattro volte più grande di un secolo fa mentre l'economia mondiale è diciassette volte più grande.

Nel campo della produzione energetica, si è passati da pochi barili di petrolio nel 1900 ai 79 milioni il giorno del 2004. Stati Uniti e Unione Europea coprono il 40% circa dei consumi d'energia primaria mondiale. Su base pro-capite, i consumi dell'UE sono la metà di quelli statunitensi, ossia pari a 3,96 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), contro i 7,95 per ogni americano. Le previsioni sui tassi di crescita del consumo energetico stimato fino al 2020 da parte dell'International Energy Agency, del Department of Energy degli Stati Uniti, della Commissione Europea, del Petroleum Industry Associates e di vari istituti privati, sono concordanti. L'aumento della domanda energetica primaria mondiale (intensità energetica per PIL) crescerà del 2% l'anno. Il petrolio rimane il combustibile egemone con una quota d'energia primaria pari al 40%; il gas naturale passerà dal 22% di oggi al 26% nel 2020. La contrazione di due punti percentuali riguarderà il carbone che passerà dal 26% di oggi al 24% del 2020. Il nucleare che produce oggi il 7% dell'energia primaria e il 17% d'energia elettrica, scenderà al 5%. Si prevede che l'energia idrica calerà dal 3% attuale al 2% nel 2020. Infine le energie rinnovabili (geotermico, solare fotovoltaico, eolico, biomassa e residui urbani e industriali) cresceranno di un punto percentuale passando dal 2 al 3% nel 2020.

In tale scenario di dipendenza dai combustibili fossili, sarà inevitabile la crescita della produzione globale di CO<sub>2</sub>. Gli accordi di Kyoto, che fanno riferimento al periodo 2008-2010 per la riduzione dei gas climalteranti, non potranno non registrare il più totale fallimento, considerato che la produzione di CO<sub>2</sub> sarà pari a + 42%, ossia 8700 milioni di tonnellate annue, nel 2010.

La concentrazione di CO<sub>2</sub> pari a 280 parti per milione in epoca preindustriale è attualmente pari a 367 ppm. Con le stime di crescita energetica raggiungerà le 430 ppm nel 2020: **raddoppiando gli aumenti di temperatura già conseguiti** e pari a 1,2 gradi C nella media planetaria e **+ 2 / +3 gradi C in ampie regioni dell'Europa, dell'Asia e dell'America del Nord**. Il terzo rapporto sul clima del Panel intergovernativo sui

cambiamenti climatici (IPCC), definito in base a modelli di simulazione verificati da scienziati di 100 Paesi, ha delineato un insieme di scenari di possibili incrementi di temperatura correlati alle emissioni di gas climalteranti. Il rapporto definisce un margine di "accettabilità" pari a una concentrazione compresa tra 500 e 550 parti per milione, definendola governabile in termini d'aumento del livello del mare e d'incremento dell'intensità e frequenza degli eventi estremi. Il rispetto di tale limite potrà essere conseguito riducendo del 50% le emissioni attuali e partendo dal 2030. Una concentrazione più elevata comporterebbe un'intensificazione incontrollabile d'uragani, inondazioni e siccità prolungate.

Per spezzare il legame tra crescita economica e andamento delle emissioni risulta indispensabile agire con un mix di misure, che vanno dall'utilizzo di tecnologie innovative, al risparmio energetico, all'aumento dell'efficienza energetica, al massiccio uso di fonti rinnovabili nella produzione energetica.

Contestualmente assume importanza strategica la politica di diversificazione, considerata la criticità crescente nella sicurezza dell'approvvigionamento.

Il binomio energia e ambiente ha saldato in tutto il mondo le battaglie degli ambientalisti, consapevoli della crescente preoccupazione per lo strutturale collegamento tra sistema energetico e cambiamenti climatici.

La UE ha assunto gli obiettivi del Protocollo di Kyoto assegnando all'Italia una quota di riduzione dell'emissione dei gas climalteranti pari a 6,5% entro il 2010 rispetto al 1990.

Le cifre che rappresentano la sintesi del problema energetico italiano, irretito tra i limiti delle fonti e la loro dislocazione, la tutela ambientale e il risparmio, vengono nel seguito riportate.

Il nostro Paese importa petrolio, metano e carbone. L'elettricità è prodotta dal 34% delle fonti energetiche primarie, e il 66% di queste sono utilizzate per il riscaldamento e i trasporti.

Per un italiano, un'ora di luce di una lampadina è prodotta per 27 minuti da combustibili fossili bruciati in qualche centrale termoelettrica. L'energia idroelettrica e marginalmente quella geotermica producono elettricità per altri 12 minuti di luce. Altri 6 minuti sono forniti dal metano, 5 dal carbone e 10 da energia nucleare importata. **Le energie rinnovabili coprono qualche decina di secondi.**

## **L'evoluzione del clima e gli impatti dei cambiamenti climatici in Italia**

Le serie secolari 1865-2003 provengono dalle stazioni UCEA e dai Servizi Idrografici, mentre quelle decennali (1951-2000) rilevate secondo i canoni della World Meteorological Organization sono dell'aeronautica militare. Le analisi della serie storica indicano per l'Italia che:

- a) la temperatura massima è aumentata nel periodo 1865-2003 di 0,6 gradi Celsius al nord e 0,8 al centro-sud;
- b) la temperatura minima è aumentata di 0,4 gradi al nord e 0,7 al centro sud;
- c) l'inverno è la stagione nella quale le temperature massime e minime sono aumentate maggiormente in tutte le regioni;
- d) nelle regioni centro-meridionali dal 1930 si riscontra un aumento dell'evapotraspirazione e di conseguenza del processo d'aridità dei suoli;
- e) le serie storiche relative alle precipitazioni (periodo 1951-2000) indicano una diminuzione del 14% dei giorni di pioggia senza differenziazioni significative tra nord e centro-sud.

Gli scenari futuri per l'Italia, in rapporto ai cambiamenti climatici e tenuto conto dei limiti dei modelli di simulazione e della complessità del sistema atmosferico, indicano un innalzamento delle acque del Mediterraneo tra i 18 cm e i 30 al 2090 (valutazione IPCC). Assumendo come riferimento le valutazioni IPCC e non tenendo conto dei movimenti verticali del suolo cui è soggetto per sua natura il nostro Paese, risultano a rischio d'inondazione (fonte Nasa-Giss) circa 4500 km quadrati di aree costiere, secondo la seguente distribuzione:

- 1) 25,4% al nord e in particolare nell'alto adriatico;
- 2) 5,4% nell'Italia centrale (medio adriatico e medio tirreno);
- 3) 62,6% nell'Italia meridionale (soprattutto Golfo di Manfredonia e zone del Golfo di Taranto);
- 4) 6,6% in Sardegna (parte occidentale e meridionale).

Secondo uno studio dell'Enea sono a rischio d'inondazione l'area veneziana, l'alto Adriatico, compreso tra Monfalcone e Rimini, e le aree costiere alla foce dei fiumi Magra, Arno, Ombrone, Tevere, Volturno e Sele.

Un ulteriore degrado colpirà i suoli delle aree meridionali per effetto della diminuzione delle precipitazioni sotto la soglia dei 600 mm/anno, combinata a crescenti temperature.

## **Il quadro evolutivo tracciato dal World Energy Outlook 2004**

L'evoluzione del sistema energetico mondiale tracciata dal WEO è molto severa e proiettata al 2030. L'invarianza delle politiche energetiche applicate nel 2004 comporterà incrementi del 60% del fabbisogno energetico, rispetto a quello attuale (da 84 mil. bbl/g del 2004 ai 106 del 2020 e 121 del 2030). I combustibili fossili domineranno ancora il mix energetico. La quota delle rinnovabili e del nucleare rimarrà limitata. Uno dei rilievi centrali e preoccupati dell'Outlook 2004 è che i rischi di breve termine legati alla sicurezza energetica cresceranno. Al 2030 le emissioni di CO<sub>2</sub> supereranno di più del 60% l'attuale livello. Oltre i 2/3 dell'aumento previsto delle emissioni avverrà nei Paesi in via di sviluppo, che resteranno grandi utilizzatori di carbone. La maggioranza delle emissioni sarà riconducibile alle centrali elettriche e al trasporto su gomma. Questa evoluzione fa parte dello Scenario Tendenziale.

Il World Energy Outlook 2004 propone uno Scenario Alternativo, che presenta la novità d'analisi dell'impatto, a livello planetario, di politiche ambientali e di sicurezza energetica congiuntamente agli effetti di una rapida diffusione delle tecnologie efficienti. In tale scenario diminuiscono sia la domanda d'energia sia le emissioni. Le azioni governative previste nello Scenario Alternativo potranno rallentare la crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>, ma non ridurle in maniera significativa. Le tecnologie di cattura e di stoccaggio di carbonio, che non sono state prese in considerazione né nello Scenario Tendenziale né in quello Alternativo, offrirebbero la possibilità di utilizzare i fossili chimici senza produrre biossido di carbonio. Radicali innovazioni nel settore nucleare (reattori di quarta generazione, trasmutazione delle scorie ad alta attività e fusione nucleare) potrebbero un giorno liberarci dai fossili. Tutto questo molto difficilmente avverrà nell'orizzonte temporale (2030) analizzato nell'Outlook.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia invita tutte le parti alla concertazione per mettere a punto un sistema di raccolta dati sulle riserve di petrolio e di gas, che sia universalmente riconosciuto, trasparente, coerente e completo. L'affidabilità dei dati sulle riserve forniti dalle compagnie petrolifere è stata messa in discussione. I dubbi sulle stime, evidenziati nell'Outlook 2004, potrebbero compromettere la fiducia degli investitori e i Governi dovrebbero preoccuparsi particolarmente, poiché la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nel lungo periodo dipende da tali dati. La disponibilità futura di fonti fossili

chimiche e la fattibilità commerciale della loro estrazione influiscono sulle nuove politiche e sulle misure che i governi dovrebbero adottare da subito per sviluppare fonti energetiche alternative e favorire l'uso razionale dell'energia e il risparmio.

La domanda mondiale d'elettricità aumenterà tra oggi e il 2030. A livello mondiale la potenza installata delle centrali elettriche aumenterà di circa 4800 GW (miliardi di watt). La capacità totale delle centrali nucleari aumenterà, ma l'aumento sarà bilanciato dalle dismissioni dei reattori nucleari esistenti. Tre quarti delle centrali esistenti nei Paesi europei dell'OCSE saranno dismessi entro il 2030, o perché i reattori hanno concluso il proprio ciclo o per politiche che prevedono l'abbandono definitivo dell'energia nucleare. La produzione d'energia nucleare aumenterà nei Paesi asiatici. Le fonti rinnovabili aumenteranno la loro quota, passando dal 2% al 6% del 2030. L'aumento maggiore si registrerà per l'eolico e le biomasse.

## **Le curve di Hubbert e le ipotesi di Odell**

Secondo il geofisico Hubbert, la produzione di petrolio segue una curva a campana simmetrica: in altre parole, la produzione passa attraverso un massimo definito picco geologico del tasso d'estrazione. Hubbert ha determinato con precisione tale picco che per gli USA è stato raggiunto nel 1972. Secondo questo geofisico il picco sarà raggiunto tra 15 anni e quello del gas naturale tra 20. Dati riscontrati nel rapporto dell'IEA al G 8 di Mosca del marzo 1998.

Tuttavia esiste una teoria esposta da Odell, sull'origine inorganica o abiotica degli idrocarburi: essi si formerebbero da reazioni chimiche consentite dalle particolari condizioni termodinamiche del mantello terrestre. Se così fosse, gli idrocarburi assumerebbero le caratteristiche di una risorsa rinnovabile e crollerebbero le basi delle strategie energetiche di lungo termine sinora concepite, l'attenzione si concentrerebbe sulle tecnologie di sconfinamento del biossido di carbonio.

Sul picco di Hubbert non a caso è comunque tornata l'attenzione, tanto che numerosi articoli sono stati pubblicati sulla bibbia del mondo del petrolio, l'Oil and Gas Journal. Che la produzione di petrolio (ma di qualsiasi risorsa limitata) abbia un andamento a campana passando per un massimo, è acquisizione nemmeno tanto recente (il modello stocastico di Lotka e Volterra). Sono le valutazioni sul raggiungimento del punto di massimo che sono differenti. Secondo i seguaci di Hubbert, e da ultimo il fisico Goodstein, il picco della produzione di petrolio si verificherà nei prossimi 10 anni. Secondo altri geologi tra 40 anni. Il picco del gas è spostato di dieci anni in avanti. Soluzioni alternative potrebbero essere la sabbia catramosa e l'idrato di metano. Per avere benzina dalla sabbia catramosa bisogna aggiungere idrogeno, che a sua volta deve essere estratto dal metano, pertanto gli investimenti complessivi si rivelano ingenti. Relativamente all'idrato di metano non sappiamo né come estrarlo né quanto ce ne sia.

## Il caso Italia

Nel nostro Paese dal 1990 al 2004 si è avuta una crescita del 10% delle emissioni complessive di anidride carbonica che originano dall'utilizzo dei combustibili fossili nei diversi settori economici: in particolare, il maggior contributo settoriale pari al **27% proviene dal settore dei trasporti** (nelle Marche tale valore è pari al 40%), il cui trend di crescita risulta preoccupante e pari al 22% nell'arco 1990/1996. A seguire il settore civile con il 26%, la produzione d'energia con il 23% e l'apparato industriale con il 16%.

In tale scenario appare fortemente datato il Piano Energetico Nazionale (il cui ultimo aggiornamento è stato approvato in Consiglio dei Ministri nel 1988), considerato non solo alla luce del processo di liberalizzazione dei mercati energetici e dell'introduzione della concorrenza, ma soprattutto sulla base della realizzazione di un sistema integrato di reti energetiche all'interno degli Stati membri.

D'inusitata gravità appare inoltre la delibera CIPE n.121 - considerato il peso che i trasporti hanno nell'emissione di CO<sub>2</sub> - in attuazione della L. 443/2001 (legge Obiettivo), ove più della metà degli investimenti è assorbito da arterie viarie. E' altresì gravissima la mancata sottoposizione di tali opere che integrano automaticamente il PGT, alla Valutazione Ambientale Strategica, prevista dal DPR del marzo 2001 che ha approvato il PGT. La VAS avrebbe consentito la sostenibilità delle opere e la loro coerenza con gli obiettivi di Kyoto.

I capisaldi di un nuovo Piano Energetico, che fissa i Principi per una Politica energetica, sono:

- 1) la massiccia diversificazione delle fonti, presupposto imprescindibile per la sicurezza degli approvvigionamenti;
- 2) la tutela degli ecosistemi attraverso il miglioramento dell'efficienza e dell'intensità energetica;
- 3) la garanzia della continuità energetica intervenendo attraverso gli strumenti della regolazione.

Sul piano operativo tutto questo significa:



- a) Intensificazione degli interventi finalizzati alla riduzione del fabbisogno energetico (isolamento termico, edifici a basso consumo energetico);
- b) riduzione dei consumi d'energia a parità di servizi finali resi (uso delle tecnologie innovative come le pompe di calore, i cogeneratori centralizzati);
- c) politica coerente e sistematica per la graduale sostituzione delle fonti convenzionali (dei circa 299 Twh richiesti dalla rete solo 50 provengono da fonti rinnovabili e così ripartite: 45 idro, 4,5 geotermiche e 0,5 eolico e fotovoltaico);
- d) investimenti in ricerche e sviluppo di tecnologie innovative.

Su quest'ultimo punto sono illuminanti le cifre investite in tale settore a livello mondiale: 7 miliardi di dollari, pari allo 0,7% del prodotto energetico mondiale annuo. Di tale investimento complessivo mondiale, solo 580 milioni di dollari sono destinati alle energie rinnovabili. **Alla R&S per le rinnovabili vanno 58 dollari ogni 100.000 dollari investiti in R&S nel campo energetico!**

A questi quattro punti sul piano operativo fa da corollario e cornice la **garanzia della continuità**. Ormai imprescindibile in ogni seria proposta in materia di politica energetica nazionale, la garanzia della continuità va intesa in termini di sicurezza dell'approvvigionamento energetico attraverso la diversificazione delle fonti (azione di medio lungo periodo) e azione immediata per rimuovere le cause che ostano alla disponibilità della continuità nella fornitura d'energia elettrica.

Il deficit elettrico di giugno e il black-out di settembre 2003, sono la prova che il sistema elettrico nazionale, qualunque sia la domanda potenziale, il ritmo di crescita del sistema economico, la tipologia della domanda di consumo non è in grado di assicurare la stabilità della fornitura d'energia.

La potenza installata nel nostro Paese ammonta a 76.950 MW e quella disponibile a 48.950 MW, che sommata all'importazione di 6300 MW ci consente di avere rispetto alla domanda di punta un margine di sicurezza di 2660 MW, che si è azzerato nel mese di giugno 2003. Il black-out è avvenuto invece con una domanda di 21.000 MW contro una capacità produttiva di 76.950 MW, di cui 48.950 immediatamente disponibili e 6000 MW di fornitura estera. Ragioni di convenienza economica (spegnimento degli impianti) hanno prevalso sulle ragioni della sicurezza del Paese !

Bisogna prendere atto che allo stato delle cose, in assenza di interventi immediati e per una prospettiva temporale non di breve periodo, il nostro Paese non è in grado di assicurare la piena e affidabile copertura della domanda d'elettricità. Mancano risposte anche perché mai nessuno ha chiesto il motivo per cui dei 76.950 MW installati, il 7% è capacità censita non operativa (dati GRTN) ma la potenza disponibile è poco meno di 50.000 MW (più 6000 importati da Francia, Svizzera ,Slovenia ). Possibile che nulla si possa fare per riattivare i circa 7000 MW di idroelettrico indisponibile? E infine perché la cosiddetta non-usable capacity (capacità installata non disponibile per motivi diversi, pari a 19.700 MW) se raffrontata con l'estero assume i caratteri di una vera e propria anomalia? Il nostro Paese vive il paradosso di avere simultaneamente un surplus di capacità e un deficit d'offerta: questa situazione determina la non idoneità del sistema a soddisfare con adeguata continuità a una ripresa dei fabbisogni (fase d'espansione economica) o ad essere al riparo da fattori climatici avversi che ne favoriscono l'incremento.

Appare opportuno rilevare che i Paesi dove si sono adottati modelli radicali di liberalizzazione, sacrificando l'affidabilità della fornitura sull'altare della concorrenza, hanno registrato nel 2003 gravissimi black-out (Stati Uniti 15 agosto e Gran Bretagna 28 agosto). Pertanto assume carattere impellente la modifica del D.Lgs. 79/1999, sia nella parte in cui la responsabilità dell'ex monopolista ENEL è trasferita ad una pluralità di soggetti e in prospettiva al mercato, sia in quella relativa al coordinamento delle decisioni. Parimenti va contrastata e modificata la legge su Riforma e Riordino del Settore Energetico (L. 239/04).

## **La Riforma da riformare**

E' nostra opinione che la compresenza di surplus di capacità e deficit d'offerta sia l'effetto delle riforme superficialmente avviate negli scorsi anni. Le crisi dell'estate 2003, infatti, ci hanno dimostrato che:

- 1) gli aspetti istituzionali delle riforme sono essenziali per determinarne il successo;
- 2) un sistema complesso come quello elettrico nel passaggio al mercato richiedeva molto più gradualismo di quanto ci sia stato;
- 3) il problema da risolvere non è tanto la costituzione di nuova capacità produttiva, ma come renderla disponibile al sistema.

La risposta sta nel coordinamento del sistema e negli interessi generali. La realtà estiva ha riproposto come centrale la questione del passaggio dal monopolio alla concorrenza nell'industria elettrica e dunque del coordinamento delle decisioni e della responsabilità assunta da una pluralità di soggetti. La vera sfida del processo di liberalizzazione italiana era il trasferimento ad altri, e in prospettiva al mercato, della responsabilità della gestione che la legge affidava prima all'ENEL e ad ENI.

## **Mercato, concorrenza, esternalità**

**In un'economia di mercato le decisioni dipendono fortemente dai prezzi che a loro volta sono il risultato di un'allocazione efficiente.**

Possiamo affermare che il mercato dell'energia è concorrenziale ed efficiente?

Per rispondere alla domanda dobbiamo verificare l'esistenza delle condizioni essenziali per il funzionamento del regime concorrenziale. Le condizioni fondamentali sono:

**separazione:** la concorrenza richiede la separazione di quelle parti dell'industria in cui la concorrenza è possibile da quella in cui non lo è. I settori di generazione e vendita sono aperti alla concorrenza, le reti di trasmissione e distribuzione rimangono monopoli naturali;

**concorrenza:** condizione imprescindibile è la presenza di molti operatori;

**liberalizzazione:** dal punto di vista del consumatore significa poter scegliere liberamente il proprio fornitore o produttore;

**strutture di mercato perfette:** perché un mercato complessivo funzioni deve esserci equilibrio tra i diversi tipi di mercato subordinato che implica (mercati a lungo termine, mercati a breve, mercati di bilanciamento). Il mercato efficiente è quello che realizzando le condizioni richiamate persegue un bilanciamento tra il valore di ciò che è prodotto e il valore delle risorse impiegate per produrlo.

**Il mercato energetico fondato prevalentemente sull'uso di fonti fossili realizza attraverso la produzione d'esternalità negative un'allocazione inefficiente, sulla base della quale sono discriminate le altre fonti energetiche.**

Appare pertanto necessario l'internalizzazione delle diseconomie esterne per consentire una reale concorrenzialità tra le fonti energetiche.

Assumono mero valore indicativo e fuorviante i dati relativi ai **costi attuali del Kwh** prodotto dalle diverse fonti energetiche: 6,4 centesimi di euro per quello prodotto da policom bustibile, 5,5 dall'eolico, 36,5 dal fotovoltaico, 11,3 da biomasse e 14 dal solare termodinamico (su quest'ultima, previsione del programma DOE).

## **La crescita del prezzo del petrolio**

La crisi petrolifera in atto è la più severa dopo quella degli anni 70, e la sua natura è essenzialmente strutturale, dovuta a scarsità di capacità produttiva in tutte le filiere energetiche, anche se è alimentata da variabili congiunturali che vedono in primis il combinarsi di una domanda crescente con una prolungata tensione politica in medio oriente.

L'attuale prezzo del petrolio è in ogni modo inferiore a quello del primo shock petrolifero, perché a moneta costante il prezzo dovrebbe essere quasi doppio (in moneta attuale il barile del 1970 dovrebbe costare più di 80 dollari).

La preoccupazione è determinata da una tendenza rialzista che dura dal 1999, quando i prezzi raddoppiarono nel giro di sei mesi portandosi a 20 \$ per collocarsi dall'inizio del 2000 stabilmente oltre la soglia dei 25 \$ e dall'inizio del 2004 a 30 \$ e oggi a oltre 50 \$.

Le determinanti congiunturali dell'attuale crisi petrolifera sono di tipo finanziario (sulle quali poco si è detto) e di tipo reale ossia riconducibili ai tradizionali fondamentali di mercato.

Le cause finanziarie sono riconducibili a quei mezzi di distruzione di massa che sono i derivati finanziari, che amplificano gli effetti sui mercati mondiali: l'attacco al Petroleum Center dell'Arabia Saudita il 30 maggio 2004 è costato, ad esempio, uno strappo sul New York Mercantile Exchange (NYMEX su cui prezzano tutti i greggi dell'emisfero occidentale) di circa 3 \$ a barile (e a cascata su tutti gli altri greggi), che andrebbero moltiplicati per una produzione giornaliera che in quei giorni era pari a 82 milioni di barili.

I volumi di transazioni giornaliere (contratti futures) sul NYMEX del greggio hanno superato nei primi mesi del 2004 (volumi virtuali) una quantità che è pari a 250 volte la produzione fisica di greggio.

Favoriti dai tassi d'interesse negativi americani (1,75%), investitori istituzionali, commodity traders e soprattutto hedges funds sono entrati massicciamente sui mercati del petrolio a un livello come mai verificatosi nel passato. La prova è data dal valore dei contratti futures del NYMEX passato in un anno da 12 a 26 miliardi di dollari.

Le variabili congiunturali di tipo reale sono lo spostamento della domanda di petrolio dall'occidente all'oriente, con un aumento della quota dell'area asiatica di 8 punti (arresto centrali nucleari giapponesi, crescita Cina + 8%), e il forte aumento della domanda estera

degli Stati Uniti, riconducibile all'ottimo andamento dell'economia. Nel primo quadrimestre 2004 le importazioni statunitensi sono aumentate di 13,1 milioni di barili il giorno (una parte era destinata a rafforzare per ordine di Bush la riserva petrolifera strategica direttamente controllata dal governo).

Alla domanda crescente si è contrapposta un'offerta calante dovuta a motivi contingenti, quali lo sciopero che ha colpito la compagnia venezuelana PDVSA (2 milioni di barili in meno il giorno), il crollo della produzione irakena da 2mil.bbl/g a 0,16 mil.bbl/g, gli scontri etnici in Nigeria, che hanno ulteriormente penalizzato le esportazioni di greggio.

La causa strutturale è a nostro avviso il segnale del raggiungimento del famoso picco di Hubbert. I riscontri a tale affermazione sono rinvenibili nelle dichiarazioni dell'International Energy Agency al G 8 di Mosca nel marzo 1998, nell'articolo di Colin Campbell, "The End of cheap oil", riportato su Scientific American del maggio 1991, nell'intervista del capo esecutivo dell'ENI Bernabè alla prestigiosa rivista Forbes (15 giugno 1994: Bernabè affermava che il petrolio avrebbe piccato nel 2005 e il gas naturale nel 2010). Il picco geologico d'estrazione del petrolio è collocato nell'attuale decennio. Insomma a causa della complessa geometria dei pozzi, non è possibile estrarre il 100% del petrolio e per farlo bisogna pompare vapore ad alta pressione, e quando la giacenza è intorno al 60% (Picco di Hubbert) l'energia necessaria per far ciò supera quella estraibile. Hubbert ha previsto il picco per gli Usa e il Mare del Nord. A identiche conclusioni è giunta la Canadian Imperial Bank of Commercio. La stima dell'AEI è pari a 84 milioni di barili il giorno per il 2005 e la produzione petrolifera è declinante in 18 Paesi. Il picco di Hubbert è stato raggiunto dopo gli Usa da Gran Bretagna, Australia, Gabon e Indonesia. Illuminante è inoltre la riduzione del flusso di greggio in paesi come l'Oman, piccolo Stato arabo in produzione crescente fino al 2000 con 0,96 Mb/g e con calo del 16% della produzione nei tre anni successivi. Nel Mare del Nord la produzione di petrolio si è contratta del 16% nel 2004. L'Indonesia infine ha contratto la produzione del 2,6% l'anno dal 1992 e per la prima volta nel 2004 ha importato petrolio.

Noi aggiungiamo due ulteriori elementi di riflessione: 1) le conclusioni di Hotelling, primo economista che si è occupato dei meccanismi economici dell'estrazione di una risorsa non rinnovabile: il prezzo di una risorsa esauribile è destinato ad aumentare costantemente nel tempo in funzione della sua crescente scarsità. 2) Per la prima volta dal dopoguerra **una fase di recessione** come quella che si è avviata dalla fine del 2000 con l'esplodere della bolla finanziaria di Wall Street **impatta limitatamente sui prezzi del petrolio.**

A questo punto è consequenziale chiedersi quali effetti di medio lungo periodo si determineranno sull'economia. Gli effetti di medio periodo saranno la crescita dell'inflazione e dei tassi d'interesse, mentre nel lungo, in assenza di riaggiustamenti strutturali delle politiche energetiche, la vittima sarà la crescita economica. Molte ricerche condotte negli Stati Uniti, ma anche in altri paesi, Italia inclusa, documentano che l'impatto negativo (sul reddito) di un aumento di prezzo del petrolio è quantitativamente più consistente dell'impatto positivo di un'analoga riduzione di prezzo. Ad ogni modo nel DPEF 2004-2007 deliberato dal Consiglio dei ministri la previsione del prezzo del barile è a 25 \$. La Commissione Europea ha stimato, ma con un prezzo del barile a 35 \$, che la minore crescita per i Paesi dell'OCSE sarà dello 0,2%.

Relativamente alle accise va osservato che pagare di più il petrolio fa sì che chi inquina percepisca il costo della sua attività. E' in tale contesto che va valutata la proposta di intervenire sulle accise per mantenere il prezzo dell'energia, e dei carburanti in particolare, allo stesso livello antecedente l'aumento. In realtà, nel settore dei trasporti, il maggiore prezzo del carburante deve servire a far pagare l'inquinamento e il congestionamento e a generare le risorse per la crescita delle energie rinnovabili. Occorrerà pur dirlo ai cittadini italiani.

## **Diversificazione delle fonti energetiche**

Il problema della diversificazione delle fonti con incremento della quota d'energia prodotta da fonti rinnovabili passa anche attraverso una compiuta riflessione sulla fiscalità dei prodotti energetici, con un'attenzione alla carbon-tax: tale tributo incide sul combustibile e non sul livello delle emissioni ( 1 kg di CO<sub>2</sub> è tassato in maniera differenziata rispetto alla fonte che lo produce).

L'eterna querelle sulla scarsa competitività delle fonti energetiche rinnovabili rispetto a quelle tradizionali, almeno da questo versante non può più essere accettata. In un regime di mercato concorrenziale l'allocazione ottimale avviene in conformità a prezzi che riflettono i costi di produzione. Il prezzo dei prodotti da fonti non rinnovabili non rispecchia il costo di produzione, a causa della mancata internalizzazione delle esternalità negative, alterando in tal modo la competizione tra le fonti e realizzando un'allocazione economica inefficiente.

L'effetto congiunto del miglioramento della produttività energetica attraverso l'aumento dell'efficienza di conversione e le economie di scala (abbassamento del costo specifico della potenza di impianto attraverso l'aumento del volume di mercato) potrebbe portare a una parità di costi.

E' fondata la duplice obiezione nei confronti delle rinnovabili senza accumulo (eolico e solare) di aleatorietà intrinseca e di scarsa competitività, rispetto alle fonti convenzionali, non sul costo dell'unità d'energia ma sul valore (servizio reso caratterizzato da entità e qualità che coincide quest'ultimo con l'affidabilità).

Dal punto di vista degli strumenti per la promozione delle energie da fonti rinnovabili appare utile ripensare anche ai certificati verdi, utili per l'orientamento degli investimenti verso impianti a emissione zero.



## **Il Piano Nazionale di Allocazione delle emissioni di gas serra**

Il PNA delle emissioni di gas serra attua la Direttiva Europea dell'ottobre 2003 che istituisce, per l'UE, un sistema di Emissions Trading. Il Piano italiano adotta due criteri: della produzione storica per alcuni settori (carta, vetro, raffinazione) e delle emissioni storiche per altri settori. La diversità dei criteri colpisce, a nostro avviso, proprio l'efficienza energetica: infatti assegnando le quote proporzionalmente a quanto le imprese hanno emesso in passato risultano svantaggiate quelle che hanno investito nella efficienza energetica. Riferendosi invece alla produzione passata, le imprese ecoefficienti sarebbero premiate.

Per "fotografare" quanto poco è stato fatto nel settore del contenimento dei gas serra, appare utile confrontare lo schema del PNA con la Delibera CIPE 2002 che definiva la strategia italiana per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto. Lo scenario di riferimento, ossia le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente, passa dai 521 milioni di t della Delibera a 508 milioni del PNA, rispetto all'obiettivo di Kyoto che è fissato in 475 milioni di t. Lo scenario di riferimento al 2010 **sconta** le misure di riduzione delle emissioni attraverso un "pacchetto di azioni" identificate dalla Delibera CIPE (misure nazionali di P&M e progetti Joint Implementation e Clear Development Mechanisms) e l'abbattimento generato dal PNA (pari a 563,7 milioni di t). Assumendo i 15 euro per tonnellate di CO<sub>2</sub> eq., il costo per il nostro Paese varierebbe nel periodo 2005/2012 in un range tra 1137 e 3865 milioni di euro. In assenza di interventi nel cosiddetto scenario tendenziale l'Italia supererebbe l'obiettivo di circa 92,6 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> eq tra il 2008 e il 2010. La Direttiva sulle emissions trading è uno sforzo notevole verso un sentiero di virtuoso riequilibrio dei Paesi dell'UE, verso il contenimento dei gas climalteranti, anche se per gli ambientalisti è ancora "poco".

**La Direttiva, infatti, si applica solo agli impianti di combustione con una potenza termica superiore a 20 MW.** Per quanto riguarda il nostro Paese, che nel 2000 ha registrato emissioni pari a 544 milioni di tonnellate eq di CO<sub>2</sub>, la direttiva riguarda il 51% delle emissioni complessive. Resta escluso dalla direttiva il settore dei trasporti che maggiormente contribuisce alle emissioni.

Nel commercio dei crediti sarà possibile includere il JI e il CDM.

Lo sfioramento dei permessi consentiti comporterà sanzioni pari a 40 euro per tonn. nel primo periodo (2005/2007) e 100 euro nel secondo periodo (2008/2012).

## Risparmio ed efficienza energetica

In coerenza con le conclusioni del Libro Verde della UE e del nuovo ruolo delle regioni in seguito alla modifica del Titolo V, vanno realizzati interventi dal lato del risparmio energetico attraverso l'uso di tecnologie che incrementano l'efficienza dei processi di trasformazione energetica: cogenerazione, cicli combinati, teleriscaldamento, impianti di microgenerazione, sviluppo della generazione distribuita.

I settori sui quali agire per realizzare i risparmi energetici, sono in ordine decrescente, quello edilizio, i trasporti e il sistema industriale.

I risparmi energetici che si possono conseguire **nel settore dell'edilizia** sono considerevoli, grazie a certificazione energetica, integrazione delle rinnovabili nella produzione energetica, audit energetico, bioarchitettura ecc. L'edilizia residenziale con i 27 milioni di alloggi (solo l'82% utilizzato) di cui circa il 40% ha un'età superiore ai 50 anni può contribuire notevolmente all'obiettivo del risparmio energetico. In Italia in questo settore i consumi energetici per il riscaldamento sono pari a 19 Mtep/a. Le abitazioni del nord hanno consumi pari a 150/200 Kwh/mq l'anno, mentre quelle del sud 100/150 Kwh/mq/a. Le normative europee prevedono limiti alle dispersioni compresi tra 50 e 100 Kwh/mq/a.

Le difficoltà di reperimento di risorse da parte dei soggetti interessati a tali azioni - proprietari e inquilini - vanno superate attraverso lo strumento del Finanziamento Tramite Terzi (Direttiva 93/76/CEE e Delibera CIPE di attuazione del Piani sullo S.S.) che si realizza promuovendo le ESCO (Energy Saving Company).

**Nel settore dei trasporti** il riequilibrio modale e l'uso di biocarburanti si presentano come le soluzioni più praticabili, anche se complesse, nell'immediato. Nel sesto programma quadro della UE è fissato l'obiettivo di sostituzione del 20% dei combustibili derivati dal petrolio con altri definiti alternativi: biocombustibili, gas e idrogeno. I biocombustibili sono il metanolo (alcol metilico), l'etanolo (alcol etilico), ricavati dalle biomasse, e il biodiesel, ricavato da olio di colza e di girasole. Mentre per l'etanolo e i biodiesel la modalità di produzione da biomassa richiede in genere una coltura dedicata, la produzione di metanolo può avvenire attraverso il recupero di residui legnosi, RSU o residui dell'industria agro-alimentare e zootecnica che richiedono in ogni caso uno smaltimento.

**Nel settore industriale** i risparmi di energia sono conseguibili con l'introduzione di nuove tecnologie, ma anche con strumenti organizzativi (Just in time, Life Cycle Analysis) e con l'introduzione di sistemi di gestione energetica e ambientale come 14001 e l'EMAS II. La creazione dell'Energy Manager e del Rapporto Ambientale potranno contribuire notevolmente agli obiettivi di ottimizzazione dei consumi energetici e di contenimento degli inquinanti.

## Idrogeno

L'idrogeno sta suscitando molto interesse e molti studiosi hanno sviluppato scenari per la copertura del fabbisogno energetico a lungo termine basati su questo vettore. A noi appare doveroso indagare la concreta realizzabilità ingegneristica dell'intero sistema per evidenziare la necessità di ricerca e sviluppo per l'epocale passaggio, in un prossimo futuro, all'economia basata sull'idrogeno.

La produzione dell'idrogeno può avvenire utilizzando l'energia solare, nei processi di termoscissione, di scissione biologica o foto biologica, nei processi fotochimici, attraverso la pirolisi delle biomasse, ma attualmente restano promettenti soluzioni. Nei primi anni 90, un gruppo di ricerca guidato da Kogan del Weizmann Institute of Science d'Israele ottenne la scissione termica diretta dell'acqua a 2272°C con pressione atmosferica normale, riuscendo a ottenere una dissociazione tra idrogeno ed ossigeno del 10%.

Nel 1993 il gruppo di ricerca condusse un nuovo test presso la torre solare da 64 eliostati e 3 MW dell'istituto, e a 1650°C rilevarono le prime tracce d'ossigeno, mentre a 1750°C l'idrogeno inizia a fluire a un tasso di 30 millilitri per minuto. Si appurò alla fine che era possibile raggiungere una scissione sino al 30% del vapore in un reattore solare a 2300°C e ottenere anche il 55% a 2500°C. Insomma ci vogliono temperature altissime. Negli anni 70 anche in Italia furono condotti esperimenti, per esempio quello presso il CCR d'Ispra, che evidenziarono anche il problema di resistenza dei materiali impiegati alle altissime temperature.

Attualmente il 48% della produzione mondiale d'idrogeno avviene attraverso reforming del metano e solo il 4% per elettrolisi (Fonte: Duwe 2003). Il costo da reforming è di 0,6 euro/kg, quello per elettrolisi varia fra 1,8 e 3,6 euro/kg in funzione del costo dell'energia elettrica.

Pertanto per ottenere idrogeno al costo del reforming l'energia elettrica prodotta dovrebbe avere costi abbattuti di 2/3, cioè intorno a 0,4 centesimi di euro/kwh. Ora la più conveniente tra le rinnovabili, l'eolica, ha un costo in Italia di 7 centesimi di euro /kwh, mentre in Danimarca, dove i regimi dei venti sono più favorevoli, il costo è circa la metà. Siamo dunque lontani dai costi di produzione d'idrogeno per elettrolisi, mentre appaiono promettenti le soluzioni che sfruttano la pirolisi

delle biomasse. Appare interessante la ricerca del Dipartimento di Biologia di Padova per generare idrogeno attraverso particolari alghe: le *Clamydomonas Reinhardtii* sviluppano, in carenza di zolfo, una quantità notevole d'idrogeno. Una quantità pari a 10 litri di coltura di queste alghe produce fino a due litri d'idrogeno puro.

Oltre al problema della produzione da rinnovabili e a costi competitivi esistono i problemi relativi all'accumulo, trasporto e stoccaggio. Il potere calorico superiore dell'idrogeno, per unità di volume è di 11,7 MJ/mc (megajoule a metro cubo), contro quello del metano che è di 36,5: pertanto per contenere nello stesso volume l'energia corrispondente al metano bisogna comprimere di un fattore 3,1 l'idrogeno; il metano a 250 bar è confrontabile con l'idrogeno a 750 bar. Tale pressione richiede strutture di contenimento adeguate, dotate di tenute speciali e di spessori elevati e quindi pesanti. L'alternativa sarebbe l'idrogeno liquido, che possiede una densità all'incirca pari a quella che ha allo stato di gas, a 800 bar e temperatura ambiente. Il processo di liquefazione richiede una temperatura di meno 253 gradi Celsius, che costringe all'uso di opportuni contenitori criogenici. Va evidenziato che anche in queste condizioni l'idrogeno al massimo presenta un potere calorifico volumico inferiore di 3,5 volte a quello dei comuni combustibili liquidi. Ci sembra attualmente improponibile il trasporto per strada dell'idrogeno compresso a 200 bar, con l'uso di mezzi pesanti da 40 tonnellate, essendo il carico netto di idrogeno di soli 320 kg, contro i 20.000 kg di gasolio o di benzina (Gretz 2003, IAE/SEL 2003).

L'alternativa solida diventa l'accumulo dell'idrogeno con idruri o con nano strutture di carbone, che non sono ancora tecnologie mature.

Sicuramente si faranno ulteriori passi per gli idruri metallici, quelli chimici o l'assorbimento su carbone attivo: gli idruri metallici consentono lo stoccaggio alle basse temperature, ma sono pesanti e la gestione del loro riscaldamento a bordo pone problemi. Gli idruri chimici presentano problemi di costo e di riciclo. Oggi la soluzione che appare più promettente dopo quella dei nanotubi di carbonio è la proton exchange membrane fuel cell (PEM) che ha per elettrolita una membrana polimerica, con molti pregi ma un solo difetto da superare: la riduzione del quantitativo del catalizzatore utilizzato, che è il platino.

Per gli americani gran parte dei problemi troveranno soluzione in non meno di 20 /30 anni. Molti governi tra cui gli Stati Uniti, la Germania e il Giappone hanno

avviato ambiziosi programmi per lo studio dell'idrogeno, ma il World Energy Outlook prevede che non vi saranno significativi cambiamenti per i prossimi 30 anni (IAE/SALT 2003). Di tutt'altra natura sarebbero gli scenari se le emergenze legate ai mutamenti climatici o alla realizzabilità dei picchi d'estrazione hubbertiani modificassero le strutture dei costi. Pertanto oggi l'idea della cella a combustibile alimentata a idrogeno è penalizzata dagli altissimi costi di produzione del combustibile e dalla modalità della sua produzione. Le innovazioni potranno venire soprattutto dalle nanotecnologie che sostituiranno il platino di cui è costituita la membrana che è il cuore della fuel cell, e la possibilità concreta di questo evento dipenderà unicamente dalle risorse investite in ricerca e sviluppo.

## Carbone “pulito”

Il costo crescente del petrolio e la sicurezza dell’approvvigionamento hanno indotto le imprese produttrici d’energia elettrica a rilanciare il carbone cosiddetto “pulito”. Noi non abbiamo obiezioni di principio verso le tecnologie pulite, ma relativamente alla proposta osserviamo che in Italia nel 2002 le centrali termoelettriche a carbone hanno utilizzato 51,45 Mbep (milioni di barili equivalenti di petrolio), che nel 2008 diventeranno circa 118. Considerato che il carbone, bruciando, emette 950 grammi di CO<sub>2</sub> per kwh, contro i 710 grammi dell’olio combustibile, i 470 grammi del metano che diventano 400 nel ciclo combinato, appare lampante l’incremento abnorme di emissioni di biossido di carbonio utilizzando tale soluzione (un incremento del 136% delle emissioni in sei anni). Le giustificazioni addotte per l’uso del carbone, ossia il minor costo e la possibilità di sequestrarlo, a noi appaiono infondate per i seguenti motivi.

I fondi europei destinati al settore energetico sono stati pari a circa 30 miliardi di euro e di questi circa 13 sono andati al carbone e 5,3 alle fonti rinnovabili.

Le nuove tecniche, ancora tutte da verificare, puntano sulla gassificazione del carbone, con la trasformazione carbone-idrogeno e il successivo sequestro della CO<sub>2</sub> resa liquida e confinata in siti geologici. L’analisi condotta da Mc Mullan et al. (1999) su differenti configurazioni impiantistiche, portano a privilegiare il ciclo combinato, con ricircolo della CO<sub>2</sub> abbinato a impianti di gassificazione del carbone (IGCC). Questa soluzione comporta la perdita di 8 punti di rendimento, mentre gli abbattimenti di CO<sub>2</sub> sarebbero pari al 95%. Secondo le stime EUR, ai tassi attuali di consumo ci sarebbero riserve di carbone per 80/100. Per la BP Amoco ci sono riserve per 200 anni. Queste previsioni si basano sulla costante del consumo annuo. Nell’ipotesi di progressiva sostituzione del petrolio e poi del gas naturale con il carbone per produrre energia elettrica, il tempo d’esaurimento sarebbe pari a 50 anni. Il carbone non è facilmente estraibile e attualmente più del 50% dell’energia necessaria per estrarlo proviene dal petrolio, così come il 90% dell’energia necessaria ad abbassare la concentrazione di zolfo contenuto nel carbone.

**Il confinamento della CO<sub>2</sub>** avviene nei giacimenti di petrolio e gas naturale esauriti, negli acquiferi salini e nei giacimenti carboniferi profondi. Lo stoccaggio nel sottosuolo deve garantire la stabilità nel lungo termine (azzeramento del pericolo di rilascio in

atmosfera). Le esperienze sinora effettuate indicano che il costo di confinamento può variare da 15 a 100 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Fonti IEA fanno invece variare tale costo tra 9 e 40 euro. Da decenni le compagnie petrolifere utilizzano la CO<sub>2</sub> per favorire l'estrazione di petrolio.

L'unica esperienza nota di confinamento della CO<sub>2</sub> è quella della società Statoil che utilizza un sito del Mare del Nord ed è determinata dalla forte incidenza economica della carbon tax applicata dalla Norvegia.

Le formazioni geologiche italiane potenzialmente idonee per il confinamento della CO<sub>2</sub> sono gli acquiferi salini profondi e i campi geotermici. Le strutture geologiche italiane idonee all'uso sono localizzate sia nel settore d'avansassa padano-adriatica sia nel bacino tirrenico.

L'estrema eterogeneità della struttura geologica italiana (distribuzione areale delle formazioni, caratteristiche litologiche, etc.) VINCOLA fortemente la distribuzione dei serbatoi naturali per il confinamento della CO<sub>2</sub>. A questo vanno aggiunti i fenomeni di vulcanesimo e di faglie tettoniche che rappresentano le vie di fuga della CO<sub>2</sub> sequestrata.



## Il rilancio del nucleare

Il nucleare nel 2002 ha prodotto in tutto il mondo energia elettrica per 2574 miliardi di kwh, in altre parole il 19% dell'intera produzione elettrica. L'Europa oggi con la produzione di energia elettrica da nucleare pari al 35%, risparmia 312 milioni di tonnellate l'anno di CO2. Il numero dei reattori ubicati in Europa è pari a poco meno della metà di tutti quelli esistenti al mondo: Francia 59, Germania 19, Regno Unito 31, Svezia 11, Spagna 9, Svizzera 5, Belgio 7 e via enumerando.

Detto questo la sopravvivenza o la morte definitiva del nucleare sarà decretata dalla **convenienza economica** di chi deve decidere se investire nella costruzione di nuovi reattori. A tal proposito in Europa c'è da registrare un rilevante cambiamento della legislazione e dell'orientamento del pubblico verso l'industria. Il cambiamento sostenuto dalla Commissione si può sintetizzare nei seguenti punti:

1) apertura del mercato elettrico e promozione della concorrenza; 2) divieto di concedere aiuti di Stato; 3) preferenza implicita per l'industria privata.

Questi tre elementi rendono difficile la scelta del nucleare da parte delle imprese elettriche. Si può accettare di mettere un tetto ai costi di smantellamento? E alla responsabilità civile per eventuali incidenti? Gli USA lo hanno fatto con il Price -Anderson Act, mettendo a carico della collettività il rischio di un superamento di tali costi. Quindi la messa fuori gioco avverrebbe non tanto perché socialmente sconveniente, ma perché aziendalmente impraticabile in mancanza di mercati assicurativi adeguati. Il combinato disposto liberalizzazione + privatizzazione ha come effetto che la liberalizzazione fa aumentare i rischi e la privatizzazione fa aumentare l'avversione al rischio.

I 441 reattori presenti nel mondo, che producono meno di un quinto dell'energia elettrica, hanno uranio per altri 40 anni. Ammesso di aver risolto tutti i problemi tecnici ci vorrebbero circa 1800/2000 centrali da un miliardo di watt elettrico per produrre tutta l'energia al mondo con il nucleare. Il costo dei reattori varia da uno a tre miliardi di dollari, cui vanno aggiunti i problemi/costi relativi alle scorie e allo smantellamento. Il combustibile va riprocessato, estraendo il materiale che può essere ancora utilizzato e favorendo così il condizionamento delle scorie (metodo francese) o il combustibile esaurito va condizionato tale e quale (metodo americano)?

Infine sono gli stessi organismi ufficiali a certificarne la bassa competitività: Doe/Iea nell'International Energy Outlook e nel rapporto degli esperti del governo inglese Piu Report. Con i costi del nucleare, diventano possibili anche le follie della georingegneria americana, come quella di collocare uno schermo di 2000 km di diametro nel punto lagrangiano (punto di eguaglianza tra le forze gravitazionali del sole e della terra) per modificare la riflessione della radiazione solare.

All'Italia occorrerebbero circa 200 reattori per affrancarsi dalle fonti fossili o 70 per produrre solo energia elettrica, con una spesa in tale ultima ipotesi di circa 210 miliardi di euro, circa 10,5 miliardi di euro l'anno per 20 anni da aggiungere ai costi di vettorizzazione (distribuzione dell'energia in luoghi lontani dal reattore) e a quelli di difesa strategica. Pertanto un eventuale futuro energetico nucleare con reattori non autofertilizzanti, ha durata pari ad alcuni decenni. Le riserve di uranio con il ciclo senza breeding sono pari a circa 950 miliardi di barili equivalenti di petrolio (fonte Penner e Icerman in Energy; Addison-Wesley). La scelta obbligata diventa pertanto la filiera dei reattori autofertilizzanti, che hanno fra i prodotti di combustione il plutonio che serve per fare la bomba all'idrogeno. Sorge pertanto il problema della gestione del plutonio, che ci sarà in quantità crescente e ciò richiederà la centralizzazione e il controllo rigoroso della sua produzione.

Relativamente al continuo richiamo al nucleare cosiddetto sicuro, ossia quello dei reattori di quarta generazione (reattori raffreddati a gas, reattore IRIS e reattori a spettro veloce), saranno disponibili non prima del 2030, come risulta dalle affermazioni del consorzio "Generation IV" i cui membri sono Stati Uniti, Corea del Sud, Sudafrica, Argentina, Gran Bretagna, Canada e Francia.

## Ricerca e Sviluppo

E' improcrastinabile lo sviluppo di nuove e abbondanti fonti di energia primaria, per spezzare l'esiziale legame tra crescita economica e cambiamenti climatici. La politica di diversificazione che equivale a non mettere tutte le uova nello stesso paniere, ne trarrebbe gran giovamento. Queste esigenze contrastano però con l'esiguità degli investimenti nella ricerca e sviluppo di tecnologie innovative: l'idrogeno (prodotto da energie rinnovabili e soluzione dei problemi per l'accumulo e il trasporto), la caduta dell'ostracismo verso il cosiddetto nucleare pulito (fusione a temperatura ambiente). Il prof. Rubbia nell'ottobre del 2000, partecipando a un convegno organizzato dal Gruppo Verdi del Senato sulla fusione fredda, faceva la seguente affermazione: "La fusione fredda è partita col piede sbagliato" creando eccessive aspettative. Ma la ricerca deve continuare, «i tempi potrebbero essere più brevi con maggiori finanziamenti.» E inoltre: «abbiamo una buona teoria, adesso cominciamo a fare un lavoro scientifico, le applicazioni verranno dopo».

## Magliatura rete di trasmissione

La sicurezza della fornitura di energia elettrica dipende dalla disponibilità di energia, da sufficiente potenza per mantenere l'equilibrio in qualsiasi momento e infine dalla disponibilità di una rete sufficientemente sviluppata e idoneamente interconnessa.

Il trasferimento di energia dai punti di produzione alle zone di consumo può efficacemente realizzarsi solo attraverso l'esistenza di una rete capillare e interconnessa.

## Esperienze di sostenibilità energetica

La città di Friburgo in Bressgovia è stata definita la capitale solare della Germania.

Il Piano energetico locale si fonda su tre capisaldi:

- 1) il risparmio energetico;
- 2) le fonti rinnovabili;
- 3) le nuove tecnologie energetiche.

Il Comune di Friburgo ha realizzato il quartiere solare di Schielberg con saldo energetico attivo. Nel campo della ricerca e sviluppo un risultato straordinario è stato raggiunto effettuando la refrigerazione attraverso l'uso dell'energia solare nella Clinica universitaria, nel Palazzo Solare e infine nell'Istituto Fraunhofer ISE.

Queste realizzazioni mostrano che la seconda era solare è possibile, anche se moltissimi sono gli scettici. Il sole al posto del petrolio e del carbone non determina nessuna alterazione: basta raccogliere un cinquemillesimo dell'energia fornita dal sole alla terra. In tal modo le alterazioni climatiche non avranno più nessun alimento e uno sviluppo sostenibile diventerà praticabile.

## Note finali

La sfida di questo millennio è la sfida del superamento del binomio risorsa-consumo, sostituito dal trinomio risorsa, riutilizzo, rigenerazione. Dal ciclo aperto che sta destabilizzando il pianeta al ciclo chiuso per uno sviluppo sostenibile e duraturo. L'obiettivo è di medio-lungo termine, attraverso la ricerca per produrre idrogeno da fonti rinnovabili.

Insomma innovazioni che ci affranchino dai fossili chimici e nucleari, consapevoli che solo **scelte politiche decise, con volumi rilevanti di risorse per investimenti e adeguati programmi di ricerca** consentiranno di coniugare sostenibilità ambientale e sviluppo economico duraturo. Il contributo che un'energia pulita può dare alla diminuzione della povertà del pianeta è determinante. Il numero di persone ancora senza elettricità è oggi pari a 1,6 miliardi. Il Rapporto del World Energy Outlook 2004 valuta a nostro avviso in maniera insufficiente il rischio climatico, connesso all'incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 60% al 2030. Il terzo Rapporto sul clima dell'IPCC proprio considerando i valori di incremento del 60% traccia lo scenario peggiore (scenario A2 e A 18).

La mancata considerazione dell'effetto serra in termini di emergenza primaria deriva forse dal fatto che le predizioni segnano sull'asse dei tempi fatti drammatici che troveranno realizzazione su tempi lunghi. Il clima e l'ecosistema sono governate da equazioni non note, ma di cui si conoscono le caratteristiche, in particolare che si tratta di equazioni dissipative e non lineari. Tali caratteristiche possono "ospitare" delle biforcazioni, per esempio degli scambi di stabilità, il che vuol dire che, modificando uno o più parametri, tutto può cambiare.

L'evento critico come possibile è dipendente da parametri tra i quali **non c'è** necessariamente **il tempo**: in tal modo non esiste una data determinata, più o meno prevedibile, per il cambio di stabilità, basta che uno dei parametri segnali una significativa variazione della struttura del sistema fisico. E' una variazione significativa l'incremento del 30% dei gas serra dopo milioni d'anni, la diminuzione dell'albedo, lo scioglimento del permafrost (nel nord del Canada, in Alaska e in Siberia), il virus del Nilo-ovest a New York

(trattato dal comune con potenti pesticidi come piretroidi e permetrine), il morbo della lingua blu in Sardegna, la progressiva riduzione dei sinks clorofilliani, la siccità causata da El Nino in Indonesia. E ancora il tornado nell'Oklahoma del 1999 classificato come raro (scala F della gravità dei danni) con vento a 500 km/h.

Sono urgenti e improcrastinabili decisioni politiche forti, a cominciare dall'applicazione del Protocollo di Kyoto, entrato in vigore dopo 12 anni dall'Earth Summit di Rio, e da una sua immediata rinegoziazione. Infatti, con i previsti tassi di crescita della domanda energetica mondiale, al 2030 le emissioni di CO2 su scala mondiale saranno pari a 38,3 mld di tonnellate (totale emissioni mondiali al 1990 20,12 mld di tonn.), imputabili per sette decimi ai Paesi in via di Sviluppo.

*Coordinatore: Erasmo Venosi (isonev@libero.it).*

*Rosanna Rosato, Fernando Pretto, Paolo Mori, Antonio Pavesi, Giuseppe Gaeta, Mario Altieri, Marines Altieri.*