

intervento a **energetica**
Somedia - la Repubblica – Roma 21-22 giugno 2005

VALUTAZIONI COMPARATIVE DEGLI ASPETTI ECONOMICI E AMBIENTALI DELLE PRINCIPALI FONTI PER LA GENERAZIONE DI ELETTRICITA'.

di Giuseppe Onufrio
Direttore Istituto Sviluppo Sostenibile Italia

Premessa

Si presenta qui una valutazione comparativa dei costi economici, delle riserve e consumi e delle tematiche ambientali connesse alle principali fonti energetiche impiegate per la produzione di elettricità: gas naturale, carbone e nucleare. La comparazione è condotta prendendo come riferimento impianti di nuova costruzione e si riferisce alle tecnologie allo stato dell'arte. Si analizzerà più in dettaglio la fonte nucleare per la quale in Italia si è riaperta la discussione sulla base di una supposta economicità che, come vedremo, è molto discutibile.

1. Le riserve di gas, carbone e uranio

Le stime sulle riserve delle fonti energetiche non rinnovabili sono di solito espresse in termini di rapporto tra riserve accertate (quantità totali stimate) e consumo (quantità per anno) per l'ultimo anno di riferimento. In questi termini l' "orizzonte" delle riserve oggi accertate è espresso in anni all'esaurimento.

Com'è noto, questo "tempo di esaurimento" è per così dire convenzionale: ma se nel passato si attribuiva a questo una sottostima, in quanto per un certo periodo le riserve accertate crescevano a un ritmo maggiore di quanto crescessero i consumi oggi questo non è più vero. L'orizzonte potrebbe dunque essere minore del rapporto riserve/consumi.

In tabella 1 sono riportate sia le quantità totali delle riserve accertate che il consumo annuale, il rapporto tra riserve e consumo in anni e la quota che ogni fonte copriva in termini di energia primaria globale nel 2002.

TABELLA 1 - LE RISORSE				
Fonte energetica	Risorse	Consumo	R/C (anni)	quota % consumo
Carbone (Gt)	909	4,8	189	23,5
Gas naturale (tcm)	171	2,6	66	21,2
Uranio Mt	2,5	0,07	36	6,8

Nota: le riserve di U sono quelle estraibili fino a 80\$/kg.
La quota del consumo globale in energia primaria è riferita al 2002
Gt: miliardi di tonnellate; Mt: milioni di tonnellate;
tcm: migliaia di miliardi di m3
Fonte: Clerici 2005, IEA 2004

In tabella la quantità di Uranio estraibile è quella fino a un costo di 80 \$/kgU (il doppio di quello attuale) se si considerano le riserve estraibili fino a 130 \$/kgU il rapporto tra riserve e consumi sale a 47 anni circa (WEC*). Nel 2003 metà del fabbisogno è di origine militare, per lo smantellamento delle testate atomiche a uranio arricchito (Clerici, 2005).

Con le riserve addizionali di gas la stima del rapporto risorse/consumi si alza a quasi un secolo; con le risorse potenziali il rapporto arriva a quasi due secoli (WGC, 2003).

2. Analisi dei costi economici

Le componenti di costo riguardano essenzialmente: costo di capitale incluso del tasso di sconto applicato, costi del combustibile e costi di funzionamento e manutenzione. A questi si aggiunge il costo di trasmissione alla rete.

Per la sola fonte nucleare vanno aggiunti: il costo dello smantellamento dell'impianto a fine vita, i costi della sistemazione delle scorie prodotte e i costi assicurativi legati al rischio nucleare. Per quanto la probabilità di un incidente di significato radiologico sia oggi più bassa di 20 anni fa, le possibili conseguenze sono potenzialmente molto elevate e dunque il rischio, che è il prodotto della probabilità per l'entità dell'incidente, può essere significativo.

Costi di investimento e tempi di costruzione degli impianti

I costi dei nuovi impianti nucleari sono nel tempo sempre stati crescenti. Per quanto riguarda i tempi di costruzione degli impianti, la media per le centrali nucleari è di 8 anni. Nelle valutazioni per la Francia si assume un tempo di costruzione di 6 anni, mentre nelle analisi relative agli USA si fanno in genere tre ipotesi (6, 7 e 8 anni). L'esperienza di altri Paesi industrializzati sui tempi medi di costruzione è 9 anni per Germania e Spagna, 11 anni per UK e Svizzera (IEA, 2001).

TABELLA 2 - COSTI DI CAPITALE		
impianti nuovi per la produzione di elettricità		
Fonte	\$/kW	tempo costr. (anni)
Nucleare	1750-2000	6-11
Carbone USC	1200-1500	4-5
Gas CC	380-590	2-3
Eolico	800-1000	1 (nc)

Fonti: IEA, 2001; IPSEP 2001, Macchi, 2003; MIT, 2003; EIA-DOE 2004 e 2005, UoC 2004; NEA-IEA 2005; GP 2005

Nota: costi al netto del tasso di sconto sul capitale; USC: ultrasupercritico; CC: ciclo combinato; nc: non confrontabile per taglia

* cfr <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/uranium/uranium.asp>

Nelle valutazioni del costo del kWh si assumono in genere range del tasso di sconto reale del 5-10%. Poiché, come vedremo la componente di costo del capitale è predominante per il nucleare, il tasso di sconto applicato è un elemento non marginale

Con queste ipotesi i costi di capitale sul kWh sono dell'ordine dei 4-5 ¢/kWh per nucleare 3-4¢/kWh per il carbone e l'eolico (che ha un fattore di carico più basso), 1-1,5¢/kWh per il gas a ciclo combinato.

Costi operativi

In questa voce si include: a) funzionamento e manutenzione; b) costi di combustibile c) costi di trasmissione. I costi del combustibile sono quelli variabili, gli altri vengono considerati costi fissi.

Nel caso nucleare i costi di combustibile includono oltre ai costi di produzione anche quelli a valle dell'impianto. I costi del ritrattamento del combustibile – per estrarre il Plutonio prodotto e l'Uranio residuo – sono uno dei costi su cui vi è una differenza consistente tra le diverse stime.

Secondo una recente valutazione comparativa (UoC, 2004) a parità di conduzione degli impianti e di costi finanziari del capitale il costo dell'elettricità da impianti esistenti negli USA è inferiore a quello francese di circa 12% per la diversa gestione delle scorie (stoccaggio a secco).

Una quota del costo industriale del kWh nucleare – dell'ordine del 10% - va a finanziare un fondo per lo smantellamento del reattore a fine vita i cui costi medi sono dell'ordine dei 500 \$/kW (IEA, 2001) anche se per gli impianti di nuova generazione una progettazione migliore potrebbe ridurli a 350 \$/kW. Si tratta di stime su costi futuri, un impianto di potenza non è ancora stato smantellato, con le incertezze relative a tutti i possibili problemi tecnici.

La stabilità di questi fondi è stata messa in discussione per le incertezze tuttora associate a quest'aspetto del ciclo industriale della fonte nucleare: a) scarsa informazione tecnica sulla fattibilità dello smantellamento dei reattori di potenza; b) interrelazione tra diversi aspetti del problema (tecnico, ambientale, di accettabilità sociale, sanitario per i lavoratori addetti); c) la scala temporale di realizzazione dei lavori è molto lunga dell'ordine dei 50 anni o di 20-25 anni nel caso di "smantellamento accelerato" che presenta maggiori costi per la sicurezza dei lavoratori (Tchapga e Glachant, 2003).

Anche assumendo la stima più ottimistica, va rilevato che *lo smantellamento dell'impianto nucleare a fine vita costa quasi quanto la costruzione di un nuovo impianto a gas a ciclo combinato di pari potenza.*

I costi operativi rilevati per la fonte nucleare risultano di circa 2 ¢/kWh (dollari 1999) sia per gli USA che per la Francia; i costi di riferimento dei migliori impianti esistenti a carbone erano lievemente inferiori, quelli dei migliori impianti a gas lievemente superiori (IEA, 2001).

Per quanto riguarda gli impianti di nuova costruzione – quindi per le stime di impianti che funzioneranno in futuro – i costi operativi per il nucleare rimangono attorno ai 1,5-2 ¢/kWh mentre quelli relativi al gas sono stimati intorno ai 3-4 ¢/kWh e quelli per il carbone a 2-3 ¢/kWh. La quota relativa a funzionamento e manutenzione tende a crescere con la vita dell'impianto, specie per la fonte nucleare.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi delle fonti fossili, oggi visti con preoccupazione per i possibili effetti di una crisi petrolifera prolungata, va qui rilevato come le recentissime stime dell'andamento dei costi per il "caso di riferimento" effettuate dal Dipartimento USA dell'energia (EIA-DOE 2005b) per il periodo 2003-2025 mostrano un incremento di 0.1% annuo per il carbone e un decremento di -0,2% annuo per il gas.

I costi per i siti di stoccaggio delle scorie nucleari

Si tratta di costi specifici della fonte nucleare, che risultano molto variabili da Paese a Paese con stime che oscillano tra 1 e 7 miliardi di \$.

Per l'unico deposito di profondità degli USA progettato per stoccare tutte le scorie radioattive, il controverso Yucca Mountain, una prima stima dei costi di costruzione del 1997 era di 5,5 miliardi di \$; nel 1999 la stima dei costi era salita a oltre 6 mentre una stima ufficiale successiva porta la cifra a 6,9 miliardi \$ (US GAO, 2001).

Per la Francia la sistemazione delle scorie è stimata a un costo di 3,4 miliardi di € con la realizzazione del sito geologico di stoccaggio previsto al 2020 (Cour des Comptes, 2005).

Ai costi di costruzione vanno poi aggiunti i costi di gestione e sorveglianza radiologica e militare. Non si affrontano qui i costi di bonifica delle aree contaminate – come ad esempio gli impianti industriali di riprocessamento del combustibile – per alcuni dei quali i costi sono proibitivi.

3. Le incertezze nella valutazione del costo del kWh nucleare

Le incertezze nella determinazione dei costi per la fonte nucleare riguardano diversi aspetti: tempi di costruzione, costi del capitale, impatto di malfunzionamenti (la situazione negli ultimi 10 anni è migliorata), vita utile dell'impianto, impatto di incidenti gravi, costi di smantellamento e di gestione a lungo termine delle scorie.

I costi di capitale per la fonte nucleare sono storicamente sempre cresciuti: il reattore di nuova concezione è sempre stato più costoso della versione precedente, mentre ad esempio per il gas naturale, i costi di nuova installazione sono scesi e le efficienze sono in aumento.

Le diverse stime recenti sui costi del nucleare e di confronto con altre fonti, fanno ipotesi diverse sui vari fattori che influenzano i costi del kWh nucleare.

Riportando le stime dei diversi studi in termini di confronto nucleare/gas e nucleare/carbone si può avere un quadro relativo dei costi.

Al di là di un recente rapporto di fonte nucleare (NEA/IEA, 2005) che tende a dimostrare una sorta di relativa parità di costo del nucleare con le altre fonti (e un relativo vantaggio se si applicano tassi di sconto industriale) contestato in modo dettagliato dal fronte ambientalista* (GP, 2005), i principali studi effettuati recentemente dai centri di ricerca (University of Chicago 2004; SAIC 2004, MIT 2003), e le stime del Dipartimento dell'energia USA (2004 e 2005), forniscono il quadro rappresentato in tabella 3 a partire da un lavoro recentemente pubblicato rielaborato e aggiornato (Onufrio e Ronchi, 2005).

Confrontando le stime riportate in tabella 3 si ha la seguente stima relativa. Come si vede in tabella 4, la stima più benevola col nucleare risulta quella fornita dall'amministrazione statunitense (EIA-DOE 2004a e 2005a).

TABELLA 3 STIME COSTI ELETTRICITA' NUOVI IMPIANTI IN ¢/kWh					
Fonti	EIA-DOE 2004a	EIA-DOE 2005a	UoC 2004	SAIC	MIT 2003
Carbone USC	5,34	5,07	3,3-4,1	4,3-4,9	4,2-4,4
Gas a CC	4,97	4,96	3,5-4,5	3,5-4,8	4,1-5,1
Eolico	5,05	5,47			
Nucleare	6,13	6,19	4,7-7,1	(3,9)-7,7	6,7-7,0

Note: la stima EIA-DOE 2004 è per impianti previsti in funzione al 2010, EIA-DOE 2005 per impianti in funzione al 2015 (in ¢ del 2002)
 Le stime MIT 2003 sono per una vita di 40 anni e un fattore di carico dell'85%; per il gas il massimo è per l'ipotesi di prezzi elevati del gas e alte efficienze. La stima del UoC 2004 tiene conto delle stime SAIC

Anche per l'EPR, il reattore ad acqua pressurizzata europeo di nuova generazione, una stima del costo del kWh non è diversa da quelle citate a 6,49 ¢cent/kWh oltre il 52% superiore al costo stimato per il kWh da eolico (Bonduelle e Levefre, 2004).

TABELLA 4 - CONFRONTI RELATIVI DEI COSTI TRATTI DALLE DIVERSE STIME		
Fonte stime	Nucleare/Gas	Nucleare/carbone
EIA-DOE	+23-25%	+15-22%
UoC	+27-58%	+42-73%
MIT	+31-70%	+60-66%
SAIC	+71-120%	+87-133%

* Oltre a una critica sulle scelte effettuate nello studio in particolare sui costi di capitale per nucleare e eolico, nel documento di controdeduzioni (GP, 2005) si fa osservare che dal 1983 a oggi la NEA ha effettuato 5 studi di questo genere riportando sempre la fonte nucleare come la meno cara o con un differenziale nullo, a fronte di un'ampia letteratura sull'argomento arricchita dalle valutazioni degli operatori e dell'industria in UK e USA che stimano il nucleare come la fonte più costosa e finanziariamente più rischiosa.

Dalle stime qui citate il rapporto tra le fonti risulta generalmente *più vantaggioso per il gas che per il carbone* se si eccettua la stima dei costi massimi riportata dal MIT.

Nelle considerazioni successive assumiamo come riferimento la valutazione del EIA-DOE – che risulta la più benevola con la fonte nucleare – e che dunque analizziamo in maggiore dettaglio nella tabella 5.

4. Un confronto dei costi economici e delle emissioni di gas serra

Dalle valutazioni sopra riportate risulta che le stime dell'EIA-DOE sono le più ottimistiche sul costo dell'elettricità nucleare; tali stime si riportano qui in maggiore dettaglio.

TABELLA 5 – STIME DI COSTO EIA-DOE AL 2010, 2015 E 2025					
Millesimi di dollaro 2002 per kWh					
Fonte: EIA- DOE, 2004a, 2005a					
	capitale	O&M	combust	trasmis	Totale
2010					
Carbone	33,77	4,58	11,69	3,38	53,42
Gas a CC	12,46	1,36	32,95	2,89	49,66
Eolico	35,93	7,69	0	6,92	50,54
Nucleare	46,15	7,51	4,87	2,79	61,32
2015					
Carbone	31,00	4,49	12,02	3,17	50,67
Gas a CC	11,38	1,33	34,13	2,74	49,58
Eolico	40,41	7,92	0	6,39	54,72
Nucleare	45,28	7,46	5,80	2,65	61,19
2025					
Carbone	28,25	4,49	13,68	3,17	49,59
Gas a CC	10,84	1,33	38,22	2,80	53,19
Eolico	42,42	8,07	0	6,63	57,12
Nucleare	44,03	7,46	6,46	2,71	60,66
O&M. funzionamento e manutenzione trasmis: costi di trasmissione alla rete Stime 2015 e 2025 ricalcolate in millesimi di \$ 2002					

Come si vede dalla tabella, solo nel lungo periodo (2025), i costi industriali dell'elettricità a carbone da impianti avanzati diventano inferiori a quelli da gas; l'eolico è sempre competitivo col nucleare anche se i costi tendono a salire per il maggiore contributo degli impianti off-shore. I costi industriali della fonte nucleare sono sempre i maggiori. Si nota che le stime riportate assumono per i costi del combustibile una ipotesi peggiorativa per il gas rispetto a quella

riportata per lo scenario di riferimento nell'ultimo rapporto annuale e già citata (EIA-DOE 2005b).

Nel grafico 1 si aggregano i valori in costi di capitale e costi operativi (sia fissi che variabili) limitando il confronto sulle stime dei costi per gli impianti al 2015 e cioè tra 10 anni, orizzonte necessario per la costruzione di una nuova centrale nucleare.

In tabella 6 si riportano le emissioni specifiche di CO₂ sia per gli impianti convenzionali che per quelli allo stato dell'arte che qui prendiamo a riferimento.

TABELLA 6 - EFFICIENZA E EMISSIONI SPECIFICHE DI CO₂			
Fonte: stime ISSI			
Stato tecnologia	Fonte	Efficienza netta risp. al p.c.i	gCO₂/kWh
esistente	olio	39%	722
	carbone	39%	890
	gas	41%	495
stato arte	Carbone USC	41-45%	807-770
	gas CC	56-60%	337-361

Se si introducono i costi delle emissioni di anidride carbonica attribuendoli interamente al nuovo impianto (con un costo dei permessi di emissione stimato nel medio periodo a 20 \$/t) si ottiene la situazione rappresentata nel grafico 2 che avvantaggia relativamente l'eolico e il nucleare*.

Si assume qui per le emissioni specifiche una valutazione stimata all'attuale stato dell'arte per gas e carbone, ma questa è probabilmente una sovrastima per le efficienze degli impianti che potranno essere operativi tra 10 anni. Ma anche in queste ipotesi, tutte favorevoli al nucleare, eolico e gas a ciclo combinato presentano i costi inferiori alla fonte nucleare, mentre il kWh da carbone risulta lievemente più costoso.

* I valori sono in \$ per Mwh che corrispondono numericamente ai millesimi di \$ per kWh della tabella 5.

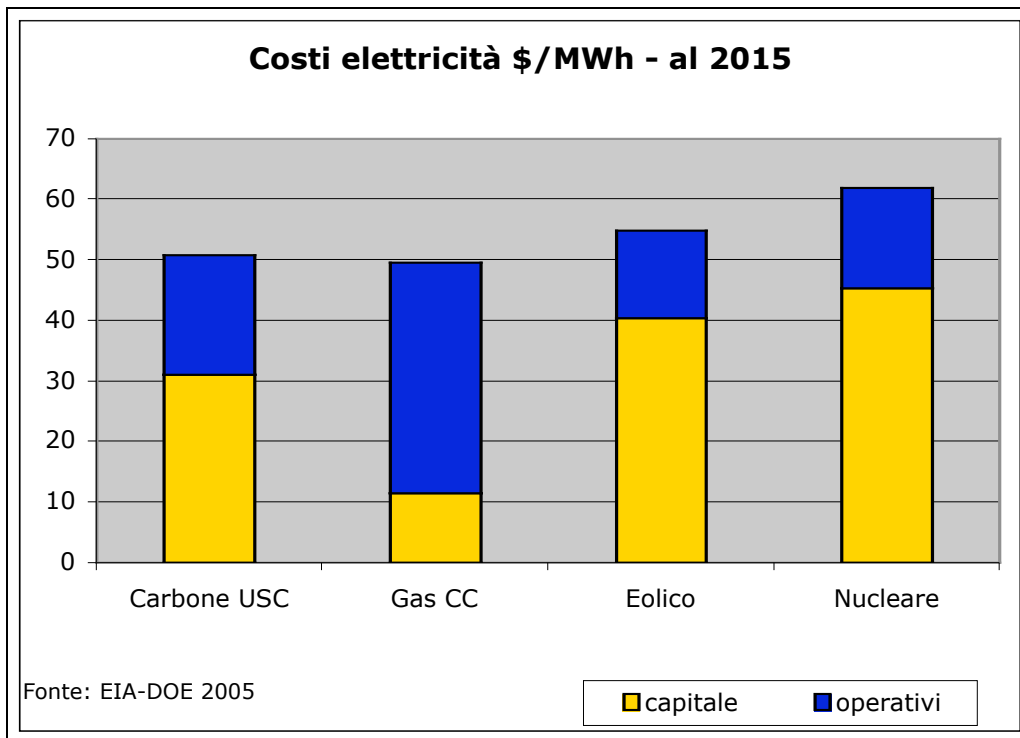


GRAFICO 1
 FONTE: EIA-DOE 2004A

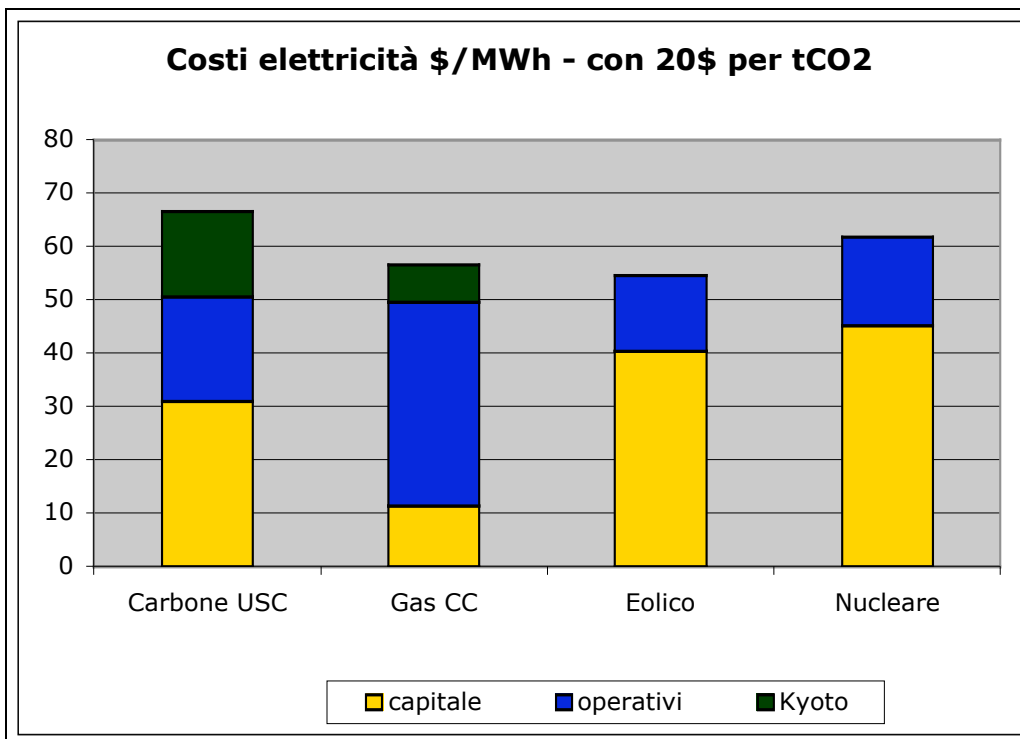


GRAFICO 2
 FONTE: EIA-DOE 2004A E STIME ISSI

I grafici e le valutazioni sono qui per centrali di nuova costruzione (greenfield). In effetti per un Paese come l'Italia che deve converire il vecchio parco di

centrali a olio combustibile, il carbone risulta economicamente vantaggioso rispetto alla conversione a gas, per la relativa riduzione dei costi di capitale.

Il differenziale economico sul kWh stimabile in circa 0,3-0,5 €cent a vantaggio (aziendale) del carbone che va confrontato con lo svantaggio in termini di differenziale di emissioni di CO₂ 0,4-0,8 €cent/kWh (Onufrio, 2004).

Nella proposta di conversione a carbone della centrale dell'Enel di Porto Tolle si prevede di effettuare la co-combustione di biomasse (5% in termini energetici), che essendo una fonte rinnovabile rappresentano una fonte a emissioni zero di CO₂. In questo modo la centrale a carbone pulito (oltre a emettere il 5% di emissioni in meno) potrà contabilizzare i certificati verdi per le fonti rinnovabili stimabili in circa 0,4 €cent/kWh di ulteriore vantaggio (aziendale).

Il Piano nazionale di assegnazione (PNA) dei permessi di emissioni elaborato con ritardo per l'attuazione della direttiva sull'Emission Trading dava ampia possibilità di crescita al solo settore termoelettrico; le quote sono state ridotte dopo la revisione in sede europea e al momento non si sa ancora con quale criterio. La stima qui riportata evidenzia che tra vantaggio aziendale e vantaggio legato alla co-combustione con biomasse, il carbone può sostenere l'acquisto di certificati di emissione a 20 €/t CO₂.

Ad oggi è assai difficile dire quale sarà il mercato effettivo dei permessi di emissione, senza i quali si incorrerà in multe pari a 40 €/t CO₂ e nel secondo periodo a regime a 100€/t CO₂.

Per quanto riguarda le emissioni di polveri fini e di altri inquinanti – i gas acidificanti SO₂ e NO_x che sono anche precursori del particolato fine secondario che si forma in atmosfera attraverso reazioni chimiche – il confronto è ancora peggiorativo per il carbone: le centrali a gas non emettono praticamente polveri fini (Macchi, 2004 e 2005) e SO₂.

L'unico inquinante per il quale si può fare un confronto tra carbone e gas sono gli ossidi di azoto, ma anche per questi se i nuovi impianti a carbone segnano sensibili miglioramenti rispetto al passato, l'evoluzione tecnologica degli impianti a gas segna progressi ancora maggiori (cfr grafico 3, Onufrio, 2003).

Naturalmente, questi inquinanti sono assenti sia dalla fonte eolica che da quella nucleare.

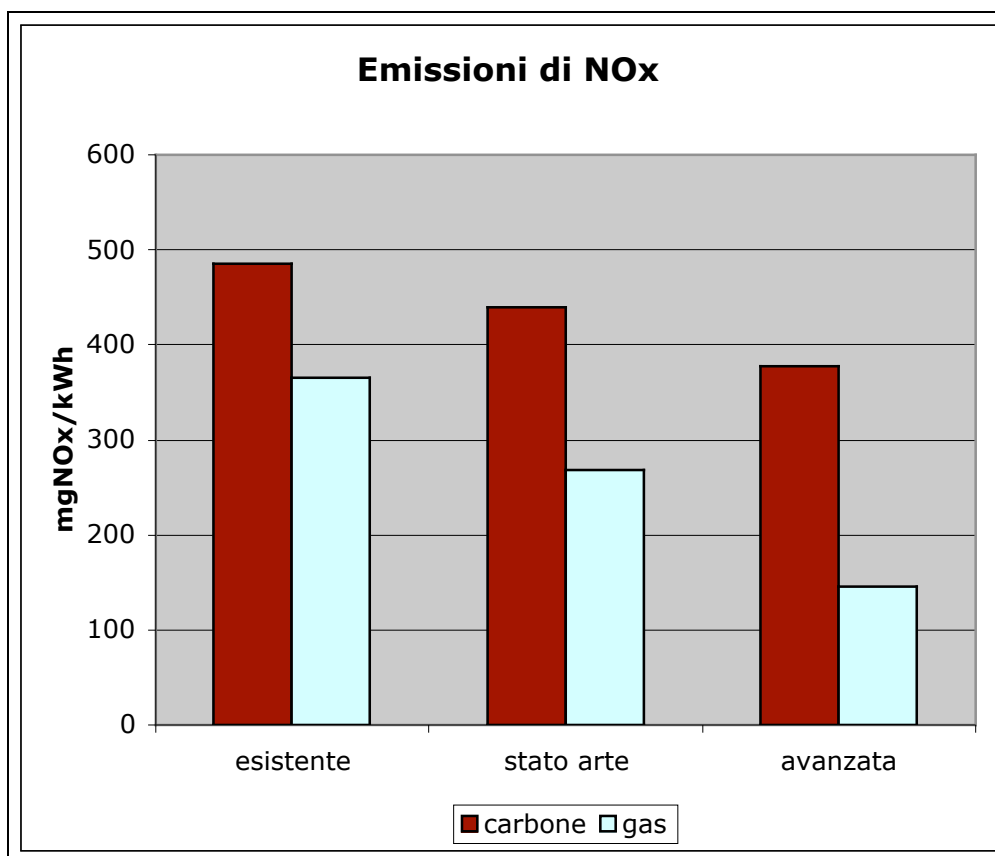


GRAFICO 3

FONTE: ONUFRIO, 2003

5. La gestione a lungo termine delle scorie

La questione della gestione a lungo termine delle scorie nucleari, rimane ad oggi non risolta. Se per le scorie di media attività (la IIa categoria in Italia) che decadono ai livelli della crosta terrestre in un periodo di 3-4 secoli e che rappresentano il volume principale ma la quota minore di radioattività le prospettive di gestione appaiono accettabili, per le scorie a lunga e lunghissima vita non è stata trovata una soluzione accettabile.

Nel 2002 le quantità totali di queste scorie – che rappresentano la parte più pericolosa di quelle prodotte, ammontava a circa 255.000 t di metalli pesanti (tHM) che saranno circa 400.000 tHM nel 2015. A queste quantità vanno aggiunte quelle di Uranio impoverito che è un residuo della fabbricazione del combustibile e del riprocessamento delle scorie, pari a circa 6 milioni di tonnellate (Scalia e Onufrio, 2004).

Gli altri flussi di scorie prodotte sono di circa 1.5 Mt/anno di scorie a basso livello di radioattività e 100.000 t/anno di media attività. Oltre alle scorie propriamente dette, vi sono i materiali di scavo dell'attività estrattiva che rimangono in situ come code di produzione che raggiungono un quantitativo di 100 Mt/anno (una rassegna di queste stime è in Scalia e Onufrio, 2004).

Il modo di procedere nella vicenda Scanzano mostra tutta l'approssimazione e l'incompetenza del governo italiano. Il sito più simile a quello italiano – una

lente di salgemma a diverse centinaia di metri di profondità - è il WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) nel New Mexico un sito nel quale dopo anni di sperimentazione si stanno collocando la componente transuranica e non il combustibile esaurito o i prodotti di fissione (che emanano calore per decine di anni e non possono essere collocati nel salgemma).

Nella stessa procedura di autorizzazione del sito del WIPP, ben più vecchio geologicamente di Scanzano (225 milioni di anni rispetto a 1,6), gli aspetti maggiormente critici non hanno riguardato in quel caso la stabilità geologica ma gli scenari di intrusione accidentale per le varie attività estrattive che da oltre un secolo sono presenti nel Delaware Basin.

Gli scenari di massima emissione di radioattività prendono in esame i primi 10mila anni del sito per verificarne la sicurezza attraverso simulazioni e modelli. In alcuni dei casi ipotizzati dagli scenari per alcune tecniche di perforazione, come ad esempio quella con iniezione di CO₂, che potrebbero condurre a scenari di emissione di radionuclidi non accettabili, l'ipotesi è stata esclusa perché nell'ultimo secolo e mezzo questa tecnica è stata usata solo nell'1,65% dei pozzi aperti nel Delaware Basin. Si tratta di un argomento paradossale: il secolo e mezzo di esperienza della zona fa testo per uno scenario che prende in esame un periodo di 10mila anni (che è una frazione minima della durata delle scorie a lunga vita).

Nel caso del sito dello Yucca Mountain, in cui si prevede di stoccare le scorie a emivita lunga e alta attività, il deposito è stato costruito a 300 metri di profondità con la falda acquifera sottostante a 600 metri. L'area oggi è desertica ma la presenza della falda acquifera sottostante è la principale causa della controversia specifica. L'obiettivo della sistemazione delle scorie, infatti, è l'isolamento delle scorie dalla biosfera per il tempo più lungo possibile e, in particolare, dall'acqua che rappresenta la principale fonte di rischio di fughe di radionuclidi nell'ambiente.

In sostanza, mentre le scorie a emivita media vanno sorvegliate in modo costante "solo" per 50-100 anni e la loro radioattività scende al di sotto di quella della crosta in 3 o 4 secoli (e manufatti artificiali che possano durare tanto esistono certamente) per le scorie a emivita lunga nessuno scenario di gestione sulla scala di un secolo appare credibile.

La questione oggi è per così dire "coperta" dal fatto che, nella maggior parte dei Paesi dove esiste il problema, l'industria nucleare è attiva. Ma l'orizzonte di utilizzo dell'Uranio è di poche decadi: 35 anni con le risorse commercialmente estraibili, poco più del doppio se si include il minerale estraibile ai costi più elevati o nemmeno stimabili.

L'era della fissione nucleare - nata nel secondo dopoguerra - potrà estendersi non oltre un secolo e poco più e lascerà per generazioni e generazioni un'eredità pesante a chi non ha avuto alcun beneficio da questa tecnologia.

6. Gli scenari di sviluppo del nucleare

Quali sono le prospettive di sviluppo di questa fonte? L'amministrazione Bush ha violato in diversi casi l'approccio liberista: come ad esempio imponendo dazi all'acciaio di importazione e garantendo un fondo pubblico per coprire i rischi di chi investe nel nucleare in un mercato dell'energia del tutto liberalizzato.

Lo scopo non è quello di rilanciare la tecnologia ma di sostituire i reattori che nei prossimi anni verranno pensionati per limiti d'età. Dal 1984 infatti, negli USA si sono fatti ammodernamenti ma non è stato ordinato e costruito nessun nuovo reattore. Il rischio è quello di una crisi verticale dell'industria nucleare che rischia seriamente di chiudere.

Ancora una volta, è la valutazione ufficiale dell'EIA-DOE che, nel 2004 un anno dopo il "rilancio nucleare" di Bush, presenta delle stime abbastanza chiare: al 2025 la produzione nucleare USA che è prevista rimanere stabile (decrescendo in termini percentuali).

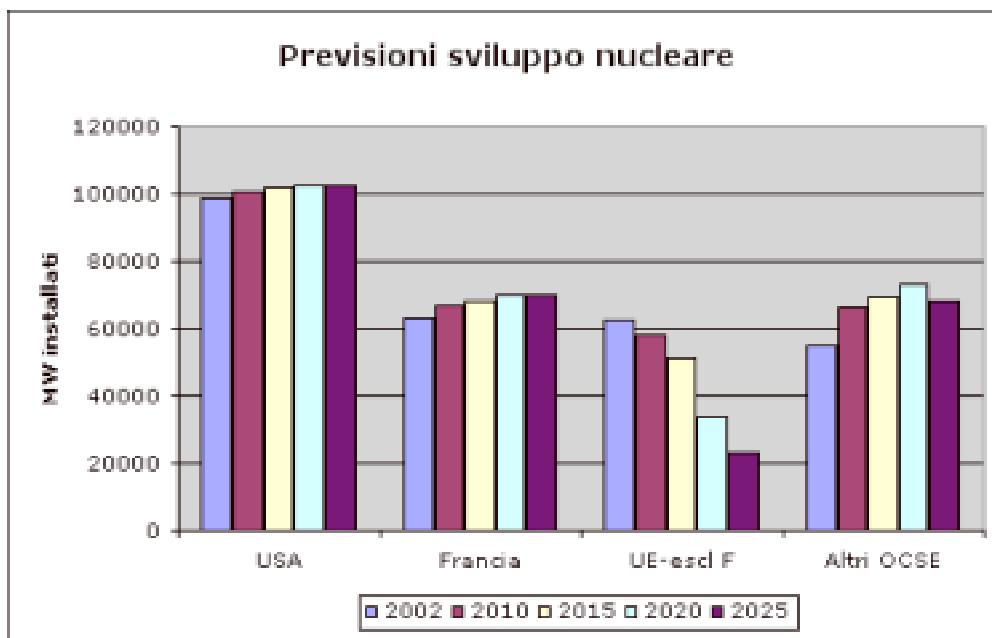


GRAFICO 4
FONTE EIA-DOE 2004A

7. Considerazioni conclusive

Il dibattito sul rilancio del nucleare nei Paesi che hanno un'industria attiva è determinato in gran parte dal fatto che questa fonte, con la liberalizzazione dei mercati è entrata in crisi per i costi (e gli associati rischi finanziari) eccessivi, ed è a rischio di chiusura con la messa fuori servizio di buona parte dei reattori entrati in funzione negli anni '60 e '70.

In Italia il dibattito è associato alle transazioni tra i due più grandi (ex) monopolisti d'Europa, Enel e Edf come portato della "liberalizzazione" dei mercati dovuti alla normativa europea.

Se l'acquisto di vecchi reattori a basso costo è economicamente conveniente nel breve periodo – una volta ammortizzato il costo di capitale, si sfruttano i minori costi operativi della fonte nucleare – la costruzione di nuovi reattori non appare proprio un grande affare, secondo le stime effettuate dalle fonti qui citate e comparate.

Il motivo per il quale nel nostro Paese esiste questa percezione del nucleare a basso costo è dovuto al fatto che la Francia ha da sempre una sovracapacità produttiva e sin dall'inizio degli anni '80 ha ceduto elettricità sottocosto all'Italia e ad altri paesi per non tenere fermi gli impianti, con i costi che comporta questa tecnologia.

Un altro tema riguarda la possibile partecipazione al progetto del nuovo reattore EPR. L'Enel monopolista pubblico a suo tempo aveva già partecipato con una quota del 33% a un progetto nucleare francese – il reattore veloce Superphenix – che dopo 53 mesi di funzionamento tra il 1985 e il 1994 - a bassa potenza e dopo innumerevoli interruzioni - è stato definitivamente fermato.

Si è trattato di uno dei maggiori fallimenti industriali della storia: al 1996 la stima dei costi era di oltre 44 miliardi di franchi, oltre 13.000 miliardi di lire. Per il suo smantellamento e il trattamento del combustibile irraggiato si stima un costo di oltre 2 miliardi di € da effettuare entro il 2025 (Cour des Comptes, 2005).

Se qualche impresa del settore vuole lanciarsi nella sfida nucleare (francese) è certo libera di farlo, ma questa volta solo con le risorse proprie e facendo un'opera di chiarezza nei confronti del mercato e degli azionisti in merito ai rischi finanziari connessi e spiegando perché in un mercato dell'energia liberalizzato il nucleare, senza il sostegno pubblico, entra in crisi.

Sulle altre fonti energetiche si può osservare che: a) la fonte eolica, per quanto non confrontabile con le altre per taglia e fattore di carico, presenta costi competitivi; b) il gas si presenta sempre come la fonte più conveniente se si considerano anche gli altri aspetti ambientali – emissioni di gas a effetto serra, emissioni di polveri sottili e loro precursori; c) le tecnologie di utilizzo del carbone, la fonte più disponibile in assoluto, hanno segnato molti progressi ma presentano emissioni specifiche di CO₂ almeno doppie rispetto al gas e sul piano economico presentano nella maggior parte delle stime qui citate costi più elevati rispetto al gas nel caso di impianti di nuova costruzione.

Riferimenti bibliografici

Bonduelle A. et M. Lefevre, *Eole ou Pluton?*, DETENTE, Rapport commandité par Greenpeace, Mountreuil, Decembre 2003

Clerici A., *Le risorse energetiche mondiali, il nucleare, l'Italia*, Conferenza AEIT febbraio 2005

Cornot-Gandolphe S. et al., *The challenges of further cost reductions of new supply options*, 22nd Gas Conference, Tokio, June 2003

Cour de Comptes, *Le démantèlement des installation nucléaires et la gestion des dechets radioactif*. Rapport au Président de la République suivi des réponses des administration et des organismes intéressés, Janvier 2005.

De Michele G, *Clean coal research at Enel produzione*. Presentazione a Chia Laguna ottobre 2002

DOE, *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*, Washington December 2002

EIA-DOE, Energy Information Administration Department of Energy, *Annual energy outlook 2004 and projections to 2025*, 2004 (a)

EIA/DOE Energy Information Administration Department of Energy, *International Energy Outlook 2004*, Washington 2004 (b)

EIA-DOE, Energy Information Administration Department of Energy, *Annual energy outlook 2004 and projections to 2025*, 2005 (a)

EIA-DOE, *Annual Energy Outlook 2005* (b)

GP, Greenpeace International, *The real cost of nuclear electricity production*, March 2005

IEA, International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, Paris 2004

IEA, International Energy Agency, *Emissions reductions in the natural gas sector through project-based mechanisms*, IEA Information Paper 2003

IEA, International Energy Agency, *Nuclear Power in the OECD*, OECD/IEA Paris 2001

IPSEP, International Project for Sustainable Energy Paths, *Energy Policy in the Greenhouse*, Vol. II Part 3E: Nuclear power, El Cerrito CA, 1994

IPSEP, International Project for Sustainable Energy Paths, *The Potential Scope and Economics of Measures to Reduce Carbon Emissions in Italy's Electricity Sector*, May 2002

Lechtenböhmer S. et al (2003), *GHG emissions of natural gas cycle compared to other fossil fuels*, Wuppertal Paper n. 92, 2003

NEA/IEA, Nuclear Energy Agency, *Projected costs of generating electricity*, OECD 2005

Macchi E., P. Chiesa e F. Bregani, *Settore elettrico italiano: quali alternative e costi per rispettare Kyoto?*, *Energia* 1/2003

Macchi E. (a cura), *Estratto della ricerca Impatto ambientale dei cicli combinati alimentati a gas naturale con particolare riferimento alle emissioni di polveri sottili*, Politecnico di Milano 2004

Macchi E., *Meno polveri dai cicli combinati*, *QualEnergia* n. 2/2005

MIT, Massachusetts Institute of Technology, The Future of Nuclear Power, Boston 2003

OECD, The Decommissioning and Dismantling of Nuclear Facilities, Paris 2002

Onufrio G., Carbone alla resa dei conti, *QualEnergia* n. 3/2003.

Onufrio G., Il vero prezzo del carbone, *QualEnergia* n.4 /2004

Onufrio G. e E. Ronchi, Una fonte a caro prezzo tra rischi e scorie incluse, *La Nuova Energia*, n.2/2005.

Scalia M. e G. Onufrio Una strategia per la gestione delle scorie nucleari, *Geologia dell'ambiente*, n° 2 maggio 2004.

Spath PL and Mann MK (2001), *Life cycle assessment of a natural gas combined cycle power generation system*, NREL DOE, 2001

Tchapga F. e Glachant J-P (superviseur), Economie des modeles europeens de gestion de provisions pour demantelement des centrales nucleaires, Université Paris XI, Avril 2003

UoC, University of Chicago, The Economic Future of Nuclear Power, August 2004

US GAO, United States General Accounting Office, Technical, Schedule, and Cost Uncertainties of the Yucca Mountain Repository Project, Report to Congressional Requesters, GAO 02-191 December 2001

World Gas Conference, Report of IGU Working Committee n.9, Gas Prospects, Strategies and Economico, (chairman: Thorn T.T vice-chairman: Kabelitz K.), Tokyo 1-5 June 2003