



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Studio preliminare sul ciclo del combustibile e sul costo dell'energia nell'ipotesi di uno scenario nucleare italiano

*C. Bustreo, R. Calabrese, M. Ciotti, G. Glinatsis, A. Luce, J. Manzano, G.
Meneghini, F. Padoani, C. Petrovich, R. Pergreffi, F. Troiani, G. Zollino*

STUDIO PRELIMINARE SUL CICLO DEL COMBUSTIBILE E SUL COSTO DELL'ENERGIA
NELL'IPOTESI DI UNO SCENARIO NUCLEARE ITALIANO

R. Calabrese, M. Ciotti, G. Glinatsis, A. Luce, J. Manzano, F. Padoani, C. Petrovich, R. Pergreffi,
F. Troiani – ENEA

C. Bustreo, G. Meneghini, G. Zollino – CRF (UNIPD)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Governo, Gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Nuovo nucleare da fissione: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze in
materia nucleare

Responsabile Progetto: Paride Meloni, ENEA

Titolo

Studio preliminare sul ciclo del combustibile e sul costo dell'energia nell'ipotesi di uno scenario nucleare italiano

Descrittori

Tipologia del documento: Rapporto tecnico
Collocazione contrattuale: Accordo di programma ENEA-MSE: tema di ricerca "Nuovo nucleare da fissione"
Argomenti trattati: Energia nucleare, Reattori nucleari ad acqua, Reattori nucleari veloci

Sommario

In questo rapporto vengono studiati alcuni aspetti del ciclo del combustibile (come il consumo di risorse, la composizione allo scarico dal reattore, la non-proliferazione), del costo dell'energia e delle emissioni CO₂, nell'ipotesi di uno scenario nucleare italiano. Vengono qui supposti, come caso studio, 8 reattori di tipo EPR, il primo dei quali in funzione a partire dal 2025. Viene esplorata inoltre la possibilità di utilizzare il plutonio e gli attinidi minori prodotti per avviare dei reattori veloci a piombo con ciclo chiuso. Uno degli obiettivi dello studio è quello di acquisire le competenze per analizzare parchi di reattori sempre più complessi ed il loro impatto su diversi aspetti contemporaneamente. Per questo motivo ci si è soffermati anche sul confronto tra differenti codici di scenario (COSI e DESAE). Lo studio è stato condotto nell'ambito dell'Accordo di Programma ENEA-MSE, nonostante il risultato del referendum sul nucleare del giugno 2011, in quanto obbligo contrattuale assunto nel precedentemente PAR 2008-2009.

Note

REPORT LP1-F.2 – PAR 2008-2009

Autori: C. Bustreo⁽¹⁾, R. Calabrese⁽²⁾, M. Ciotti⁽²⁾, G. Glinatsis⁽²⁾, A. Luce⁽²⁾, J. Manzano⁽²⁾, G. Meneghini⁽¹⁾, F. Padoani⁽²⁾, C. Petrovich⁽²⁾, R. Pergreffi⁽²⁾, F. Troiani⁽²⁾, G. Zollino⁽¹⁾

⁽¹⁾ CIRTEN – CRF (Università di Padova)

⁽²⁾ ENEA


Copia n.
In carico a:

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	15-8-2011	NOME	C. Petrovich	M. Sepielli	P. Meloni
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE	

INDICE

1. Introduzione	p.3
2. L'opzione nucleare: motivazioni e questioni aperte	p.4
3. Consumo di energia elettrica e proiezioni	p.6
3.1 Dati del 2009	
3.2 Proiezioni della richiesta di energia elettrica	
4. Studi recenti sullo scenario nucleare italiano	p.9
5. Alcune specifiche per i reattori di tipo EPR e di tipo AP1000	p.10
6. Definizione dei parametri per un ipotetico scenario	p.11
7. Il ciclo del combustibile	p.12
7.1 Metodo analitico	
7.2 Il codice di scenario COSI	
7.3 Il codice di scenario DESAE	
8. Risultati e confronto	p.21
8.1 Flussi di materiale	
8.2 Radiotossicità	
8.3 Fabbisogno materiali strutturali e costi	
9. Considerazioni su resistenza alla non proliferazione e sicurezza nucleare	p.32
9.1 Non proliferazione	
9.2 Security	
10. Il back-end del ciclo	p.41
11. Il ciclo chiuso del combustibile ed il reattore veloce a piombo	p.45
12. Impatto sui costi ed emissioni CO₂	p.47
13. Considerazioni preliminari per una valutazione ambientale	p.52
13.1 Concetto di sviluppo sostenibile e analisi del ciclo di vita	
13.2 Indicatori per il settore energetico	
13.3. Ciclo di vita di una centrale nucleare	
13.4 Principali aspetti ambientali in un reattore EPR	
13.5 Impatti ambientali di un reattore EPR con approccio del ciclo di vita	
14. Conclusioni	p.63
Bibliografia	p.64

1. Introduzione

Il governo italiano, dopo circa 20 anni dalla chiusura delle centrali nucleari a seguito del referendum del 1987, si era posto come obiettivo il ritorno alla produzione di energia elettrica per fonte nucleare (si veda il D.L.¹ 25 giugno 2008, n. **112**, convertito con modificazioni dalla legge² 6 agosto 2008, n. **133**).

Con la legge³ 23 luglio 2009, n. **99** e con il conseguente D.Lgs.⁴ 15 febbraio 2010, n. **31**, inoltre era stata istituita l’Agenzia per la sicurezza nucleare e regolamentata la disciplina della localizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile e dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi⁵.

Queste leggi sono state materia del referendum del 12-13 giugno 2011, in cui la maggioranza degli aventi diritto al voto si è espressa, di fatto, contro l’installazione di reattori nucleari nel territorio italiano.

Alcune di queste norme erano state già abrogate prima del referendum (D.L.⁶ 31 marzo 2011, n. **34**, convertito con modificazioni dalla legge⁷ 26 maggio 2011, n. **75**), anche a seguito dell’incidente ai reattori nucleari di Fukushima (Giappone) provocato l’11 marzo dallo tsunami.

Essendo questi eventi successivi all’Accordo di Programma PAR 2008-9 tra l’ENEA ed il Ministero dello Sviluppo Economico [MSE-ENEA, 2010], è stato comunque completato ed emesso questo rapporto in linea con gli obiettivi precedentemente stabiliti, ovvero l’analisi di possibili scenari nucleari italiani, esaminando alcuni aspetti del ciclo del combustibile e dell’impatto economico e ambientale. Questo studio rimane quindi in qualche modo complementare al *Rapporto Energia e Ambiente* [ENEA, 2010a], dove il focus dell’analisi riguardava l’impatto sulle emissioni di gas serra.

Si precisa qui che con “scenario” si intende un’ipotesi di evoluzione del sistema che permette di valutare benefici e costi di determinate scelte [ENEA, 2010a]. Descrive quindi un’evoluzione neutrale dal punto di vista delle politiche e non costituisce nessun valore predittivo e propositivo.

In questo rapporto verranno descritte:

- le motivazioni per considerare l’opzione nucleare, evidenziando anche le questioni che rimangono controverse (§2);
- i dati e alcune proiezioni di crescita di energia elettrica per l’Italia (§3);
- gli studi recenti effettuati per differenti scenari nucleari in Italia (§4);
- l’assunzione di lavoro di uno scenario italiano con 8 EPR (§6), le cui specifiche sono fissate in §5;
- l’analisi del flusso di attinidi nel ciclo del combustibile attraverso i codici di scenario COSI di CEA-EdF-AREVA [Boucher, 2009], DESAE dell’Istituto russo Kurchatov [Andrianova, 2009] e con un semplice metodo analitico. Vengono qui

¹ Supplemento ordinario n. 152/L alla Gazzetta Ufficiale n. 147 del 25 giugno 2008 - Serie generale.

² Supplemento ordinario n. 196/L alla Gazzetta Ufficiale n. 195 del 21 agosto 2008 – Serie generale.

³ Supplemento ordinario n. 136/L alla Gazzetta Ufficiale n. 176 del 31 luglio 2009 – Serie generale.

⁴ Supplemento ordinario n. 45/L alla Gazzetta Ufficiale n. 55 dell’8 marzo 2010 – Serie generale.

⁵ Altre norme riguardo al nucleare erano state introdotte con il D.Lgs. 2 luglio 2010, n. 104 (GU n. 156 del 7-7-2010 - Suppl. Ordinario n. 148) e con il D.Lgs. 23 marzo 2011, n. 41 (GU n. 85 del 13-4-2011).

⁶ Gazzetta Ufficiale n. 74 del 31-3-2011 – Serie generale.

⁷ Gazzetta Ufficiale n. 122 del 27-5-2011 – Serie generale.

- quantificate le masse in input ed output, le composizioni isotopiche e la radiotossicità (§7 e §8);
- alcune considerazioni sulla resistenza alla non proliferazione e sulla sicurezza nucleare (§9);
- il *back-end* del ciclo nel caso di ciclo *once-through* (ovvero senza riprocessamento del combustibile) in §10;
- l'ipotesi di chiudere il ciclo del combustibile in un reattore veloce come quello a piombo (§11);
- l'impatto sui costi dell'energia elettrica e sulle emissioni di CO₂ (§12).
- considerazioni preliminari per una valutazione ambientale (§13).

Nonostante alcuni risultati siano già noti in letteratura (almeno in prima approssimazione), l'obiettivo primario del rapporto rimane quello di mantenere e ulteriormente sviluppare in ENEA e nel CIRTEN le competenze in merito al ciclo del combustibile nucleare. L'interesse è inoltre quello di creare una base di dati, di consolidare metodologie e di acquisire strumenti di calcolo (come i codici COSI e DESAE) che consentano, anche in ambito internazionale, analisi di scenari più complessi. In questo modo si riusciranno a valutare, in una visione di insieme (considerando i costi, la sicurezza, le risorse, l'impatto ambientale, ecc.), le implicazioni di diverse scelte sul ciclo e sui diversi impianti nucleari adottati.

2. L'opzione nucleare: motivazioni e questioni aperte

La produzione di energia elettrica attraverso la fissione nucleare viene ancora oggi considerata tra le fonti primarie in diverse nazioni, principalmente per ridurre il contributo dalle fonti fossili, per diversificare il mix energetico nazionale e quindi anche aumentare la sicurezza di approvvigionamento energetico. A tal proposito si riportano alcune considerazioni preliminari, utili per la successiva trattazione:

- a livello mondiale i combustibili fossili contribuiscono per circa l'81% alla produzione di energia primaria (12.3 Gtep è il totale) e per il 68% alla produzione di energia elettrica (20181 TWh in totale) (dati del 2008 [IEA, 2010a]);
- a livello nazionale il contributo al consumo interno lordo di energia elettrica della termica convenzionale è del 65,7% e la quota importata è pari al 13,5% (20,8% deriva da fonti rinnovabili, di cui però circa tre quarti da fonte idroelettrica) [TERNA, 2009];
- i combustibili fossili sono una fonte relativamente abbondante in natura, ma il prezzo è fortemente condizionato dalle condizioni geo-politiche mondiali e la sua variazione, quindi, sia nel breve che nel lungo termine rimane poco prevedibile. Questo anche in considerazione che nei prossimi decenni il costo di estrazione, soprattutto del carbone che è quello maggiormente impiegato per la produzione elettrica (a parte l'Italia dove prevale il gas), è destinato ad aumentare [ENI, 2005];
- la domanda di energia mondiale è destinata ad aumentare, con la crescita della popolazione e delle condizioni di vita di molti paesi emergenti (es. Cina, India). Nei paesi dell'OECD, si stima che con le attuali *policies* energetiche, la domanda

di energia totale e di elettricità al 2030 risulterà aumentata, rispettivamente, del 50% e del 90% e che tale crescita sarà soddisfatta prevalentemente da fonti fossili [NEA, 2008];

- alcune analisi economiche mostrano che il costo dell'energia nucleare, sebbene dipendente da numerosi fattori (quali ad esempio il tasso di interesse applicato), è comparabile con quella fossile [IEA-NEA, 2010] e comunque soggetta a minori fluttuazioni [NEA, 2007] (es. raddoppiando il costo del combustibile: il costo del kWh nucleare aumenta del 4%, mentre quello del gas del 75%)⁸;
- l'energia nucleare, come è noto, produce gas serra in quantità trascurabili rispetto ai combustibili fossili. Per ogni kWh di energia elettrica prodotto da fonte nucleare sono rilasciati meno di 10 g di anidride carbonica, mentre con il carbone 1100-1200 g, con il petrolio 900 g, con il gas in impianti a ciclo combinato 400 g [NEA, 2008]. La questione dell'incidenza dei gas serra sui cambiamenti climatici rimane controversa, ma comunque l'Italia rimane vincolata ad accordi internazionali e comunitari e già nel 2006 aveva superato del 18% le emissioni di gas serra previste dal Protocollo di Kyoto [EUROSTAT, 2007];
- l'uranio è un combustibile che, attraverso i futuri reattori (Generazione IV) può essere sfruttato potenzialmente quasi al 100%, potendo quindi durare, ai tassi di consumo attuali, per migliaia di anni. Con i reattori dell'attuale generazione che utilizzano quasi esclusivamente l'isotopo 235, il rateo di sfruttamento è solamente di circa 1%. Inoltre, in caso di scarsità di Uranio, è potenzialmente sfruttabile il Torio, 3 volte più abbondante e che non si trasmuta in elementi transuranici;
- l'uranio è un combustibile energetico abbondante in paesi politicamente più stabili rispetto a quelli fossili (nei paesi OCSE: 43% di uranio vs. 7-9% di gas-petrolio) [NEA, 2007 e 2008];
- lo sviluppo dell'industria nucleare è un'occasione per la crescita economica del paese e delle imprese, essendo questa fonte di energia quasi esclusivamente dipendente dal know-how, dalle tecnologie e dal lavoro; inoltre costituisce un mezzo per ridurre la bolletta energetica che si prevede raggiungerà nel 2011 i 63 miliardi di €⁹;
- le fonti rinnovabili risultano insufficienti, almeno allo stato attuale della tecnologia, per sostituire da sole le fonti fossili. A titolo di esempio, il solare fotovoltaico risulta di circa un fattore 4 più costoso, in termini di euro/kWh, rispetto al gas, secondo [IEA-NEA, 2010]) e richiede, essendo una fonte intermittente, l'adeguamento della rete elettrica per la distribuzione ed impianti specifici per l'eventuale accumulo; il suo massivo impiego quindi, almeno per ora, rimane difficoltoso.

⁸ Questo nel caso che nelle valutazioni non si applichi alcuna carbon tax ovvero non si tengano in considerazione i danni all'ambiente e le possibili alterazioni climatiche causate dai combustibili fossili. Molti studi inoltre omettono i danni alla salute a lungo termine causati da polveri sottili, stimati in Italia essere 8220 decessi/anno nel periodo 2002-2004 (rapporto OMS -APAT http://annuario.apat.it/capitoli/Ver_7/tem/03%20Aria.pdf, pag. 106).

⁹ fonte Unione Petrolifera, assemblea annuale 2011.

L'energia nucleare incontra un grosso problema di accettabilità pubblica, confermata anche dal recente referendum italiano del giugno 2011. Le principali argomentazioni addotte contro il nucleare sono:

- l'impossibilità di escludere al 100% rilasci significativi di radioattività all'esterno. In questi casi, seppur rari, la propagazione e gli effetti delle radiazioni sono spesso poco prevedibili con sicurezza, e sono a lungo termine;
- l'accettabilità pubblica legata alla percezione di "problema non risolto" per quanto riguarda lo smaltimento dei rifiuti radioattivi a lunga vita;
- la possibilità di attacchi terroristici su impianti nucleari o depositi di combustibile nucleare o rifiuti radioattivi;
- l'alto investimento iniziale per la costruzione di reattori nucleari e il margine di incertezza sui costi;
- un tempo di ritorno lungo dell'investimento;
- la necessità di garantire un quadro politico-decisionale stabile per un tempo superiore alla vita dell'impianto (60 anni);
- la necessità di dimostrare l'economicità e la sicurezza dei reattori di IV generazione.

Le questioni sulla sicurezza dovrebbero essere confrontate (come rischio calcolato) con altre fonti di energia e altre attività umane. Infatti, la rischiosità connessa con la produzione e l'utilizzo dell'energia in generale non è nulla e da sempre ci sono incidenti ad essa correlati. Alcuni studi¹⁰ hanno analizzato i dati storici raccolti nelle statistiche internazionali e riportano che la fonte energetica con minore mortalità è quella nucleare.

Alcune di queste questioni sono al centro della ricerca sul nucleare a livello internazionale.

3. Consumo di energia elettrica e proiezioni

3.1 Dati del 2009

La richiesta di energia elettrica in Italia nel 2009 è stata di 320 TWhe [TERNA, 2009]. I dati che riguardano la potenza elettrica sono riassunti in tabella 3.1 distinguendo tra potenza efficiente netta installata¹¹ e potenza media per soddisfare la domanda massima di punta¹².

¹⁰ Fonte: PSI (Paul Scherrer Institut, Zurigo) database ENSAD (Energy Related Severe Accident Database) contiene 18400 voci relative ad altrettanti incidenti verificatesi nel periodo 1969-2000. Vengono considerati solo gli incidenti severi (>5 decessi o 10 feriti).

¹¹ La potenza efficiente è la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali.

¹² La potenza media disponibile alla punta è definita come la potenza che è stata erogata in media dagli impianti di generazione per far fronte alle punte giornaliere.

Tabella 3.1. Dati di potenza degli impianti in Italia riferiti al 2009 [TERNA, 2009].

	GW _e
Potenza minima richiesta	18,8
Potenza massima richiesta ¹³	51,8
Potenza media disponibile alla punta	67,0
Potenza efficiente netta installata (teorica)	101,4

In tabella 3.2 vengono mostrati i contributi al consumo interno lordo di energia elettrica in Italia, divisi per fonte.

Tabella 3.2. Consumo interno lordo di energia elettrica (al netto dei pompaggi) riferiti al 2009 [TERNA, 2009].

	TWh	%
Fonti tradizionali	219,0	65,7
Solidi	39,7	11,9
Gas naturale	147,3	44,2
Petroliiferi	15,9	4,8
Altri combustibili	16,1	4,8
Fonti rinnovabili	69,3	20,8
Idrica da apporti naturali	49,1	14,7
Geotermica	5,3	1,6
Eolica	6,5	2,0
Fotovoltaica	0,68	0,2
Biomasse e Rifiuti biodegradabili	7,6	2,3
Saldo estero	45,0	13,5

Dati simili sono riportati dal GSE in modo efficace in figura 1, dove viene evidenziata anche la distribuzione dei consumi [GSE, 2009].

¹³ Il massimo storico si è registrato nel 2007 con la richiesta di 56.8 GW.

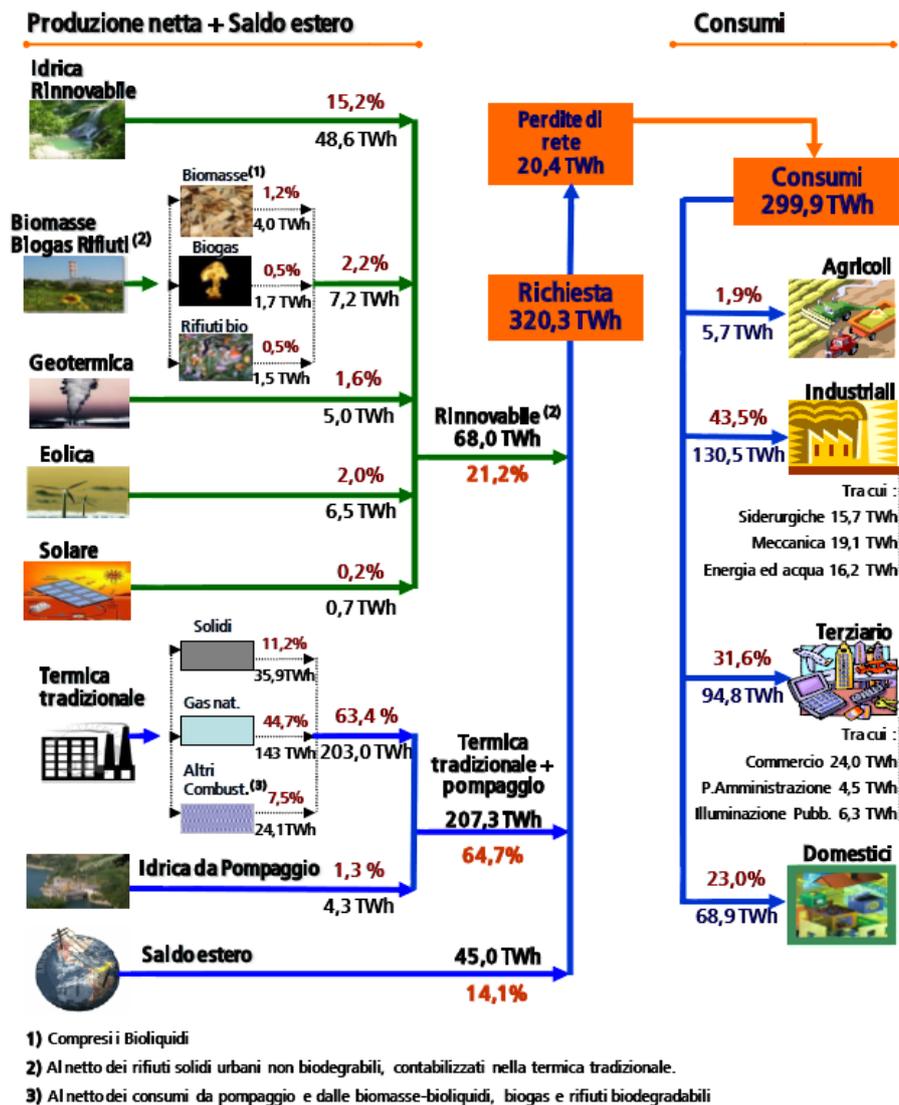


Figura 1. Produzione elettrica in Italia divisa per fonte (dati GSE).

3.2 Proiezioni della richiesta di energia elettrica

Il tasso medio annuo di crescita¹⁴ della richiesta è passato da valori vicini all'8% degli inizi anni '70 riducendosi fino a valori sotto il 3% dagli anni '80, fino all'eccezionale calo del 2009 rispetto al 2008 (-5,7%) dovuto alla crisi economica globale [TERNA, 2010a]. Nei prossimi anni comunque si prevede una ripresa, seppur incerta, della crescita economica e quindi della domanda di energia elettrica (già a maggio 2011 la domanda di elettricità ha segnato un incremento dell'1,9% - il più alto da inizio anno - rispetto a maggio 2010).

¹⁴ Calcolati come medie in 10 anni (CAGR = Compound Annual Growth Rate).

Previsioni elaborate da [TERNA, 2010a], con orizzonte fino al 2020, indicano una crescita di domanda di energia elettrica compresa tra due scenari, valutati principalmente attraverso previsioni di andamento del PIL (ipotesi di crescita media fino al 2020 dell'1,6%) e dell'intensità elettrica:

- **scenario base** (crescita contenuta) con tasso annuo di crescita del **1,3%**; questo scenario è sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico che contengono l'intensità elettrica (-0,3% per anno);
- **scenario di sviluppo** con tasso annuo di crescita del **2,3%**. Questo scenario ipotizza una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero paese, con un tasso medio di circa +0.7% per anno (in linea col tasso medio storico).

Questi scenari, se mantenuti nel lungo termine, comportano un raddoppio nella domanda di energia elettrica ogni 54 anni nel primo caso e ogni 30 anni nel secondo caso.

Proiettando questi due casi ipotizzati (1,3% e 2,3%) anche negli anni successivi, la richiesta di energia elettrica annuale diventerebbe nel 2030 rispettivamente di 420 TWh_e e di 516 TWh_e.

Avere come obiettivo il 25% di produzione di energia elettrica italiana da fonte nucleare con orizzonte al 2030, come in più occasioni annunciato dal Ministero dello Sviluppo Economico, significherebbe quindi avere come obiettivo la produzione da reattori nucleari di circa 100-130 TWh_e all'anno (si veda anche [IFNEC, 2009]).

Differenti tassi di crescita e scenari vengono analizzati in §12, per valutare, a seconda delle tecnologie scelte, l'impatto sui costi medi dell'energia elettrica e sulle riduzioni di emissioni di CO₂.

Ovviamente tutti questi scenari di crescita sono soggetti ad elevata incertezza, legata a diversi fattori, tra i quali congiunture economiche internazionali, evoluzione del mercato industriale, eventuali salti tecnologici, introduzione di nuovi apparecchi di consumo e di nuove modalità di trasporto (es. introduzione dell'auto elettrica), interventi di politica energetica ed efficienza energetica.

4. Studi recenti sullo scenario nucleare italiano

A seguito del rinnovato interesse per l'energia nucleare in Italia, recentemente erano stati già compiuti una serie di studi riguardo a questo tema dall'ENEA e dal CIRTEN, utilizzando i codici di scenario DESAE 2.2 [Andrianova, 2009] e NFCSS [IAEA, 2009]. Gli studi, di natura preliminare, hanno riguardato parchi reattori che comprendono diversi tipi di LWR (Light Water Reactors), combinati anche con reattori veloci:

- a. in [Vettrano, 2010] sono stati inclusi, oltre agli EPR (4300 MW_{th}), anche i reattori IRIS (1000 MW_{th}), con una potenza totale del parco reattori di 15-20 GW_e (es. 8 EPR + 20 IRIS). Qui si sono evidenziati alcuni vantaggi economici dei reattori di più piccola taglia e alcuni svantaggi riguardo al flusso dei materiali;
- b. in [Calabrese, 2010] sono stati ipotizzati 2 scenari di sviluppo con potenza elettrica nucleare di 19,5 e 35 GW_e, con LWR a diversi burnup, investigando

anche il riciclo del Pu. Sono stati quindi quantificati il consumo di uranio, la quantità di combustibile esausto, l'accumulo di Pu e di attinidi minori;

- c. in [Forasassi, 2010] è presente un'ampia discussione riguardo la previsione della domanda energetica a livello più globale. Sono analizzate diverse combinazioni di EPR, caricati sia con UOX che con MOX, e di reattori veloci (nello specifico: 4 EPR anche con MOX; 4 EPR con MOX e 4 senza MOX + 3 reattori veloci a piombo; 12 EPR + 7 reattori veloci a piombo);
- d. in [Locatelli, 2010a] viene descritto il codice INCAS (INtegrated model for the Competitiveness Analysis of Small-medium sized reactors), poi testato in [Locatelli, 2010b] su un parco reattori comprendente 6 EPR + 16 reattori IRIS.

Riprendere e in qualche modo ripetere in questo rapporto le analisi già effettuate è anche motivato dal fatto che alcuni benchmark internazionali ([MIT, 2009]; [NEA, 2010]; [Boucher, 2010]) hanno evidenziato alcuni limiti riguardo ai codici di scenario, mostrando alcune discrepanze dovute anche ad assunzioni nascoste o poche esplicitate. In particolare il codice DESAE, almeno nelle analisi e nella versione riportata in [Boucher, 2010], mostra alcuni comportamenti non in linea con altri codici di scenario. Quindi si è ritenuto opportuno riprendere le stesse analisi con anche altri codici, in particolare con il codice COSI, cercando anche di sviluppare una semplice metodologia di calcolo e confrontando i diversi risultati.

5. Alcune specifiche per i reattori di tipo EPR e di tipo AP1000

Si descrivono qui alcune specifiche riguardo a due tipi di PWR (Pressurized Water Reactor):

- un reattore a 1,65 GWe, le cui caratteristiche si ispirano al reattore EPR progettato da AREVA. Verrà qui di seguito indicato come "EPR-type";
- un reattore a 1,1 GWe, le cui caratteristiche si ispirano all'AP1000 progettato da Westinghouse. Verrà qui indicato come "AP1000-type".

Si sottolinea che, non essendo note nel dettaglio e garantite dai costruttori tutte le specifiche dei reattori EPR e AP1000, l'analisi riguarderà reattori il più possibile analoghi a questi.

Senza entrare in un'analisi di confronto tra i reattori EPR e AP1000, si riportano nelle Tabelle 5.1 e 5.2 alcune caratteristiche di interesse per l'analisi del ciclo del combustibile. Alcune fonti fanno riferimento a valori diversi. Per questo studio verranno utilizzati come input per i codici di scenario i valori dell'ultima colonna relativa ad un reattore "EPR-type".

Tabella 5.1. Caratteristiche di un reattore “EPR-type” da diversi fonti. Combustibile UOX.

	[Bianchi, 2010]	[IAEA, 2004]	[NEA, 2006]	[Sengler, 1999]	[AREVA, 2005]	Dati qui scelti come riferimento
Potenza termica (GWth)	4,59	4,25	4,25	4,25	4,5	$P_T=4,6$
Potenza elettrica (GWe)	1,652	lorda 1,65 netta 1,55	1,45		1,6	$P_e=1,65$
Produzione annuale di energia (TWhe)	13.04					$E=13$
Arricchimento ^{235}U (peso%)	4.5	First core<5%	4.9	4.9	<5%	$\%a=4.5$
Burn-up (GWd/ton)	55	60	60	57-65	>55	$B=55$
Tempo di irraggiamento del fuel (EFPD)	1480					$T_r=1480$
Lunghezza ciclo (EFPD)	370	18 months (fuel cycle length)		312-549 (for 12-24 months fuel cycle length)	18-24 months (fuel cycle length)	$T_c=370$
Durata impianto (anni)	60	60			60	$T_r=60$
Fattore di carico (%)	90					$f=90$
Efficienza (%)	36	36			36	$e=36$

Tabella 5.2. Caratteristiche di un reattore “AP1000-type”.

	[IAEA, 2004]	[Schulz, 2006]
Potenza termica (GWth)	3,415	3,4
Potenza elettrica (GWe)	1,2 lorda 1,117 netta	1,117
Arricchimento ^{235}U (peso%)	3 zone: 2.35-4.45% (first core) 4.8% all'equilibrio	
Burn-up (GWd/ton)	60 (nominale)	
Lunghezza ciclo (EFPD)	18 months (fuel cycle length)	
Durata impianto (anni)	60	
Fattore di carico (%)	Availability = 93%	
Efficienza (%)	33	

6. Definizione dei parametri per un ipotetico scenario

Lo scenario qui preso in considerazione ipotizza l'installazione di un parco di 8 reattori EPR, secondo una cadenza biennale, con il primo reattore in partenza ad inizio dell'anno 2025 (per coerenza con la scelta del Rapporto Energia e Ambiente [ENEA, 2010a]¹⁵) e l'ultimo ad inizio dell'anno 2039.

Non vengono qui analizzate le differenze fra i due sistemi EPR e AP1000. Non si sono scelti per questo rapporto i reattori AP1000, essendo a disposizione degli autori più dati di impianto

¹⁵ Lì i reattori considerati sono 7 e non 8.

sull'EPR. Anche per quanto riguarda il calcolo del bruciamento, il codice COSI contiene le sezioni d'urto per l'EPR e non per l'AP1000. Si ribadisce comunque che lo scenario con 8 EPR costituisce solo un caso studio, assunto come ipotesi di lavoro.

I parametri dell'AP1000 comunque, almeno ai fini del ciclo del combustibile non sembrano molto dissimili dall'EPR, se si eccettuano le sezioni d'urto che potrebbero influenzare il dettaglio della composizione del combustibile allo scarico.

Ovviamente la differenza di taglia (1117 MWe vs 1650 MWe) implicherebbe, per ottenere la stessa quantità di energia, l'uso di circa 12 AP1000 invece che 8 EPR.

Il riferimento per lo scenario di questo documento sarà quindi quello mostrato in tabella 6.1, assieme ai dati per l'EPR di tabella 5.1.

Tabella 6.1. Dati per lo scenario.

Data di entrata in funzione dei reattori	n. reattori installati	Potenza installata (GWe)	Energia annuale prodotta (TWhe)
2025	1	1.65	13
2026	1	1.65	13
2027	2	3.3	26
2028	2	3.3	26
2029	3	4.95	39
2030	3	4.95	39
2031	4	6.6	52
2032	4	6.6	52
2033	5	8.25	65
2034	5	8.25	65
2035	6	9.9	78
2036	6	9.9	78
2037	7	11.55	91
2038	7	11.55	91
2039	8	13.2	104

Per quanto riguarda la quantità di ^{235}U nell'uranio depleto (a seguito della fabbricazione del combustibile) si assume una quantità di ^{235}U dello 0,2%, come riportato in [Bianchi, 2010].

7. Il ciclo del combustibile

Il ciclo del combustibile comprende varie fasi e facilities (schematizzate in figura 2), prima e dopo l'irraggiamento nel reattore. In generale si distinguono due grandi famiglie, quella di *front-end* dove sono effettuate tutte le operazioni per realizzare gli elementi di combustibile da inserire nel reattore, a partire dall'estrazione dell'Uranio dalla miniera e quella di *back-end*, ovvero le operazioni di gestione, trattamento e smaltimento dei combustibili esausti. Le due famiglie sono nettamente separate dall'irraggiamento in reattore e coinvolgono una pluralità di impianti che normalmente possono servire un grande parco di reattori.

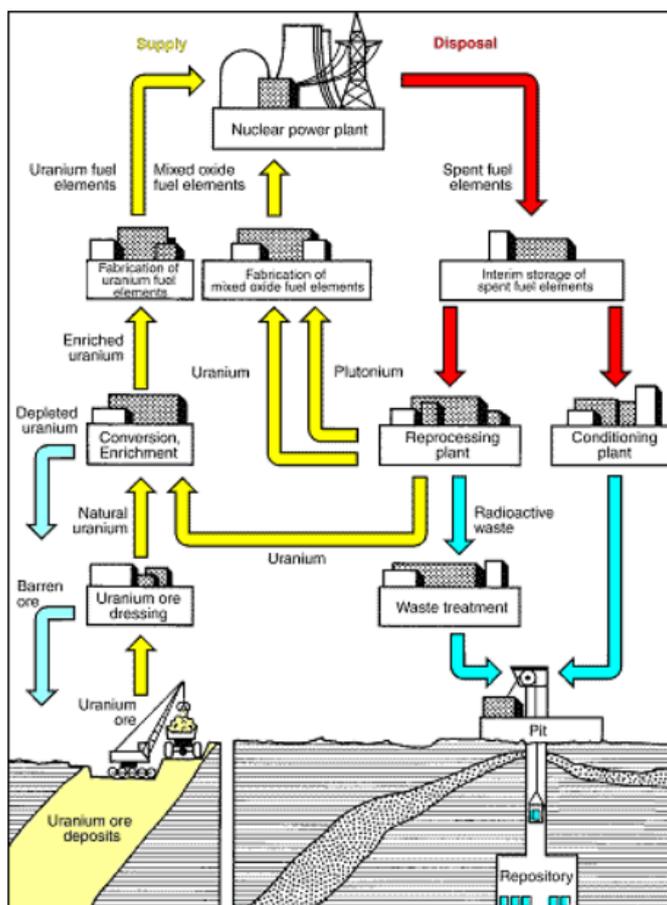


Figura 2. Schema del ciclo del combustibile (http://www.chemcases.com/nuclear/nc_16.html).

Front-end:

- *estrazione e trattamento dell'uranio naturale dalla miniera.* Le operazioni di estrazione e lavorazione del minerale grezzo per ottenere il prodotto di partenza U_3O_8 *yellowcake*, sono operazioni simili a quelle di estrazione e trattamento di altri minerali, con la differenza che la sua radioattività richiede alcune precauzioni in più per la tutela dei minatori e dell'ambiente ed una idonea sistemazione dei materiali di scarto, che normalmente sono sistemati nella miniera stessa;
- *conversione.* Operazione che permette di trasformare l'Ossido di Uranio naturale (U_3O_8) in Esafluoruro di Uranio naturale (UF_6), il quale essendo un gas già a basse temperature, può essere facilmente sottoposto ai successivi processi di arricchimento, che normalmente sono condotti in fase gassosa;
- *arricchimento in ^{235}U .* Nella totalità reattori ad acqua leggera, per sostenere la reazione di fissione nucleare è richiesto di aumentare la concentrazione (arricchimento) dell'isotopo ^{235}U , dallo 0,72% che si trova nell'Uranio naturale al 3,5-5%, necessario per sostenere la reazione nucleare a catena. Il processo di arricchimento è una fase molto delicata dell'intero ciclo del combustibile nucleare, sia per i risvolti tecnici ed economici sia per le possibilità di diversione nell'utilizzo del materiale fissile (cfr § 9). L'Uranio arricchito a

valori superiori al 90% può essere utilizzato per la costruzione di ordigni nucleari e questa possibilità suscita non poche preoccupazioni. In ogni caso nel processo di arricchimento è sfruttata la diversa massa dei gas $^{235}\text{UF}_6$ e $^{238}\text{UF}_6$, attraverso sistemi di diffusione gassosa o ultracentrifugazione. Il processo di arricchimento produce notevoli quantità di Uranio impoverito (o depleto) con contenuto di ^{235}U a valori normalmente inferiori allo 0,4%. Tale valore è stabilito attraverso una analisi costi/benefici, in cui il prezzo di vendita dell'Uranio risulta essere un parametro molto importante. La lievitazione di tali prezzi ha portato negli ultimi anni a ridurre drasticamente il tenore di ^{235}U nell'Uranio impoverito di scarto, fino a valori inferiori allo 0,2%;

- *fabbricazione degli elementi di combustibile.* L'Esafluoruro di uranio, arricchito in ^{235}U , mediante reazione di idrolisi è trasformato in Ossido di Uranio e ridotto a UO_2 , il quale, dopo trasformazione in pellets cilindrici e sinterizzazione a 1400 °C, per fargli assumere consistenza ceramica, capacità di conduzione termica e resistenza agli stress termici, è impilato in tubi metallici di Zircaloy. La geometria e le dimensioni degli elementi di combustibile sono molto variabili, così pure le caratteristiche del combustibile nucleare (es: arricchimento) e dei materiali di assemblaggio. Così, oggi, più della metà dei reattori in esercizio hanno un solo fornitore di combustibile ed oltre un terzo dei reattori in esercizio hanno appena due fornitori [Troiani, 2009];

Irraggiamento nel reattore:

- La geometria e le dimensioni degli elementi di combustibile sono molto variabili, così pure le caratteristiche nucleari e meccaniche del combustibile e dei materiali di assemblaggio. Le condizioni di esercizio (flussi neutronici, Burn-up, ecc.) e le conseguenze sul combustibile (produzione di prodotti di fissione gassosi, microfessurazioni delle guaine, ecc) sono parametri molto importanti per il funzionamento del reattore nucleare e la sua sicurezza, pertanto, la progettazione del combustibile riveste carattere rilevante e deve essere effettuata insieme alla progettazione del reattore. Nella fase di progettazione, quindi, deve essere incluso il combustibile ed il relativo ciclo e le variabili che si possono adottare, considerato anche che gli impianti del ciclo del combustibile sono in numero molto limitato rispetto al numero dei reattori in esercizio, non sono molte. La fase di irraggiamento, quindi, è determinata dalla scelta del tipo di reattore, ma anche fortemente condizionata dal ciclo del combustibile adottato. Per esempio, oggi, a parte rare eccezioni, i reattori in esercizio utilizzano combustibile arricchito fino ad un massimo del 5%, questo perchè la maggior parte degli impianti del ciclo del combustibile in esercizio non sono autorizzati a trattare partite di Uranio arricchite a valori superiori.

Back-end:

- *scarico del combustibile e il raffreddamento in un deposito temporaneo.* Il combustibile esausto, scaricato dal reattore viene avviato allo stoccaggio temporaneo e smaltimento o riprocessamento. Esso contiene una grande quantità di radioattività e le catene di decadimento radioattivo producono una sensibile quantità di calore, soprattutto all'inizio. Il combustibile, pertanto, è temporaneamente immagazzinato per qualche anno nelle piscine di stoccaggio del reattore, affinché possa smaltire il calore di decadimento. Dopo tale fase, esso può essere stoccato a secco in particolari contenitori idonei per il trasporto e per il deposito temporaneo a lungo termine (superiore a 50 anni) in attesa di essere smaltito, o riprocessato, oppure semplicemente stoccato a lungo termine, in attesa di decisione.

- *eventuale riprocessamento.* Il riprocessamento (o ritrattamento) del combustibile esausto è un processo atto a recuperare il materiale nucleare pregiato (U e Pu) che può essere riutilizzato nella fabbricazione del combustibile. Il Plutonio può essere utilizzato al posto dell'isotopo ^{235}U come elemento fissile in combustibili particolari ad ossidi misti Uranio-Plutonio (MOX), mentre l'Uranio, che presenta un arricchimento superiore a quello dell'Uranio naturale, rappresenta un materiale pregiato riutilizzabile nella filiera del ciclo del combustibile (fabbricazione di nuovo combustibile dopo nuovo arricchimento o aggiunta di Uranio a maggiore tenore di ^{235}U). Il processo di ritrattamento rende disponibili grandi quantità di Plutonio che può essere utilizzato per la costruzione di ordigni nucleari e questa possibilità suscita molte preoccupazioni (cfr § 9).
- *gestione dei materiali radioattivi.* Durante le varie fasi del ciclo del combustibile si producono, oltre al combustibile esausto ed eventualmente i prodotti del riprocessamento, sensibili quantità di materiali radioattivi o di materiali contaminati da sostanze radioattive. Tali materiali sono genericamente indicati come rifiuti radioattivi, che devono essere custoditi in sicurezza e smaltiti secondo ben precise e consolidate tecnologie ed entro determinate regolamentazioni (nazionali ed internazionali).
- *smaltimento dei rifiuti radioattivi.* Lo smaltimento dei rifiuti radioattivi è una fase molto ampia e complessa, ma tecnologicamente attuabile ed in sicurezza. Le metodologie di smaltimento sono fortemente condizionate dalle politiche nazionali, oltre che da considerazioni di carattere economico. L'obiettivo principale di tale fase è quello di mantenere isolati dalla biosfera i rifiuti (inclusi il combustibile esausto) per tutto il tempo necessario affinché la radioattività in essi contenuta non abbia raggiunto valori comparabili con quello del fondo naturale ambientale.

Per quanto riguarda le attività di *front-end*, deve essere considerato che il mercato mondiale di combustibile per l'85% è in mano a solo quattro compagnie (Areva 31,7%, Westinghouse/Toshiba 25,5%, Global Nuclear Fuel 19,0%, Atomenergoprom 7,8%) [Troiani, 2009]. Questo, data anche la futura crescita della domanda, genera qualche preoccupazione sia a livello economico, dove la mancanza di competizione potrebbe generare tendenze al rialzo dei prezzi ed azioni speculative, sia a livello di sicurezza, dove l'indisponibilità del combustibile a prezzi sostenibili potrebbe spingere i paesi emergenti a sviluppare i cicli del combustibile e le tecnologie sensibili fuori dal controllo internazionale e quindi aumentare i rischi della proliferazione delle armi nucleari. In base a tali considerazioni, il *Reliable Nuclear Fuel Services Working Group* dell'iniziativa statunitense *Global Nuclear Energy Partnership*, ha concluso che le strategie di approvvigionamento a livello nazionale dovrebbero prevedere dei contratti di fornitura a lungo termine, soprattutto per quelle realtà (come l'Italia) che sono sprovvisti di impianti di fabbricazione. La stessa IAEA, di fronte all'emergere di queste problematiche, ha individuato le seguenti linee strategiche (*Multilateral Approaches to the Nuclear Fuel Cycle* [IAEA, 2005]):

- Contratti a lungo termine con forme di banche governative del combustibile; strumenti di leasing e offerte di *take-back* del combustibile; offerte di stoccaggio a lungo termine e di smaltimento del combustibile esausto; banche commerciali private del combustibile.
- Creazione di sistemi internazionali di rifornimento del combustibile, garantiti dalla IAEA.
- Promozione della conversione volontaria delle attuali capacità produttive ad un sistema multilaterale di fornitura, anche al fine di aumentare la fiducia dei potenziali acquirenti sulle future possibilità di approvvigionamento.
- Creazione di sistemi di rifornimento multinazionali o regionali, costruendo nuovi impianti

di fabbricazione in multiproprietà.

- Sviluppo di un ciclo di combustibile nucleare con forti accordi regionali o continentali, con ampia cooperazione e con la partecipazione della IAEA.

Attualmente sono stati fatti passi avanti in questa direzione. Il Board of Governors della IAEA a fine 2010 ha approvato la creazione di una banca di combustibile internazionale (Nuclear Fuel Bank) direttamente controllata dall'Agenzia: la Commissione Europea contribuisce con 20 milioni di euro. È diventata operativa a dicembre 2010 la banca di combustibile stabilita da Russia e IAEA (ma pagata, posseduta e operata dalla Russia) ad Angarsk, in Siberia. Sempre ad Angarsk, la Russia ha creato l'International Uranium Enrichment Center (IUEC), di cui fanno parte anche Kazakhstan, Ucraina e Armenia.

Le fasi di fabbricazione del combustibile (*front-end*), sebbene condizionate da diversi aspetti che sono stati fin qui rappresentati in maniera sintetica, è sufficientemente standardizzato al punto che esiste un "mercato" stabile ed accessibile.

Per quanto riguarda le attività di *back-end*, invece, considerati i diversi approcci e la pluralità di *policies* nazionali, queste saranno trattate separatamente in uno specifico capitolo (§10).

Il ciclo del combustibile, come evidenziato nella sintetica ricognizione fin qui riportata, è un processo complesso, condizionato da *policies* nazionali ed internazionali, che deve essere valutato con le sue implicazioni sulla sicurezza, economicità e sostenibilità (quantità di uranio usato e di combustibile stoccato). Alcuni documenti internazionali hanno confrontato con diversi indicatori differenti scelte sul ciclo, da quello *once-through* a quello chiuso ([RED IMPACT, 2007], [NEA, 2006]).

Diversi codici di scenario permettono un'analisi accurata di un parco di reattori complesso, tenendo conto dei tempi di raffreddamento, dei decadimenti, dei flussi di materiale e quindi a prevedere il dimensionamento delle facilities necessarie per la fabbricazione, il riprocessamento e lo stoccaggio. Qui di seguito questi codici verranno utilizzati in un parco di reattori molto semplice (solo EPR), con lo scopo principale di acquisirne le funzionalità, compararli e valutarne alcuni aspetti.

Si riporta di seguito la descrizione dei codici di scenario COSI e DESAE 2.1, con i risultati ottenuti. Inoltre si descrive brevemente un metodo analitico che possa descrivere la massa di uranio naturale, depleto e di attinidi allo scarico.

7.1 Metodo analitico

Si richiamano qui alcune semplicissime equazioni, applicabili per il ciclo *once-through* di un reattore (non possono essere applicate a parchi reattore complessi), che permettono di:

- fornire gli ordini di grandezza di alcuni flussi di materiale;
- comprendere le interdipendenze tra alcune grandezze.

Infatti si ritiene che un codice di calcolo sia uno strumento essenziale per ottenere risultati più precisi, ma che sia sempre utile avere sotto controllo gli ordini di grandezza e la “comprensione” del sistema al fine di controllarne le variabili.

Le equazioni sono:

$$- U_{\text{nat}} = U_{\text{dep}} + U_{\text{arr}} \quad (1)$$

dove U_{nat} , U_{dep} , U_{arr} sono le masse di uranio naturale, depleto e arricchito consumato e rilasciato, espresso in massa per unità di energia (ton/TWhe).

$$- 0,7\% \cdot U_{\text{nat}} = t\% \cdot U_{\text{dep}} + a\% \cdot U_{\text{arr}}, \quad (2)$$

dove $t\%=0,2\%$ e $a\%=4,5\%$ sono le % delle code e dell'arricchimento come mostrato in tabella 5.1.

- Dal burn-up si può ricavare la massa di combustibile che si scarica dal reattore per unità di energia:

$$S = 1 / (B \cdot e \cdot 0,024), \quad (3)$$

dove S = combustibile allo scarico (ton/TWhe); B = burnup in GWd/ton (55 in tabella 5.1) ed e =efficienza del reattore (36% in tabella 5.1). La quantità S è uguale a U_{arr} , ovvero, trascurando la trasformazione in massa in energia, il combustibile che entra è lo stesso di quello che esce dal reattore.

$$\text{Dalle 3 equazioni, si ricava } U_{\text{nat}} \text{ (ton/TWhe)} = \frac{a\% - t\%}{0,72\% - t\%} \frac{1}{(B \cdot e \cdot 0,024)} \quad (4)$$

Quindi i flussi di materiale di U_{nat} , U_{depl} , S , sono direttamente ricavabili dai parametri $a\%$, $t\%$, B ed e . Con i dati di tabella 5.1 e le equazioni sopra citate, si possono ricavare i valori di tabella 7.1.

Tabella 7.1. Alcuni valori di flusso di materiale per 1 EPR.

	Massa (tons/TWhe)	Massa (tons/anno)
Massa di U_{nat} consumata	17.4	227.2
Massa di U_{dep} accumulata	15.3	199.7
Massa di combustibile (carico e scarico)	2.1	27.5

Si evidenzia come, mentre la produzione di attinidi allo scarico (in ton/TWhe) dipenda dal particolare ciclo, dallo specifico reattore, dal livello di burn-up, ecc., la produzione dei prodotti di fissione sia quasi un'invariante. Infatti, indipendentemente dal reattore e dal ciclo del combustibile utilizzato, assumendo circa 200 MeV di energia rilasciata per fissione, 1 grammo di fissile produce 1 MWd, quindi la quantità di prodotti di fissione allo scarico del reattore è sempre:

$$FP = 44 \text{ kg/TWh}_{\text{th}} \quad (5)$$

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	NNFISS-LP1-020	0	L	18	68

Il valore, in kg/TWhe, quindi dipenderà perlopiù dall'efficienza del reattore. Con efficienza dell'EPR del 36% questa diventa di circa 122 kg/TWhe.

E' da notare che, in un ipotetico scenario italiano, più verosimilmente l'Italia importerebbe combustibile già fabbricato e quindi il consumo di uranio naturale sarebbe un parametro privo di interesse. Tuttavia si vuole qui tenere uno sguardo completo sul ciclo del combustibile.

7.2 Il codice di scenario COSI

COSI è il codice di scenario sviluppato dal CEA in Francia [Boucher, 2009]. Il codice permette di simulare un parco di reattori nucleari (PWR, SFR, HTR, GFR, ADS, ecc.) insieme agli associati impianti del ciclo del combustibile (arricchimento, fabbricazione riprocessamento, stoccaggio, deposito geologico), inclusi differenti tipi di combustibile (UO₂, MOX, combustibili con attinidi minori, ecc.) e di valutare il costo e la resistenza alla proliferazione del ciclo del combustibile adottato.

COSI è stato progettato per studiare diverse opzioni a breve, medio e lungo termine per l'introduzione di diversi tipi di reattori nucleari e del collegato materiale nucleare. Considera in modo appropriato la composizione isotopica dell'uranio, plutonio, attinidi minori e di alcuni prodotti di fissione.

Ogni famiglia di reattori può essere simulata con un macro-reattore (come per i risultati di questo documento), che rappresenta tutti i reattori, o con tutti i singoli reattori del parco. L'evoluzione della composizione del combustibile e dei materiali nucleari durante la vita del parco reattori è valutata in COSI per mezzo di 2 modelli fisici principali:

- l'*equivalence model* per calcolare l'inventario necessario del materiale fissile per la ricarica del combustibile; usa curve di reattività per ogni tipo di ricarica;
- il modello di calcolo di evoluzione CESAR che usa librerie di sezioni d'urto in funzione dell'arricchimento in ²³⁵U, della quantità di Pu, del bruciamento per ogni tipo di combustibile nei differenti tipi di reattore. Se COSI è accoppiato con CESAR4, prende in considerazione solo gli attinidi; invece se è accoppiato con CESAR5 considera anche 200 prodotti di fissione.

La simulazione che può essere effettuata con il codice COSI è mostrata schematicamente in figura 3, dove le frecce blu mostrano i dati di input necessari per l'analisi (domanda di energia, combustibile e materiale nucleare), le frecce nere mostrano i trasferimenti di materiale nucleare e i cerchi rossi evidenziano il cambio della composizione isotopica del combustibile calcolata dai modelli fisici.

Le librerie di curve di reattività e le sezioni d'urto sono calcolate con APOLLO 2 o ERANOS. Le valutazioni sono state effettuate usando il modello CESAR4.

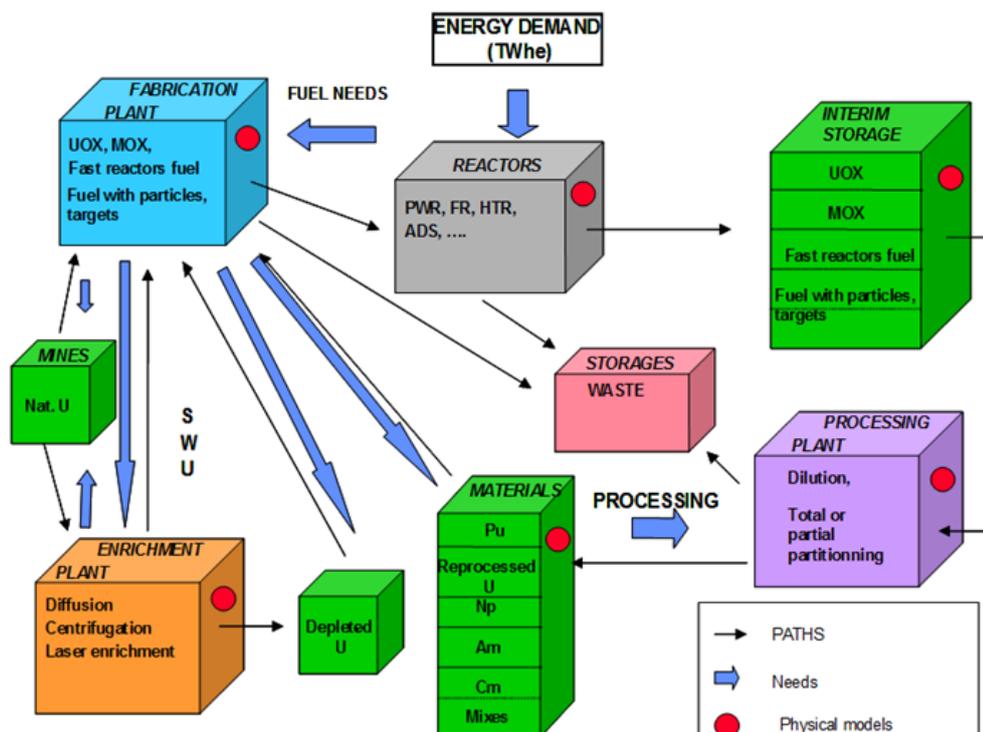


Figura 3. Schema di funzionamento di COSI.

7.3 Il codice di scenario DESAE

Il codice DESAE 2.1 (“Dynamic of Energy System – Atomic Energy”) ([Tsubulskiy, 2006], [Andrianova, 2009]) è stato sviluppato dall’UNK (UNited Knowledge) Group in Russia nel contesto del progetto INPRO promosso da IAEA. Questo strumento permette la stesura di piani di sviluppo energetico su diverse scale geografiche. Il codice è basato su un modello di *mass-flow analysis* che determina le quantità di materiali in gioco nello scenario (Uranio naturale, Zirconio, ecc.), una volta stabiliti gli inputs caratteristici quali: la curva di potenza installata, il tipo di reattori e loro caratteristiche operative, tipo combustibile, *ecc.* Il codice prevede la possibilità di modellare sia un ciclo aperto che un ciclo chiuso del combustibile; nella figura 4a è illustrata la logica di funzionamento del codice. In questo lavoro si assume un ciclo del combustibile aperto.

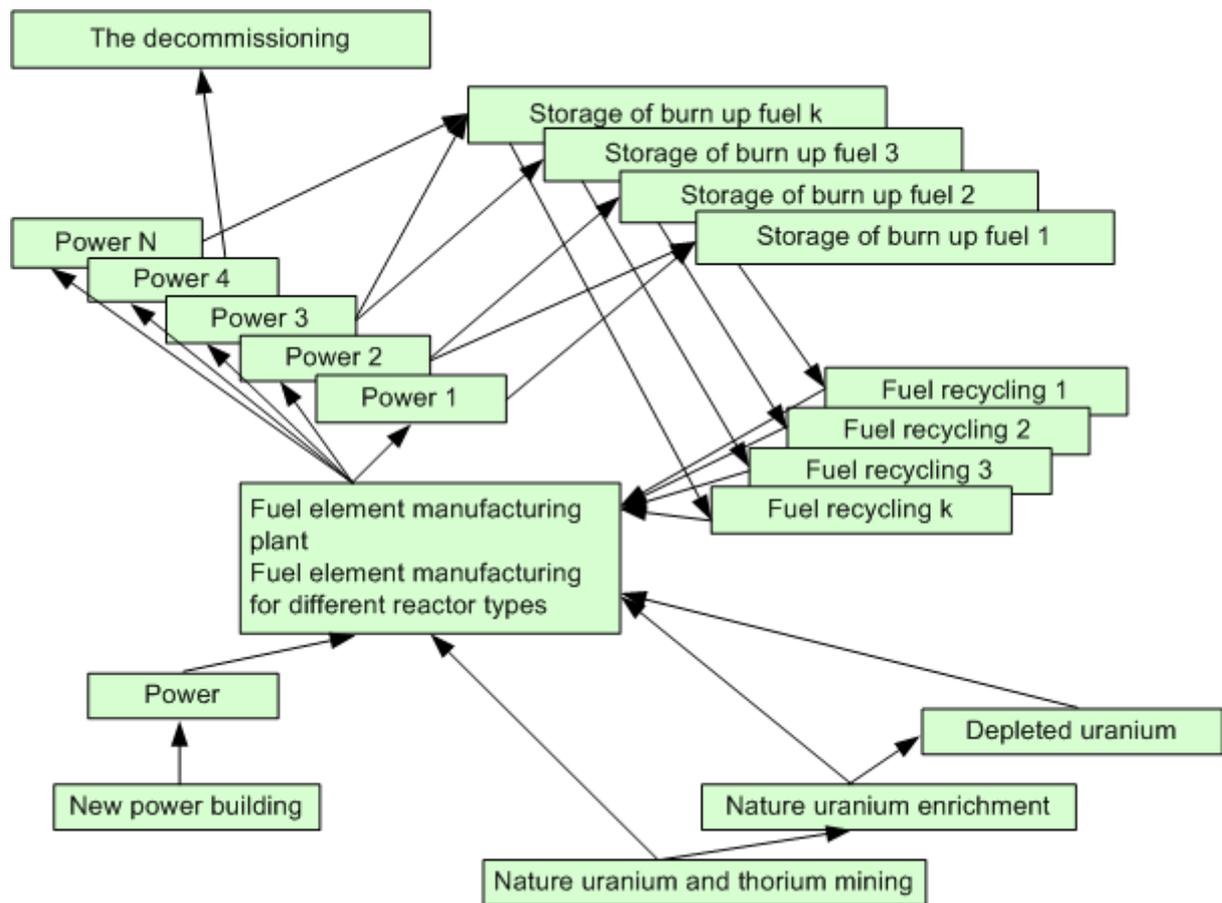


Figura 4a. Logica di funzionamento del codice DESAE 2.2.

Il codice non svolge calcoli relativi al burn-up o alla gestione del nocciolo, ma basa i risultati su un database di composizioni possibili di combustibile fresco, all'equilibrio ed esausto. Le caratteristiche del combustibile includono i dati per le composizioni del nocciolo allo start-up, all'equilibrio e allo scarico per varie tipologie di reattori. Il combustibile irraggiato può derivare da 17 isotopi: ^{232}Th , ^{232}U , ^{233}U , ^{234}U , ^{235}U , ^{236}U , ^{238}U , ^{238}Pu , ^{239}Pu , ^{240}Pu , ^{241}Pu , ^{242}Pu , ^{237}Np , $^{242\text{m}}\text{Am}$, ^{244}Cm , ^{129}I , ^{99}Tc . Il codice calcola inoltre il consumo differenziale e integrale di materiali quali Fe, Cu, Al, Zr.

DESAE 2.1 offre la modellizzazione di 7 tipologie di reattori contemporaneamente in una stessa simulazione e permette una grande flessibilità nelle condizioni e variabili di input: DESAE include una gamma standard di reattori con le relative caratteristiche a cui fare riferimento e allo stesso tempo consente la possibilità di definire nuove tipologie. Questa possibilità è stata sfruttata per includere nel data base il reattore analizzato in questo rapporto. L'attività e la radiotossicità del combustibile irraggiato vengono calcolate, tuttavia la necessità di siti di "stoccaggio" viene determinate solamente dal volume di materiale da confinare. Allo scopo sono calcolati gli inventari di combustibile esausto, prodotti di fissione, uranio depleto, plutonio e attinidi minori.

L'analisi economica con DESAE è limitata, nella versione attuale, alla valutazione del costo globale e annuale dell'investimento capitale, compreso il *decommissioning*, e del costo corrente del kWh sulla base dei costi del ciclo del combustibile e di *operation & maintenance* includendo anche i costi relativi alle eventuali facilities relative al ciclo del combustibile, che vengono considerate anch'esse parte dell'investimento totale.

DESAE è in continuo sviluppo ed è sottoposto a programmi di *testing* nell'ambito della community dell'INPRO Project della IAEA. Il codice è stato sviluppato con il software Matlab ed è disponibile ai partners INPRO e/o paesi membri IAEA che effettuano studi aventi rilevanza per il progetto INPRO.

8. Risultati e confronto

Per quanto riguarda il calcolo della composizione isotopica del combustibile allo scarico, COSI è ritenuto qui il codice di riferimento, in quanto permette un calcolo con le sezioni d'urto valutate specificatamente con uno spettro di un sistema EPR. Il codice DESAE invece, come menzionato prima, non è in grado di fornire queste grandezze ed anzi lo richiede in input. Si è quindi utilizzato come input per DESAE l'output di COSI.

La composizione allo scarico di un reattore EPR fornita da COSI è riportata in tabella 8.1 come media annuale. In realtà il ciclo di un elemento è di circa 411 giorni (370 di irraggiamento + 41 giorni di non disponibilità del reattore), ma si è ritenuto opportuno valutare una media annuale.

Tabella 8.1. Composizione allo scarico di 1 EPR (risultato COSI).

	% sul totale	tons/anno		Totale parziale (tons/anno)	% sul totale	%	
²³⁴ U	0,0207%	5,682E-03	Uranio	2,568E+01	93,547	0,0	
²³⁵ U	0,7245%	1,989E-01					
²³⁶ U	0,6211%	1,705E-01					
²³⁸ U	92,1805%	2,530E+01					
²³⁶ Pu	0,0000%	7,588E-08	Plutonio	3,425E-01	1,248	0,0	
²³⁸ Pu	0,0409%	1,124E-02					
²³⁹ Pu	0,6136%	1,684E-01					
²⁴⁰ Pu	0,3006%	8,251E-02					
²⁴¹ Pu	0,1872%	5,138E-02					
²⁴² Pu	0,1056%	2,899E-02					
²⁴¹ Am	0,0072%	1,975E-03					
^{242m} Am	0,0001%	3,424E-05					
²⁴³ Am	0,0265%	7,270E-03					
²³⁷ Np	0,0812%	2,229E-02	Nettunio	2,471E-02	0,090	90,2	
²³⁹ Np	0,0088%	2,421E-03					
²⁴² Cm	0,0029%	8,030E-04	Curio	4,530E-03	0,017	17,7	
²⁴³ Cm	0,0002%	4,667E-05					
²⁴⁴ Cm	0,0125%	3,419E-03					
²⁴⁵ Cm	0,0008%	2,307E-04					
²⁴⁶ Cm	0,0001%	3,095E-05					
PF wastes	5,0650%	1,390E+00	PF	1,390E+00	5,065		
TOTALE	100,0%	27,45		27,45			

La tabella 8.2 riporta le stesse quantità ma espresse in termini di massa per unità di energia, in quanto sono le unità più significative per un eventuale confronto con altri reattori, altri cicli del combustibile o con altre fonti di energia. Questi risultati sono approssimati in quanto non tengono conto del decadimento degli isotopi, ma sono importanti per avere una stima approssimata delle grandezze in gioco.

Tabella 8.2. Flusso di materiale in output da 1 EPR per unità di energia (senza decadimenti).

	kg/TWhe (a 55 GWd/t)
Uranio	1975,3
Plutonio	26,3
Americio	0,71
Nettunio	1,90
Curio	0,35
Prodotti Fissione	107,0
<u>Totale</u>	<u>2112</u>

Questi dati possono essere confrontati con i dati di letteratura, anche se riguardanti sistemi con burn-up e arricchimento leggermente diverso (si veda Tabella 8.3). I dati appaiono perlopiù congruenti (tra le tabelle 8.2 e 8.3), se si eccettua la quantità dei prodotti di fissione che appare sottostimata da COSI, anche alla luce delle considerazioni di §7.1. La differenza dell'Americio è invece imputabile a differenti tempi di raffreddamento del combustibile.

Tabella 8.3. Produzione di waste da tipici LWR dalla letteratura.

	Dati per LWR a 60 GWd/t e 4.9% ²³⁵U [NEA, 2006]	Dati per LWR a 50 GWd/t e 4.2% ²³⁵U [RED-IMPACT, 2007]
	kg/TWhe	kg/TWhe
Pu	26	29,3
Np	1,9	1,9
Am	1,6	1,7
Cm	0,28	0,2
Prodotti Fissione	130	

Per avere una stima degli attinidi accumulati in deposito, nel corso degli anni, è necessario invece tenere conto dei vari decadimenti e del momento in cui vengono via via scaricati dai vari reattori. Questo può essere effettuato dal codice COSI, con i risultati di figura 4b (raggruppati per elemento) e in figura 4c (principali isotopi).

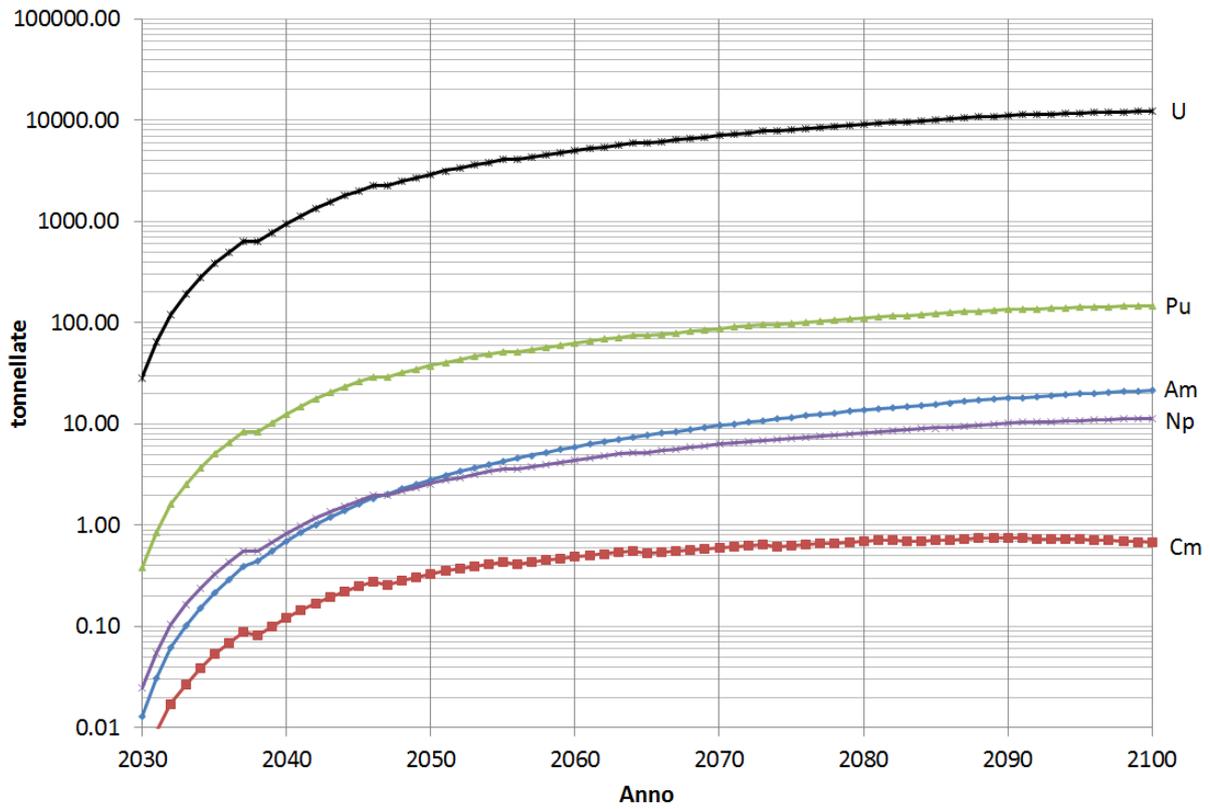


Figura 4b. Accumulo degli attinidi nel deposito da 8 EPR (tenendo conto dei decadimenti).
Raggruppamento in base agli elementi.

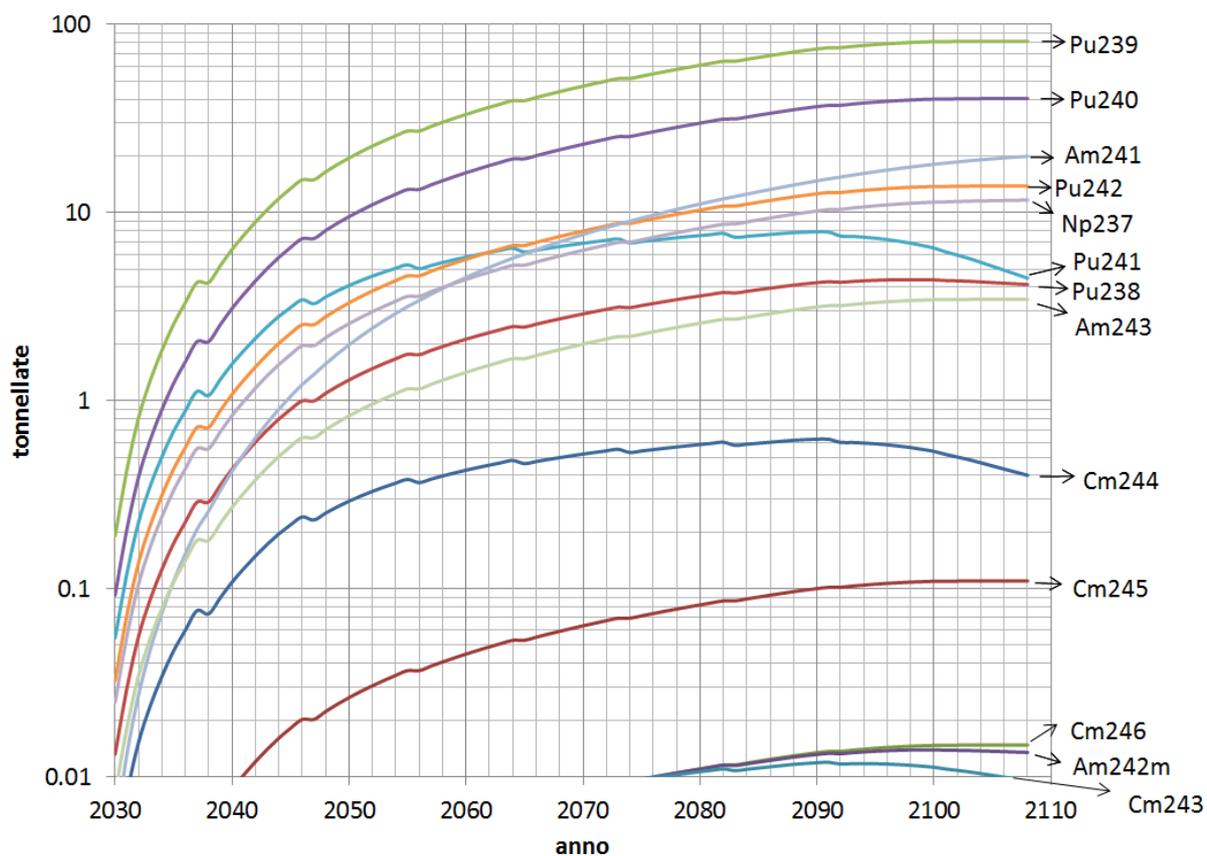


Figura 4c. Accumulo degli attinidi allo scarico degli 8 EPR (tenendo conto dei decadimenti).
Principali isotopi.

Nella tabella 8.4 sono riportati i dati di input utilizzati per il codice DESAE 2.1. Molti dati sono stati presi da [Boarin, 2009]: un'analisi di sensibilità e una ricerca sulle fonti sarebbero auspicabili in un futuro lavoro.

Tabella 8.4. Dati di input adoperati nei calcoli con DESAE.

Reactor capacity (Thermal), GW	4.6
Capacity factor	0.9
Efficiency (electricity)	0.36
Fuel loading (core), t	127.1
Core residence time, days	1480
Cooling time of spent fuel (core), year	5
Construction duration, year	6
Reactor Lifetime, year	60
Decommissioning duration, year	15
Content of U-235 in depleted uranium	0.002
Staff, man/GW(el)	250
Iron consumption, Kg(Fe)/KW(t)	0.125
Copper consumption, Kg(Cu)/KW(t)	0.00007
Zr consumption, Kg(Zr)/Kg(fuel)	0.11
Electricity consumption, KWh(el)/KWh(t)	0.04
Natural uranium price, \$/Kg	60
Separative work price, \$/Kg	110
Fuel fabrication price, \$/Kg	1750
Spent fuel storing at NPP, \$/Kg/year	4
Spent fuel storing at long-time storage, \$/Kg/year	2
Back end dumping of spent fuel, \$/Kg	350
Construction cost of 1 KW plant, \$/KWt	1000
Decommissioning cost of 1 KW plant, \$/KWt	210
Monthly salary paid in plant, \$/(man*month)	4000
Contents of U-235 in the equilibrium loading	0.045
Contents of U-234 in the spent fuel	0.00020699
Contents of U-235 in the spent fuel	0.007245263
Contents of U-236 in the spent fuel	0.006210743
Contents of U-238 in the spent fuel	0.921804805
Contents of Np-237- in the spent fuel	0.000812
Contents of Pu-238 in the spent fuel	0.000409351
Contents of Pu-239 in the spent fuel	0.006135923
Contents of Pu-240 in the spent fuel	0.003005717
Contents of Pu-241 in the spent fuel	0.001871739
Contents of Pu-242 in the spent fuel	0.001056158
Contents of Am-241 in the spent fuel	7.19495E-05
Contents of Cm-244 in the spent fuel	0.000124553
Contents of fision products in the spent fuel	0.05065

8.1 Flussi di materiale

Nelle figure 5 e 6 sono presentati i consumi annuali di uranio naturale ed il totale cumulato.

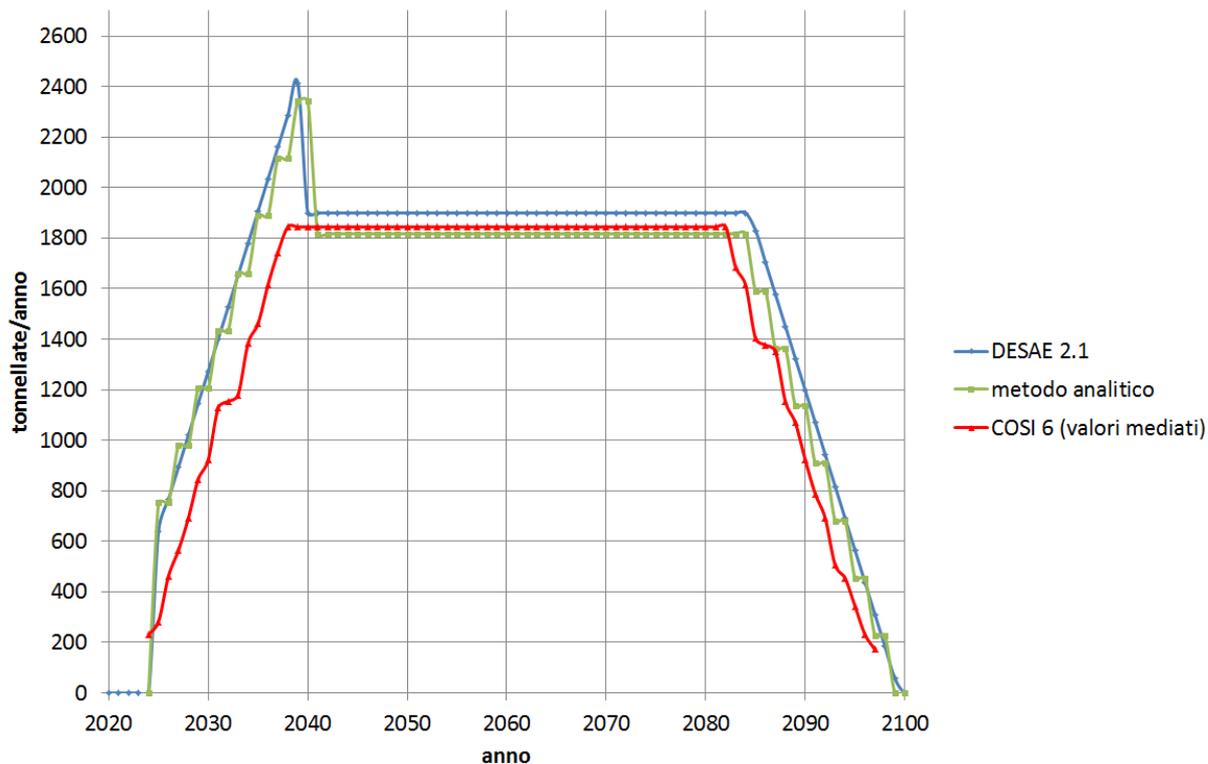


Figura 5. Consumo medio annuo di uranio naturale (con code di ^{235}U di 0,2%).

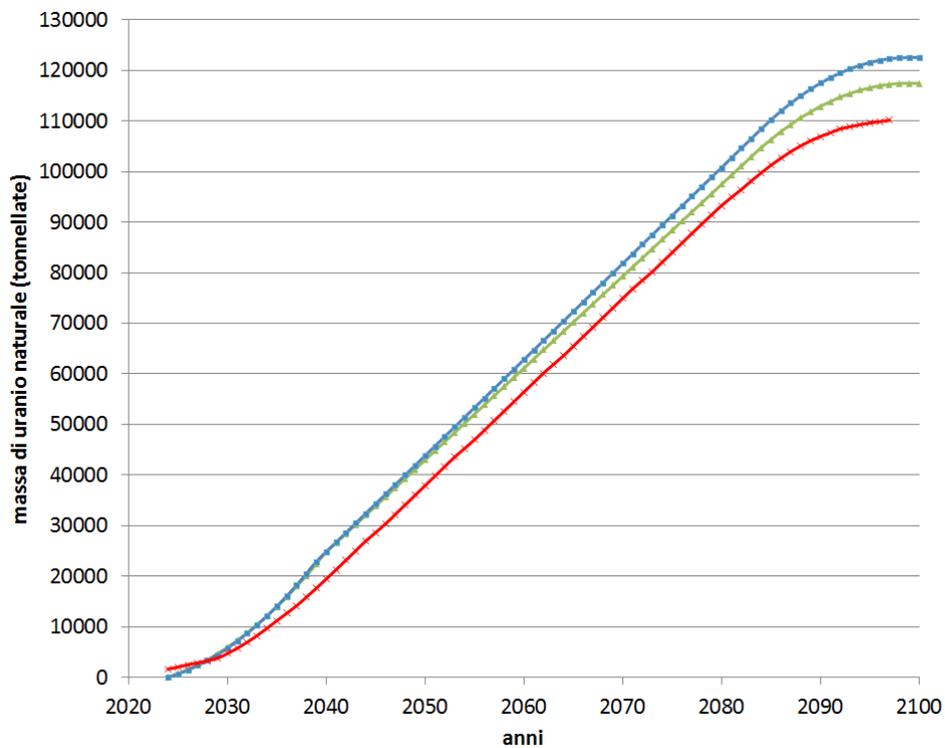


Figura 6. Consumo cumulato di uranio naturale.

La figura 7 mostra l'uranio depleto nel deposito.

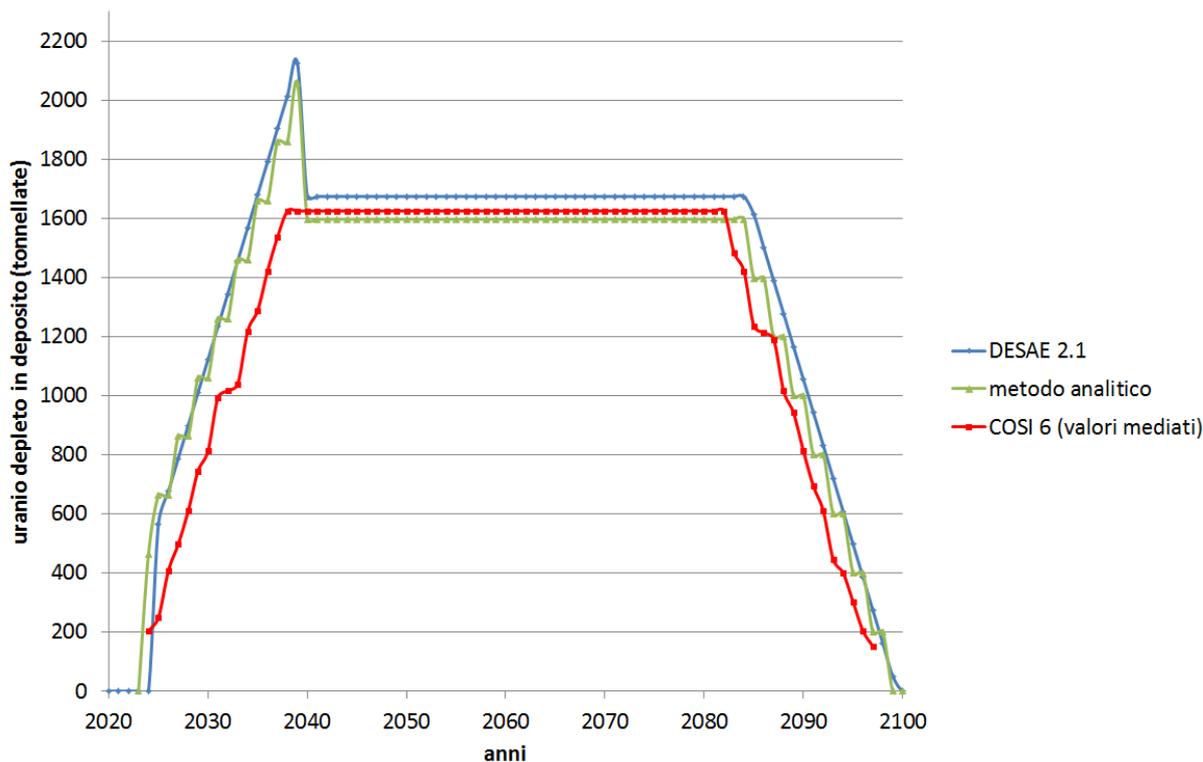


Figura 7. Flusso di uranio depleto in deposito.

Nella figura 8 è riportata la quantità cumulata di combustibile esaurito nel deposito temporaneo (dopo 5 anni dallo scarico del reattore) da destinare a stoccaggio permanente o ad eventuale riprocessamento.

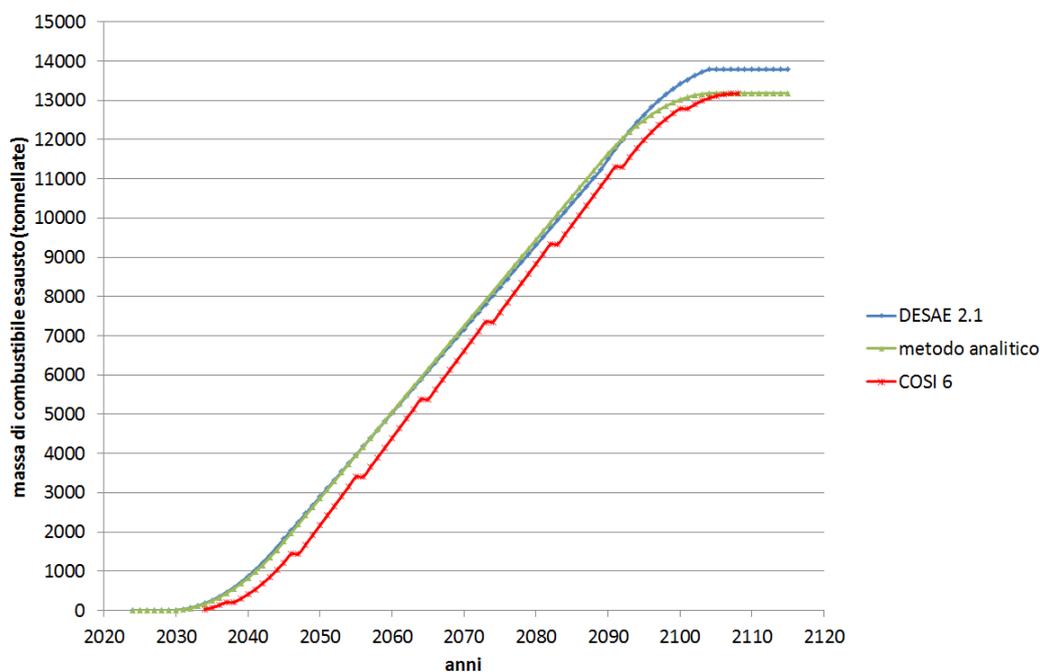


Figura 8. Combustibile scaricato e cumulato in stoccaggio (5 anni dopo lo scarico dal reattore).

Dal confronto si può osservare che:

- gli andamenti sono in generale congruenti tra COSI, DESAE ed il metodo analitico;
- vi sono valori simili a quelli dello scenario 3 di [Boarin, 2009], che anche prevedeva la presenza di 8 reattori tipo EPR¹⁶. Le piccole differenze nei risultati sono attribuibili al fatto che i reattori di riferimento differiscono nel tasso di arricchimento e nella massa totale di combustibile;
- DESAE considera anche il flusso di materiali necessari per la carica iniziale dei reattori. Questo contributo non viene considerato da COSI e questo spiega le discrepanze fino al 2040 ed il valore differente nell'accumulazione.

8.2 Radiotossicità

La figura 9 mostra i valori delle radiotossicità dovuta agli attinidi (escludendo quindi i prodotti di fissione), ottenuti da COSI e DESAE. In questo caso i valori sono notevolmente diversi. La motivazione potrebbe risiedere in parte a diversi valori di coefficienti di conversione adottati (Sv/Bq, ovvero conversione da attività a dose). Tuttavia tali coefficienti non sono specificati né nel manuale di riferimento di COSI [Boucher, 2009], né in quello di DESAE [Andrianova, 2009].

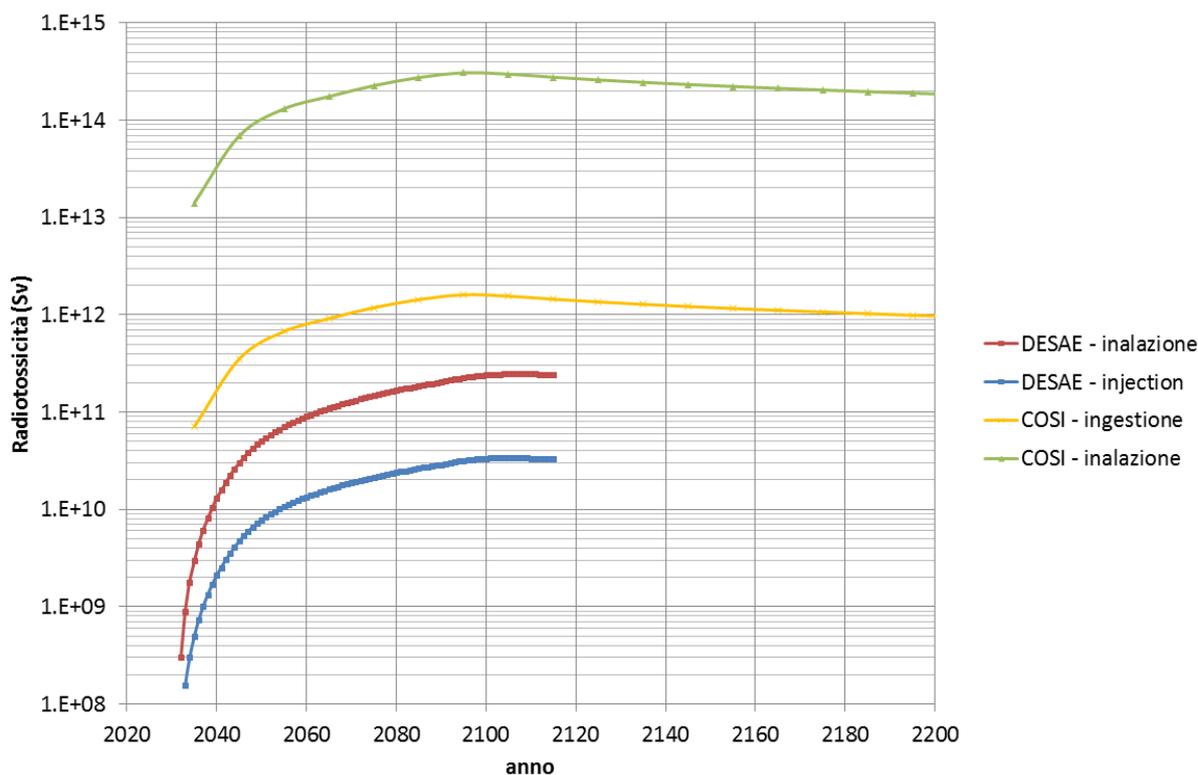


Figura 9. Radiotossicità degli attinidi nel combustibile esausto in funzione del tempo. Confronto COSI vs. DESAE.

Per indagare questa discrepanza è stato eseguito anche un calcolo con il codice di attivazione FISPACT [Forrest, 2001], il quale utilizza i coefficienti di conversione (Sv/Bq) ottenuti dall'

¹⁶ In [Boarin, 2009], a seguito di ipotesi di crescita annua dell'1%, erano stati simulati 8 EPR, a partire dal 2020.

[ICRP, 1996]. Si è usato come input per FISPACT il combustibile calcolato da COSI all'anno 2100 lasciando decadere gli isotopi. Il confronto FISPACT vs COSI è mostrato in figura 10, da cui si deduce un ottimo accordo per quanto riguarda la dose da ingestione, mentre per quella da inalazione vi è circa un fattore 2.5 di differenza.

Le differenze di radiotossicità tra COSI, DESAE e FISPACT andrebbero ulteriormente analizzate per comprendere se sono dovute a differenti coefficienti di conversione o ad altre cause.

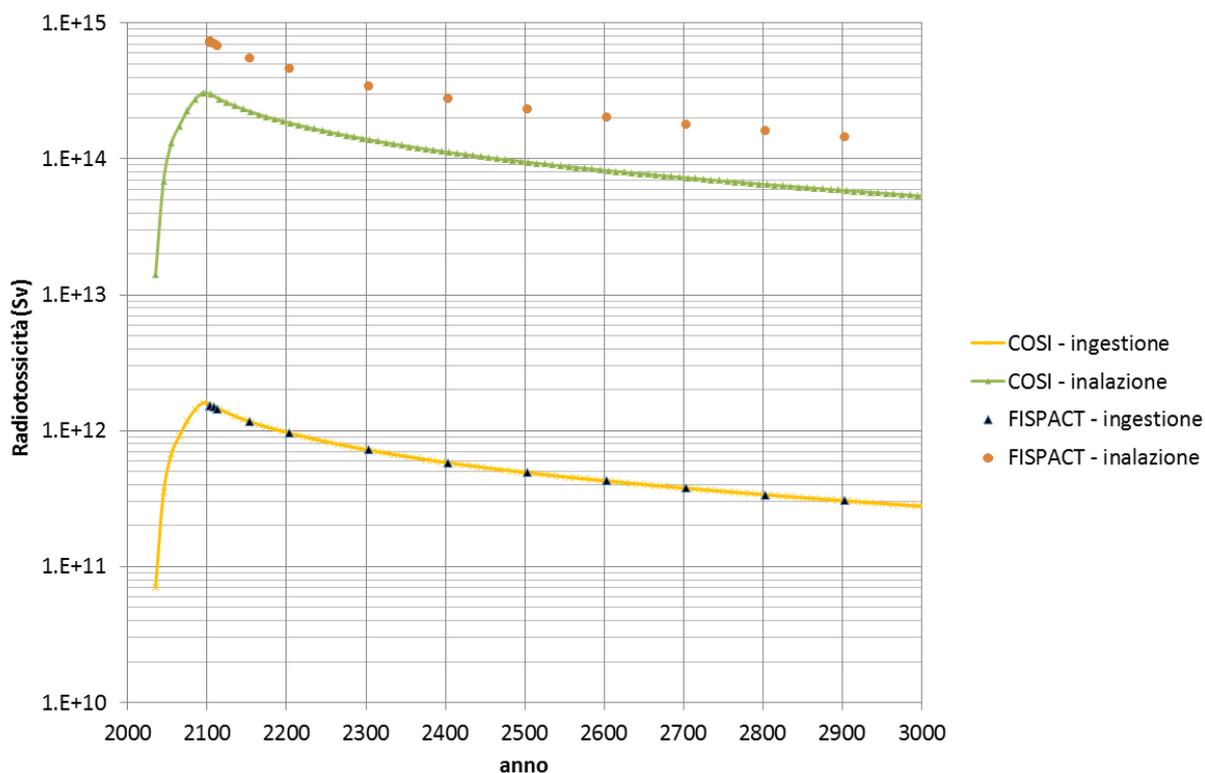


Figura 10. Radiotossicità degli attinidi nel combustibile esausto in funzione del tempo. Confronto COSI vs. FISPACT.

8.3 Fabbisogno materiali strutturali e costi

I costi e la sostenibilità dell'opzione nucleare deve tenere conto anche delle risorse richieste nelle varie fasi del ciclo del combustibile, ad esempio di acciaio, rame e zirconio. Nelle figure 11 e 12 sono riportati i consumi annui e cumulati di zirconio come calcolate da DESAE. Il fabbisogno annuo di acciaio tra gli anni 2025 e 2039 è di 306.7 tonnellate, che comporta un consumo totale di 4600 tonnellate di acciaio. Per il rame i suddetti valori sono rispettivamente di 171.7 kg/anno e 2576.0 kg.

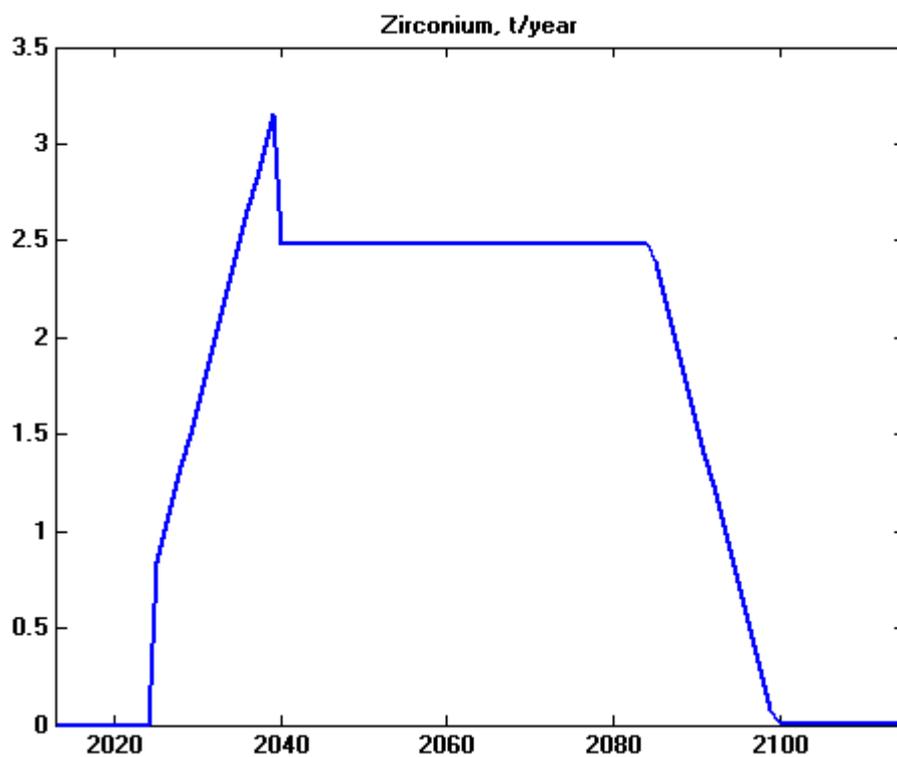


Figura 11. Consumo annuo di zirconio (DESAE).

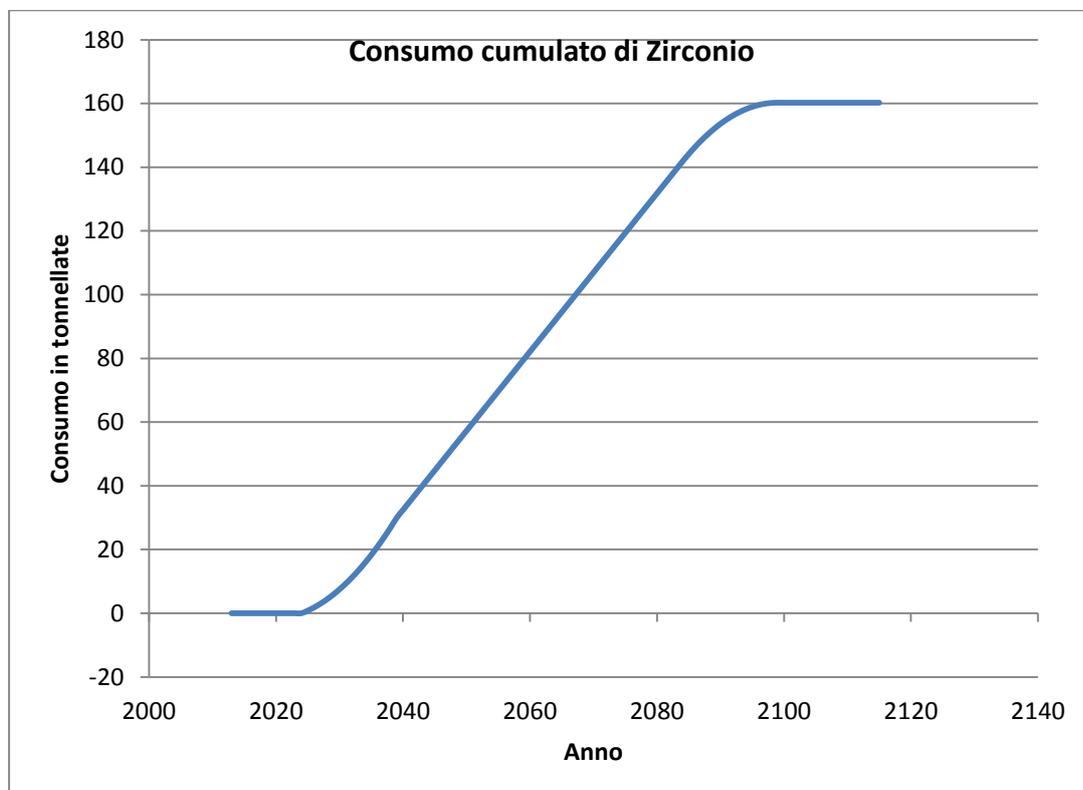


Figura 12. Andamento del consumo cumulato di zirconio (in tonnellate) (DESAE).

Nella figura 13 si può osservare l'andamento dell'investimento annuo: come è già noto l'entità del *decommissioning* è all'incirca un ordine di grandezza minore di quello della costruzione delle centrali.

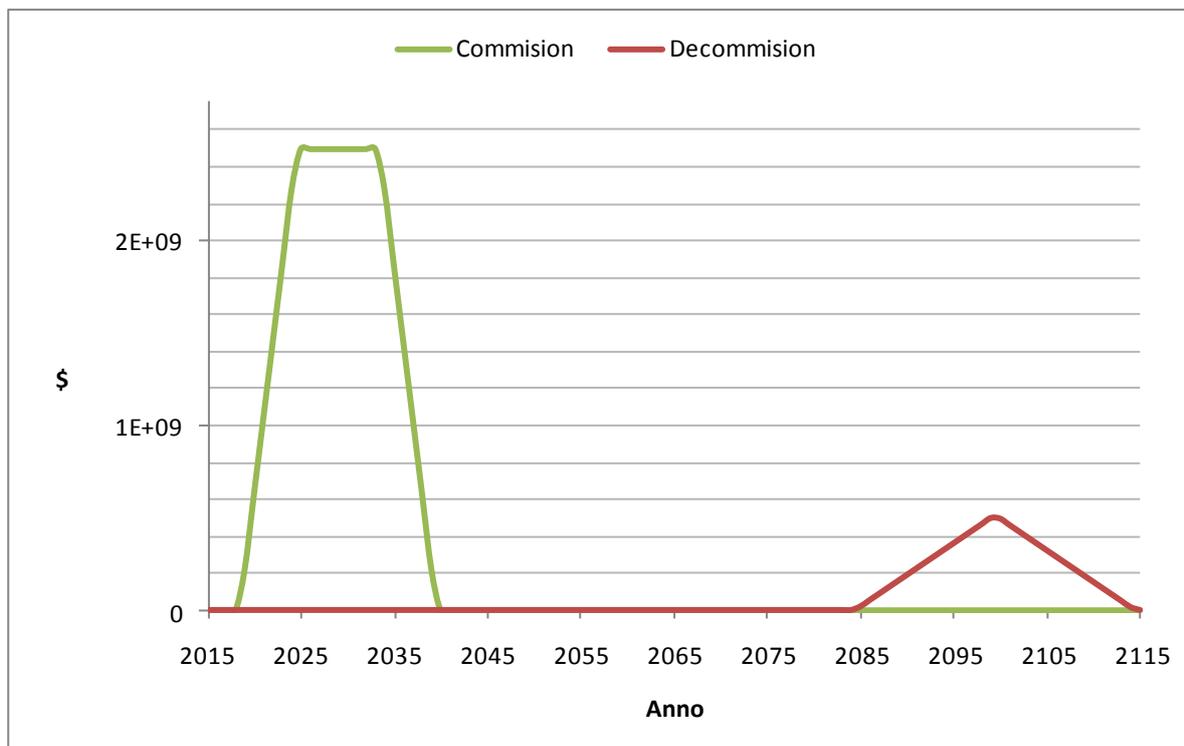


Figura 13. Andamento dell'investimento annuo (DESAE).

9. Considerazioni su resistenza alla non proliferazione e sicurezza nucleare

Non proliferazione e security sono elementi essenziali, assieme alla safety¹⁷, quando si considerano scenari energetici nucleari.

I primi studi sulla non proliferazione risalgono alla fine degli anni '70 con l'INFCE (*International Nuclear Fuel Cycle Examination*) della IAEA, che concluse i suoi lavori con l'affermazione che le misure tecniche hanno un'influenza limitata sulla riduzione del rischio di proliferazione, per la quale sono invece più importanti misure di salvaguardia e istituzionali. Conclusione ancora sostanzialmente valida per cui, anche quando si parla di reattori GenIV, si dà per assodato che non esistano cicli del combustibile privi, in modo assoluto, di rischio di proliferazione nucleare e che gli sforzi siano rivolti ad incrementare la resistenza alla proliferazione: non si tratta di eliminare il rischio ma di ridurlo.

Conclusione analoga si può trarre anche per la security nucleare, in quanto il quadro del terrorismo è molto cambiato dal 2001. La comunità internazionale è tuttavia attiva per rispondere in modo sempre più adeguato ad una minaccia con caratteristiche globali: ne è un ottimo esempio il processo del Nuclear Security Summit, iniziato a Washington nel 2011, e che sta proseguendo in vista del Summit a Seoul nel 2012.

Una analisi di non proliferazione deve considerare sia gli aspetti che la IAEA definisce “estrinseci” e fanno riferimento alle decisioni degli Stati e al loro posizionamento nel quadro internazionale, che quelli “intrinseci” riferibili alle caratteristiche tecniche del ciclo del combustibile.

Per quanto riguarda il primo aspetto, è opportuno ricordare che l'Italia ha siglato tutti gli strumenti internazionali relativi a non proliferazione e sicurezza nucleare e segue standard e raccomandazioni dettate dall'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica IAEA e, in quanto parte dell'Unione Europea, dalla Commissione Europea e dall'EURATOM. La credibilità, inclusa quella delle misure di salvaguardia, è fondamentale a livello internazionale per dare garanzie di non proliferazione e dell'uso pacifico dell'energia nucleare: l'Italia, per la sua storia e per il triplice controllo di salvaguardie (nazionale, europeo, internazionale), non ha certo problemi di credibilità ed è perfettamente inserita nel quadro internazionale di sicurezza e non proliferazione. Non vi sono quindi problematiche aperte dal punto di vista degli aspetti estrinseci della non proliferazione.

Una descrizione delle metodologie sviluppate a livello internazionale per la valutazione della resistenza alla proliferazione nell'ambito del GenIV *Proliferation Resistance and Physical Protection Working Group* e del progetto INPRO della IAEA è disponibile tra la documentazione prodotta da ENEA nell'ambito dell'accordo di programma ENEA-MSE per la ricerca di sistema elettrico ([Padoani, 2009a], [Padoani, 2010]). In un altro documento ([Padoani, 2009b]) si è affrontato estesamente il tema della security nucleare nel suo insieme, includendo anche un approccio per il deposito nazionale per lo smaltimento di rifiuti radioattivi.

¹⁷ A livello internazionale si è adottata la terminologia 3S per indicare Salvaguardie (non proliferazione), Safety e Security.

Uno studio dettagliato sulla proliferazione e security richiede la descrizione dell'intero ciclo del combustibile e quindi presuppone l'esistenza di una precisa strategia energetica nazionale, inclusa la possibilità che parti del ciclo del combustibile siano in paesi diversi da quelli che ospitano i reattori, ad esempio in centri multinazionali a livello regionale.

A livello italiano, tale strategia tuttavia non è stata resa nota. Necessariamente le prossime considerazioni saranno per grandi linee e con alcune indicazioni di massima sugli effetti sulla non proliferazione e security di determinate decisioni sul ciclo del combustibile.

Lo scenario per queste valutazioni è quello ipotizzato in questo documento e mostrato in figura 14 in termini di potenza installata, cioè un ciclo in cui il combustibile scaricato da 8 reattori di grossa taglia (EPR) viene man mano accumulato, per usi da definire, in quello che viene qui chiamato stoccaggio temporaneo.

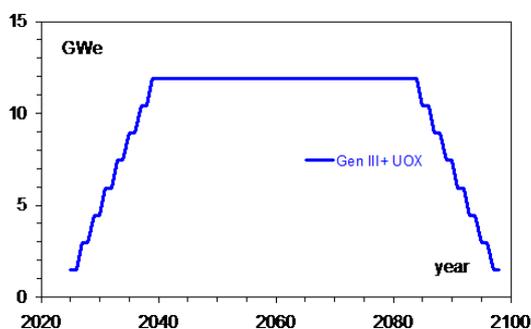


Figura 14. Potenza installata nello scenario di riferimento con load factor 90% (COSI).

9.1. Non proliferazione

Dal punto di vista della non proliferazione, i reattori non sono la parte più sensibile: arricchimento e riprocessamento sono notoriamente i processi più critici e anche i più complicati in termini di controllo e implementazione delle misure di salvaguardie. Ma in realtà tutte le fasi del ciclo del combustibile hanno un impatto sulla non proliferazione e vanno presi in conto per fare una valutazione globale.

L'opzione adottata per la fine del ciclo (ciclo aperto o ciclo chiuso) è la più importante in termini di non proliferazione, avendo conseguenze sia a livello di impianti necessari (arricchimento o riprocessamento), tipo di combustibile (fabbricazione con MOX/AM), disegno del reattore (con riciclo di Pu, trasmutazione AM, presenza di elementi fertili, ecc.), quantità di materiale sensibile disponibile nelle varie fasi del ciclo, tempo di raffreddamento, numero di trasporti, o gestioni rifiuti.

In linea di massima un ciclo chiuso è considerato avere una maggiore resistenza alla proliferazione, ma non è una opinione universalmente accettata. Si cita a questo proposito il Rapporto preliminare di un gruppo di lavoro istituito dalla Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future (BRC) per valutare le tecnologie per il ciclo del combustibile esistenti e in stadio di R&S, utilizzando criteri multipli che includono costi, safety, risorse, non proliferazione e security [BRC, 2011].

Da un lato, l'esistenza di impianti di riprocessamento (e quindi di Pu separato dai prodotti di fissione) pesa contro il vantaggio di ridurre la quantità di Pu accumulata nello stoccaggio e deposito. D'altro lato, la rilevanza degli impianti di arricchimento per la non proliferazione è fatto noto, anche se bilanciata dal fatto che non esistono stadi del ciclo in cui sia disponibile in forma separata materiale nucleare direttamente utilizzabile.

Per queste valutazioni preliminari si sono analizzati alcuni elementi critici del ciclo del combustibile, utilizzando il codice COSI per quantificare alcuni parametri utili per la loro analisi:

- Arricchimento
- Composizione del combustibile durante il ciclo
- Reattore (riciclo Pu e/o AM, presenza o meno di elementi fertili)
- Riprocessamento e fabbricazione.

Arricchimento

L'arricchimento, come già accennato è uno dei punti critici per la non proliferazione per via della possibilità di utilizzare gli impianti esistenti per arricchire l'uranio oltre il valore di soglia al di sopra del quale non si può escludere la costruzione di un ordigno nucleare (20% di U-235): a partire da questa soglia si parla di High Enriched Uranium (HEU), al di sotto si parla di Low Enriched Uranium (LEU). Per i reattori di potenza l'arricchimento è generalmente inferiore al 5% di U-235.

Nello scenario considerato non vengono fatte ipotesi sulla fonte del combustibile arricchito, anche perché non sono state indicazioni neanche dai decisori politici. Tuttavia, sia che l'impianto di arricchimento sia posto sul territorio nazionale o sia invece in altro paese europeo (o non), o che il combustibile già fabbricato venga fornito dall'estero, non cambia il senso di queste considerazioni.

Nel caso chiusura del ciclo e riprocessamento del combustibile bruciato per estrarre plutonio da riutilizzare come combustibile MOX, la necessità di impianti di arricchimento diminuirebbe man mano che il Pu sostituirà il LEU come combustibile; a lungo termine si potrebbe ipotizzare solo combustibile con plutonio e uranio naturale. In questa ipotesi non vi sarebbe più necessità di impianti di arricchimento.

La durata del periodo in cui impianti di arricchimento sarebbero comunque richiesti, e coesisterebbero con impianti di riprocessamento, dipende dalle strategie energetiche adottate (es. numero di reattori veloci introdotti). Si tratta comunque di un periodo rilevante e paragonabile ai tempi considerati in questo scenario, in cui nonostante non vengano installati nuovi reattori oltre il 2039, vi è comunque la necessità di disporre di LEU fino all'ultima ricarica dell'ultimo reattore.

In conclusione, fino alla fine del secolo non vi sono sostanziali modifiche al rischio di proliferazione nucleare legati alla presenza di impianti di arricchimento, sia in caso di ciclo aperto che ciclo chiuso.

Composizione del combustibile durante il ciclo (U, Pu, MA)

La composizione del combustibile è un parametro chiave in quanto si riflette direttamente sul disegno di un ordigno (masse critiche, difficoltà tecniche di progetto e fabbricazione) e sulla strategia per entrare in possesso del materiale. Seguendo la definizione IAEA (2002), a seconda del tipo di materiale le quantità significative (SQ¹⁸), sono:

Tabella 9.1. Quantità Significative (SQ) secondo la definizione IAEA.

Materiale	SQ
<i>Materiale nucleare – uso diretto</i>	
Pu (< 80% ²³⁸ Pu)	8 kg
²³³ U	8 kg
HEU (>20% ²³⁵ U)	25 kg ²³⁵ U
<i>Materiale nucleare – uso indiretto</i>	
LEU (<20% ²³⁵ U)	75 kg ²³⁵ U
Uranio naturale	10 t
Uranio depleto	20 t
Torio	20 t

Si noti che la IAEA considera che il plutonio non debba essere soggetto a salvaguardie (e quindi non sia utilizzabile per un ordigno nucleare) quando la percentuale di Pu-238 è maggiore del 80%. Per l'uranio (HEU e LEU) viene dato il contenuto in U-235 per tenere conto dei diversi tenori di arricchimento: ad es. la SQ è di 125 kg per HEU al 20% di U-235, contro i 28 kg per HEU al 90% di U-235.

La metodologia GIF [GIF, 2006] fornisce una classificazione del materiale sulla base delle “preferenze” di un presunto stato interessato a costruire la sua prima bomba (partendo dal materiale più desiderabile e quindi a maggiore rischio proliferazione): HEU, Pu “weapon-grade” (WP-Pu), Pu da reattore commerciale “reactor-grade” (RG-Pu), Pu riciclato “deep-burn” (DB-Pu) e infine LEU. La logica seguita è quella che l'HEU è generalmente “preferibile” al plutonio, qualunque sia la composizione di quest'ultimo, in quanto il suo basso tasso di fissione spontanea facilita grandemente il disegno di un ordigno, rendendo superflua la sperimentazione.

Nella comunità di esperti di non proliferazione, non esiste tuttavia una classificazione universalmente accettata di “attractiveness” e le principali metodologie usano categorie diverse. La discussione è ancora aperta e tiene conto degli sviluppi della tecnologia e di varie opzioni di ciclo del combustibile, incluso quello uranio-torio. In particolare, si sta affermando il concetto di porre sullo stesso piano, in termini di “attractiveness”, HEU (>90% U235), WG-Pu, U-233 (con meno di 25 ppm di U-232) e anche il nettunio (Np-237). La tabella seguente [Albright, 2005] riporta alcune delle caratteristiche che determinano la qualità e quindi la “attractiveness” del materiale nucleare.

¹⁸ Quantità Significativa (SQ): quantitativo di materiale nucleare disponendo del quale, tenendo conto di processi conversione, non si può escludere la realizzazione di un ordigno nucleare esplosivo.

Tabella 9.2. Proprietà significative di alcuni Attinidi, da [Albright, 2005].

Nuclide	Half-Life (years)	Critical Mass (kg)	Heat Emission Rate (Watts/kg)	Spontaneous Fission Neutron Emission Rate (n/kg/sec)	Gamma Ray Dose Rate (mSv/hr/kg at 1 cm)
U-235	7.038×10^8	53	negligible	negligible	negligible
Np-237	2.14×10^6	56	negligible	negligible	1.04
Pu-238	87.74	10	567	2.59×10^6	0.19
Pu-239	24,119	13	1.9	16	0.05
Am-241	433.6	60	114	1 375	50
Am-242 _m	141	9(a)	1.5 – 380(b)	$4.6 \times 10^4 - 6.5 \times 10^7$ (b)	6,500(c)
Am-243	7,370	150(a)	6.4	714	38

a) Calculated

 b) The lower values of heat and neutron emissions correspond to freshly separated Am-242_m. These values increase sharply as the curium radioactive daughter product accumulates and decays.

c) The gamma ray dose rate includes the contribution from the curium daughter.

Source: IAEA

La composizione isotopica del plutonio dipende dal tipo di reattore, dalle condizioni operative e dalle strategie di riciclo. La distinzione in WG-Pu, RG-Pu e DB-Pu è generalmente legata al contenuto degli isotopi dispari (Pu-239 e 241), seguendo la definizione¹⁹ del GIF PR&PP Working Group:

Tabella 9.3. Definizioni sulla base della composizione isotopica del plutonio (GIF PR&PP WG).

	$^{239}\text{Pu} + ^{241}\text{Pu}/\text{Pu}$ (%)
“weapon-grade” (WG-Pu)	circa 94 %
“reactor-grade” (RG-Pu)	circa 70 %
“deep-burn”(DB-Pu)	circa 43 %

Nello scenario considerato il combustibile caricato è UO₂ con arricchimento 4,5% (in peso) in U-235. Quindi in tutte le fasi del ciclo l'uranio non può essere utilizzato direttamente in un ordigno nucleare senza essere ulteriormente arricchito e viene considerato ad elevata resistenza alla proliferazione.

Durante l'irraggiamento viene prodotto plutonio che, almeno fino a che rimane nel reattore, non è a rischio proliferazione.

Nel nostro scenario, dopo poco più di un anno di irraggiamento una parte degli elementi di combustibile vengono scaricati e posti a raffreddare in rastrelliera, sempre all'interno del contenimento del reattore. Il periodo di raffreddamento deve essere tale da portare la potenza residua ad un valore prefissato: nell'ipotesi di un limite di 40 kW sono necessari 5 anni. Dopo di che gli elementi possono essere trasportati in uno stoccaggio temporaneo dove rimarranno per un periodo che dipenderà dalla strategia nazionale sul ciclo del combustibile. Nel caso la scelta sia di ritrattare il combustibile, sarà necessario aspettare ancora circa un anno per arrivare ad una potenza residua compatibile con il processo di riprocessamento, cioè circa 7kW.

¹⁹ Esistono più definizioni, questa è quella utilizzata nella metodologia del PR&PP WG “*Evaluation Methodology for Proliferation Resistance and Physical Protection of Generation IV Nuclear Energy Systems- Revision 5*”, GIF/PRPPWG/2006/005, 30 novembre 2006.

In mancanza di indicazioni sulla strategia nazionale su fine ciclo, per queste valutazioni si assume che dopo poco più di 6 anni (irraggiamento + raffreddamento in rastrelliera) gli elementi di combustibile vengano rimossi dal contenimento del reattore per essere alloggiati (e accumulati) in uno stoccaggio temporaneo. È da questo momento in poi che il materiale diventa potenzialmente accessibile.

Dai dati della tabella 8.1 nel Capitolo 8, che mostrano la composizione allo scarico per 1 EPR, si possono evidenziare i seguenti punti.

La maggior parte del combustibile esaurito continua ad essere uranio (94%), mentre il plutonio è meno del 1,3%; gli attinidi minori sono un decimo del plutonio.

La composizione isotopica del Pu è quella tipica di un RG-Pu (circa 64% di Pu-239+241) e, con meno del 4% di Pu-238, rientra tra i materiali soggetti a salvaguardie.

Un EPR scarica in media circa 343 kg di plutonio all'anno e, a fine vita (60 anni), circa 20 ton di plutonio. Nel caso di 8 EPR la quantità totale di plutonio scaricato a fine vita dell'ultimo reattore sarà di circa 150 ton.

Nella realtà le ricariche interessano un quarto del nocciolo e vengono effettuate, in questo scenario, dopo 411 giorni. Pertanto, ad ogni operazione di carico/scarico verranno scaricati circa 60 elementi contenenti ciascuno approssimativamente 6,4 kg di Pu, cioè poco meno di 1 SQ.

La figura seguente mostra l'accumulo di plutonio scaricato nel tempo da 8 EPR nello scenario ipotizzato. La linea rossa si riferisce al plutonio negli elementi di combustibile inviati allo stoccaggio temporaneo dopo i 5 anni di raffreddamento in rastrelliera. La linea blu mostra il plutonio negli elementi di combustibile ancora in rastrelliera per il raffreddamento. Si noti che in tutte queste fasi il plutonio è all'interno degli elementi di combustibile e quindi mescolato ad attinidi minori e prodotti di fissione.

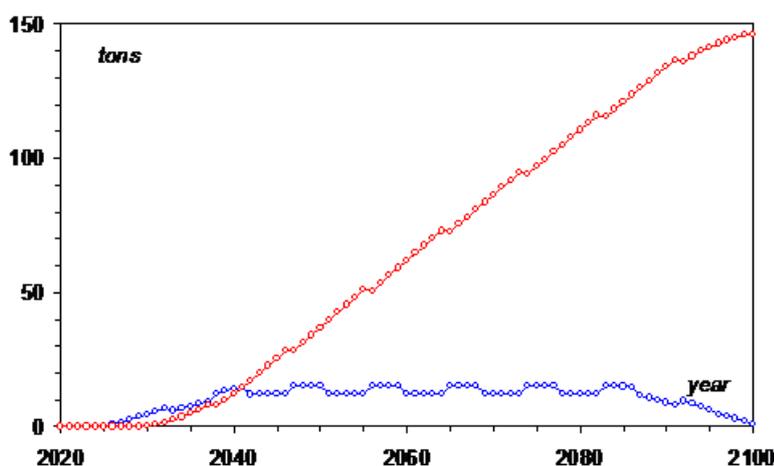


Figura 15. Accumulo di plutonio scaricato da 8 EPR (scenario di figura 14).
Linea blu: in raffreddamento. Linea rossa: in stoccaggio temporaneo.

Oltre al plutonio vengono prodotti anche nettunio, curio e americio. In particolare da un reattore vengono scaricati annualmente, in media, 25 kg di nettunio, con un contenuto del fissile Np-237 pari al 90%. Per 8 EPR la produzione a fine vita (60 anni) sarebbe di circa 11 ton.

Allo scarico ogni elemento conterrà poco meno di 0,5 kg di nettunio. La IAEA non ha incluso per ora il nettunio (né gli altri AM) tra i materiali soggetti a salvaguardia²⁰, e quindi non esiste il concetto di Quantità Significativa per il Np. Dai pochi dati resi pubblici [Sanchez, 2008], e da calcoli da noi effettuati [Glinatsis, 2007], risulta una massa critica nuda attorno ai 60 kg, valore che, con un riflettore di nichel, si ridurrebbe significativamente. Nel nostro scenario, per produrre una massa critica nuda sarebbe necessario recuperare tutto il nettunio scaricato in due batches.

Analogamente alla precedente figura sul plutonio scaricato, la figura seguente mostra l'accumulo di nettunio nello stoccaggio temporaneo (linea rossa) e in rastrelliera durante il raffreddamento (linea blu). Si noti che al momento il recupero del nettunio non è effettuato su larga scala da nessun paese.

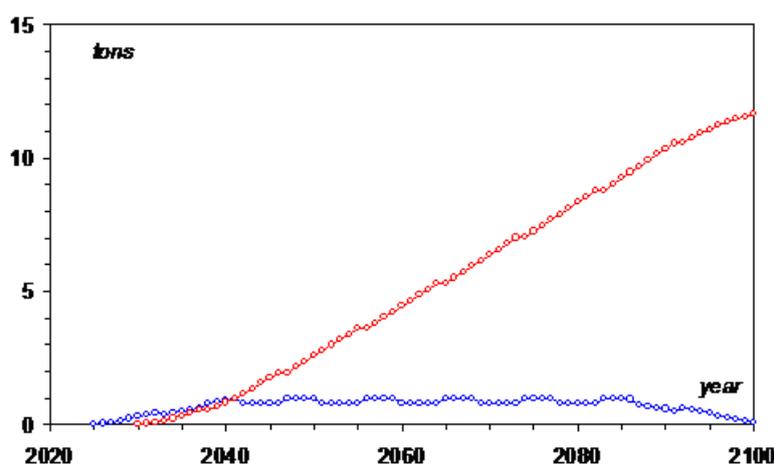


Figura 16. Accumulo di nettunio scaricato da 8 EPR (scenario di figura 14).
Linea blu: in raffreddamento. Linea rossa: in stoccaggio temporaneo.

Riprocessamento

Nel combustibile scaricato attinidi minori e prodotti di fissione agiscono da barriera a protezione del plutonio. Tuttavia questa barriera radioattiva si riduce nel tempo e rende il plutonio più accessibile. Adeguate misure di salvaguardia e protezione fisica devono quindi essere messe in conto per evitare la creazione di “miniere di plutonio”. In considerazione delle grandi quantità di plutonio e AM che verrebbero ad accumularsi nello stoccaggio temporaneo sulla base dello scenario ipotizzato in questo documento, è opportuna qualche riflessione sugli effetti di un ciclo chiuso in termini di resistenza alla proliferazione.

Si noti che l'Italia ha deciso di riprocessare il combustibile scaricato dai reattori ormai in fase di decommissioning e, grazie ad accordi bilaterali, questa operazione è stata e viene effettuata

²⁰ IAEA Board of Governors, 1999.

all'estero, in passato in Inghilterra (Sellafield), attualmente in Francia (La Hague). Sulla base di questi accordi, in entrambi i casi, in Italia ritorneranno solo rifiuti ad alta attività vetrificati.

Nell'ipotesi di riciclo di plutonio, la composizione isotopica varierà e in particolare si ridurrà la percentuale di Pu-239+241; ma anche in caso di più ricicli ("deep burn") in reattori veloci, il plutonio manterrà caratteristiche proliferanti secondo i parametri IAEA (Pu-238 < 80%), sebbene meno "attractive". Dal punto di vista della proliferazione avrà un impatto significativo la scelta di una strategia che preveda l'uso di "breeders" per incrementare la sostenibilità dell'opzione nucleare. Infatti, se gli elementi fertili (normalmente U depleto o naturale) vengono posti come mantello radiale, la composizione del plutonio potrebbe diventare paragonabile a quella del WG-Pu [Cicognani, 1987]. L'utilizzo di mantelli assiali, anziché radiali, ridurrebbe tuttavia il rischio proliferazione sia per il maggiore tasso di burn up che per la strategia di refuelling e di riprocessamento.

La distribuzione di plutonio nelle varie parti del ciclo del combustibile è molto diversa nel caso di ciclo chiuso. Da un lato, verrebbe ridotta la grande quantità di plutonio accumulata e, nel nostro scenario, posta in uno stoccaggio intermedio: la quantità lì presente diminuirebbe man mano che il combustibile viene riprocessato. Dall'altro, si avrebbe plutonio in forma separata, con o senza AM, anche nella parte di front-end del ciclo del combustibile, come nella fabbricazione di MOX.

La presenza di Pu in forma separata in varie parti del ciclo, inclusi trasporti, è una delle critiche principali al ciclo chiuso in termini di proliferazione nucleare. Il riciclo del Pu senza separazione dagli AM è considerato un elemento intrinseco positivo, principalmente grazie alla presenza di americio e curio, entrambi forti gamma emettitori, che garantirebbero una elevata barriera di radiazione anche nel front-end del ciclo. Inoltre il Cu-244 ha un elevato tasso di fissione spontanea e riduce l'"attractiveness" del materiale nucleare.

Nel concetto di reattore "adiabatico" descritto nel Capitolo 11, gli attinidi (U, Pu, AM) non verrebbero mai separati e, al limite, tutto il Pu+AM verrebbe riutilizzato nel combustibile (a parte le perdite di riprocessamento) e il deposito conterrebbe solo prodotti di fissione. Dal punto di vista della proliferazione nucleare, rimarrebbero comunque le problematiche legate alla presenza di impianti di ritrattamento (e fabbricazione) sulle quali avrebbe un impatto determinante la possibilità di effettuare ricicli omogenei, per i quali gli aspetti di fattibilità sono tuttora da chiarire.

A bilanciare gli effetti positivi di non separare Pu e AM, oltre alle difficoltà tecniche nella fabbricazione e manipolazione, intervengono le maggiori complicazioni nell'applicazione delle misure di salvaguardia. Per quanto gli attinidi minori rendano il materiale più intrinsecamente protetto in quanto poco decontaminato, gli AM sono ancora degli "sconosciuti" o quasi nel mondo delle salvaguardie in termini di tecnologia e strumentazione [Padoani, 2009a], anche se è ipotizzabile che la ricerca attualmente in corso fornirà in futuro le soluzioni richieste.

Anche indipendentemente dalla presenza di AM, le quantità di plutonio presenti negli impianti di ritrattamento e fabbricazione sarebbero tali da mettere in difficoltà il sistema di salvaguardie internazionali, almeno così come è concepito ora. Con un ordine di grandezza previsto di centinaia di migliaia di tonnellate, quello che nella terminologia delle salvaguardie

viene chiamato “Material Unaccounted For (MUF)” può rappresentare un problema molto serio. Per questo motivo, nuovi approcci operativi (es. monitoraggio remoto dei processi) sono studiati e testati dalla IAEA in grandi impianti, così come la progettazione di nuovi impianti sulla base del concetto di “safeguards by design”.

Un'altra problematica associata al ciclo chiuso è il trasporto di grandi quantità di plutonio, sia separato che non. Anche in considerazione di questo fattore sono stati proposti centri multinazionali per il ciclo del combustibile, ad esempio con la co-locazione di impianti di stoccaggio, ritrattamento e fabbricazione. Nell'ipotesi di un centro regionale europeo, rimarrebbe il problema del trasporto di combustibile da/verso Italia, ma occorre sottolineare che l'Italia ha già molta esperienza nel trasporto di combustibile irraggiato.

9.2. Security

Il furto di materiale nucleare e il sabotaggio di impianti e durante i trasporti sono gli elementi di security nucleare da considerare.

Settembre 2001 ha rappresentato una svolta nella protezione del materiale e impianti nucleari, evidenziando fattori di rischio fino ad allora non ritenuti plausibili. In particolare per la protezione degli impianti sono stati presi in considerazione non solo fattori incidentali o naturali, ma anche azioni criminose in grado di causare rilasci di radioattività. Questo ha portato ad un adeguamento delle procedure e al rafforzamento delle azioni di risposta nell'emergenza. L'Emendamento del 2005 alla Convenzione sulla Protezione Fisica dei Materiali e Impianti Nucleari (CPPNM) è una conseguenza di questo nuovo atteggiamento a livello internazionale.

Negli ultimi anni si è ulteriormente rafforzato lo sforzo internazionale vedendo in prima linea sia l'Amministrazione americana del presidente Obama che la IAEA. A questo riguardo si noti che la messa in sicurezza del materiale nucleare, in particolare HEU e plutonio, è il tema centrale del processo del Nuclear Security Summit; e, dopo Fukushima, ancora più attenzione è posta sulla minaccia di sabotaggio degli impianti sia a livello europeo che internazionale (IAEA e NEA).

La security di un impianto dipende da fattori non solo tecnici e le misure di protezione adottate variano a seconda della minaccia che viene assunta (*design basis threat*). Il tipo e composizione del materiale nucleare hanno una influenza sul livello di protezione che verrà adottato, così come la valutazione della minaccia terroristica, seguendo sia il concetto di difesa in profondità (*defence in depth*) che di approccio graduale (*graded approach*).

Dal punto di vista della security la problematica non riguarderebbe solo il plutonio e HEU, e la possibilità di costruzione di un ordigno nucleare (*Improvised Nuclear Device - IND*), ma tutto il materiale radioattivo (incluso il plutonio) presente negli elementi di combustibile. Infatti una delle minacce considerate plausibili è quella derivante da ordigni esplosivi per la dispersione di materiale radioattivo (*Radiological Dispersal Device - RDD*) o da ordigni per esporre a radioattività (*Radiological Exposure Device - RED*).

Nello scenario ipotizzato in questo documento, i punti critici sul territorio italiano (si noti che la nuclear security è responsabilità nazionale) sarebbero i siti dei reattori, lo stoccaggio temporaneo e i trasporti. Le grandi quantità di plutonio in stoccaggio, benché non separato e contenuto negli elementi, richiederebbero molta attenzione e per tempi molto lunghi.

Nel caso di ciclo chiuso, aumenterebbero le parti del ciclo del combustibile in cui è presente materiale direttamente utilizzabile, cioè il plutonio e AM, in forma separata o meno. La forma separata è indubbiamente quella di maggiore interesse per una IND e le aree che la contengono sarebbero quelle che richiedono una protezione maggiore. Il riprocessamento, e conseguente diminuzione di elementi nello stoccaggio intermedio, ridurrebbe le conseguenze di un sabotaggio in questa porzione di ciclo.

Dal punto di vista tecnico, la protezione fisica è una disciplina matura e dispone di soluzioni tecnologiche molto sofisticate la cui efficacia verrebbe amplificata se tali misure fossero previste nelle prime fasi di progetto degli impianti e, in particolare, tenendo in conto fin da subito le interfacce e sinergie con i requisiti imposti dalla safety e le misure di salvaguardia.

L'Italia è perfettamente inserita nel sistema globale di sicurezza, pertanto, qualunque sia la scelta effettuata di ciclo del combustibile, verranno adottate le misure più appropriate, seguendo le direttive europee in materia, le convenzioni, le raccomandazioni IAEA che formano il quadro internazionale per la security.

10. Il back-end del ciclo del combustibile

Nel presente capitolo, per motivi di sintesi, non sarà affrontata la tematica del *back-end* in maniera completa ed esaustiva, ma saranno riportate solo le informazioni di carattere generale o quelle specifiche attinenti la tematica degli scenari qui sviluppata. Si anticipa sin da ora che il complesso di attività relative al *back-end*, dalla gestione del combustibile scaricato dal reattore allo smaltimento finale di tutti i materiali radioattivi in depositi superficiali o geologici, sono oggetto di continue valutazioni economiche [Troiani, 2010] che sono state stimate ancora inferiori a 2 €/MWh di energia elettrica prodotta. Nella tematica del *back-end*, quindi, i costi non sono importanti, come invece nel caso di realizzazione dei reattori, ma sono più rilevanti le questioni di salvaguardia dell'ambiente e di protezione della popolazione.

La caratteristica fondamentale del ciclo del combustibile nucleare è l'utilizzo e la produzione di sostanze radioattive. Lo stesso Uranio naturale è radioattivo e ad esso sono associati i figli di decadimento, anch'essi radioattivi (catena dell'Uranio). Tuttavia, l'attività specifica dell'Uranio e la sua progenia è sufficientemente bassa da non destare particolari problemi di gestione o preoccupazioni per la salute pubblica.

Le varie reazioni nucleari, però, durante la fase di irraggiamento producono, oltre all'energia termica, che è poi trasformata in energia elettrica, i prodotti di fissione che sono materiali radioattivi. Altre specie radioattive, gli Attinidi ed i Prodotti di Attivazione, si formano per catture neutroniche. I primi per cattura neutronica da parte dell'Uranio dello stesso combustibile che, dopo uno o più stadi di decadimento, si trasforma in atomi sufficientemente stabili da poter anche essere separati ed utilizzati (per esempio il Plutonio come combustibile nucleare), mentre i secondi si formano a seguito di cattura neutronica da parte degli atomi che costituiscono i materiali strutturali (Fe, Co, Ni, ecc.) dei vari componenti metallici del

combustibile e del reattore. Pertanto, una volta usato in reattore (fase di irraggiamento) per produrre energia, il combustibile nucleare aumenta il contenuto di radioattività di migliaia di volte e i tempi di decadimento delle varie specie che si formano variano da pochi secondi a diverse decine di migliaia di anni.

Così, in un materiale contenente solo ^{137}Cs (tipico prodotto di fissione), caratterizzato da un tempo di dimezzamento di circa 30 anni, il contenuto di radioattività dopo 300 anni si è ridotto di 1.000 volte e dopo ulteriori 300 anni si è ridotto di 1 milione di volte. Analogamente un materiale che contiene ^{239}Pu (tipico Attinide), caratterizzato da un tempo di dimezzamento di circa 24.400 anni, per ridurre di 1.000 volte il suo contenuto di radioattività deve attendere 244.000 anni e per ridurlo di 1 milione di volte deve attendere quasi mezzo milione di anni.

In base a tali considerazioni, il combustibile scaricato dal reattore quindi deve essere sottoposto ad una serie di attività (*back-end*) mirate alla sua gestione in sicurezza e a lungo termine, all'eventuale recupero di materiale pregiato ed allo smaltimento finale.

In tali attività si persegue anche l'obiettivo (peraltro già perseguito durante la fase di irraggiamento) di mantenere al minimo l'accumulo di Plutonio e degli Attinidi Minori, in quanto questi in genere sono quelli più longevi e caratterizzati da una maggiore tossicità, rispetto ai prodotti di fissione.

I processi di decadimento veloci rilasciano notevoli quantità di calore e il combustibile scaricato necessita di essere raffreddato per alcuni anni, nelle piscine di stoccaggio del reattore o in depositi centralizzati, affinché possa smaltire il calore prodotto. La durata di tale fase dipende dalla potenza termica del combustibile scaricato e questa, a sua volta, dal contenuto di radionuclidi a più breve vita, che a loro volta sono determinati dalla tipologia di combustibile ma, soprattutto, dal *burn-up* a cui il combustibile è stato sottoposto.

I tempi di raffreddamento possono variare da alcuni anni per il combustibile scaricato a basso *burn-up* ad un decennio ed oltre per quello scaricato ad alto *burn-up*. Si deve registrare, tuttavia, che la mancanza di una *policy* definitiva di gestione del combustibile scaricato dal reattore, o la mancanza di sufficienti strutture di stoccaggio a lungo termine, in molti paesi ha portato ad accumulare rilevanti quantità di combustibile nelle piscine di raffreddamento per tempi molto più lunghi (es. Giappone).

Infatti, l'intero parco mondiale di reattori, per una potenza di circa 370 GWe produce circa 11.500 tonnellate di combustibile irraggiato all'anno, ma le strutture di deposito temporaneo disponibili, elaborando i dati riportati dall'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica [IAEA, 2010], risultano avere una capacità complessiva di circa 120.000 tonnellate (di cui 70-80.000 tonnellate in depositi a piscina e 40-50.000 tonnellate in depositi a secco).

Dopo la prima fase di raffreddamento il combustibile scaricato può essere sottoposto a riprocessamento oppure stoccato a secco in contenitori *dual purpose*, idonei sia per lo stoccaggio a lungo termine (50-100 anni) sia per il trasporto, oppure avviato direttamente allo smaltimento definitivo. Una decisione in tal senso dipende sicuramente da considerazioni di carattere tecnico-economiche, ma è fortemente vincolata da scelte di *policies* nazionali e dalla disponibilità (o meno) di depositi di smaltimento definitivo o di impianti di riprocessamento, nonché da considerazioni socio-politiche.

Questo comporta che insieme alla realizzazione di qualsivoglia parco di reattori devono essere realizzate anche le infrastrutture di deposito temporaneo dei combustibili scaricati, non essendoci adeguata capacità in quelle esistenti.

Il riprocessamento permette di recuperare sensibili quantità di Uranio e Plutonio per utilizzarli nella fabbricazione di nuovo combustibile fresco, facendo risparmiare circa il 30% dell'Uranio naturale di partenza. Ma questa strategia, per le ragioni sopra riportate, è stata adottata solo in Francia, Regno Unito, Giappone, Russia e India, che comunque detengono una parte consistente dei reattori attualmente in esercizio. Ultimamente, l'opzione del riprocessamento, dopo la sospensione delle attività del deposito di *Yucca Mountain* ed i lavori della *Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future* [BRC, 2011], istituita dall'amministrazione Obama, anche gli Stati Uniti stanno rivalutando questa opzione.

Fino al 2009, tuttavia, erano state riprocessate circa 90.000 tonnellate di combustibile esausto, delle 290.000 tonnellate prodotte dai reattori per impiego civile [WNA, 2010]. Inoltre, al momento, tale opzione non è quella commercialmente più perseguita e gli impianti di riprocessamento a livello mondiale hanno una capacità di trattamento annua inferiore alle 6.000 tonnellate. Capacità piuttosto limitata se si considera che entro il 2030 è prevista la produzione di ulteriori 400.000 tonnellate di combustibile esausto, di cui solo un terzo potrà essere avviato al riprocessamento mentre la restante parte dovrà essere immagazzinata a lungo termine per future decisioni oppure dovrà essere necessariamente smaltita direttamente come rifiuto.

Una decisione in tal senso è stata già adottata in alcuni paesi a minore penetrazione della produzione elettronucleare, quali Finlandia, Svezia, Svizzera, Germania, ecc., ma è perseguita anche in quei paesi che comunque applicano il riprocessamento (es.: Francia, Giappone, Russia, ecc.), per la duplice ragione che, da un lato, le capacità degli impianti di riprocessamento sono piuttosto limitate e, dall'altro, che anche le capacità di stoccaggio a lungo termine sono piuttosto ridotte, a parte le ovvie considerazioni di sicurezza.

Le considerazioni fin qui effettuate devono essere ben in evidenza soprattutto da parte di quei paesi che avviano la produzione elettronucleare (*newcomers*), proprio perché non possono fare affidamento su infrastrutture internazionali esistenti, al contrario che per il *front-end*, per il quale esiste invece un mercato internazionale stabile.

Il riprocessamento, comunque, permette di recuperare la maggior parte del Plutonio presente nei combustibili esausti ed utilizzarlo per la fabbricazione di combustibile MOX. Quindi oltre ad un suo sfruttamento ai fini energetici si diminuisce il carico radiologico nei materiali di scarto, accorciando sensibilmente i tempi di decadimento del materiale (rifiuto) smaltito.

Questo approccio presenta una grande attrattiva per la riduzione dei quantitativi degli Attinidi Minori prodotti. Infatti i reattori della prossima generazione saranno in grado di utilizzare anche questi materiali come combustibile nucleare e questo permetterebbe, attraverso adeguati processi di separazione di ridurre ulteriormente il tenore di radioattività e la longevità dei materiali da smaltire. Queste tematiche, comunque, saranno affrontate in maniera più approfondita nei prossimi paragrafi.

Nella fase di *back-end* sono prodotti quindi materiali radioattivi che necessitano di essere smaltiti come rifiuti radioattivi, sia derivanti dalla gestione del combustibile esausto sia dalle attività di esercizio dei reattori nucleari o degli altri impianti del ciclo del combustibile.

La produzione annua media di rifiuti radioattivi (escluso il combustibile irraggiato che equivale come sopra detto a circa 11.500 t) a livello mondiale è di circa 200.000 m³ [WNA, 2010]. Questo significa che mediamente i rifiuti radioattivi prodotti annualmente con le attuali tecnologie ammontano a circa 500 m³ per GWe di potenza elettronucleare.

Queste quantità, compreso anche il combustibile scaricato dal reattore, in relazione all'energia

elettrica prodotta sono molto limitate in confronto ad altri sistemi di generazione elettrica, ma necessitano comunque di essere gestite con estrema precauzione a causa del contenuto di radioattività.

Va precisato che la quasi totalità (> 95%) della radioattività prodotta durante l'irraggiamento del combustibile rimane confinata nel combustibile esausto oppure, in caso di suo riprocessamento, nei rifiuti secondari liquidi del primo ciclo di estrazione dell'impianto di riprocessamento. Mentre nelle altre tipologie di rifiuto, sebbene di volume molto superiore, la radioattività è limitata ad una piccola frazione (< 5%) della radioattività prodotta durante la fase di irraggiamento. Questa condizione permette una gestione dei rifiuti radioattivi per categorie di rifiuto e, comunque, indirizza le attenzioni soprattutto sul combustibile scaricato dal reattore.

La caratterizzazione è una fase molto importante dell'intero processo di gestione dei rifiuti radioattivi, in quanto si accertano le caratteristiche chimiche, fisiche, biologiche e meccaniche del rifiuto, il suo contenuto di radioattività, la resistenza agli agenti che ne possono ridurre la stabilità e rendere la radioattività libera di fuoriuscire e disperdersi nell'ambiente. Quindi, dopo la loro produzione, i rifiuti radioattivi sono temporaneamente stoccati e caratterizzati, per essere poi sottoposti a condizionamento, ovvero specifici trattamenti chimici e fisici, diversi a seconda del tipo di rifiuto, per la loro trasformazione in una forma solida stabile e duratura, che ne permetta in modo sicuro la manipolazione, lo stoccaggio, il trasporto e infine lo smaltimento. Il rifiuto condizionato è quindi un manufatto costituito dal materiale solido, in genere cemento o vetro, inglobante la radioattività e dal contenitore esterno in acciaio o leghe speciali.

Nel caso in cui il combustibile esausto venga considerato rifiuto da smaltire i processi di condizionamento riguardano prevalentemente il suo incapsulamento in speciali contenitori ermeticamente sigillati in modo che la radioattività possa rimanere confinata anche in caso di rottura delle guaine metalliche che contengono le pastiglie ceramiche con Uranio, Plutonio ed altri elementi radioattivi.

I rifiuti radioattivi sono classificati in base al contenuto di radionuclidi, alla loro origine, allo stato fisico, al tipo di radiazione emessa (alfa, beta, gamma), al tempo di dimezzamento dei radionuclidi presenti. Ai fini dello smaltimento finale, i criteri principali di classificazione sono il contenuto di radioattività, che determina il livello di protezione richiesto e il tempo di dimezzamento dei radionuclidi contenuti, che definisce il tempo per il quale deve essere garantito l'isolamento dall'ambiente.

La fase di gestione dei rifiuti radioattivi è molto complessa e anch'essa condizionata da molteplici fattori tecnici, socio-politici ed ambientali. Qui però, ai fini del presente documento, tale fase non è descritta in quanto essa è uno specifico tema dell'Accordo di Programma tra ENEA e Ministero dello Sviluppo Economico, che è stato sviluppato molto approfonditamente nella linea di attività NNFISS-LP4. Pertanto per una completa comprensione delle attività di *back-end* si rimanda ai documenti emessi nell'ambito di tale linea di attività.

11. Il ciclo chiuso del combustibile ed il reattore veloce a piombo

La chiusura del ciclo del combustibile, ovvero riprocessare e riciclare continuamente tutti gli attinidi allo scarico dal reattore (come mostrato in figura 17) riveste un duplice scopo:

- *le risorse vengono ottimizzate.* Infatti in questo modo si consuma, a parità di energia prodotta, una massa di uranio circa 200 volte minore rispetto a quella consumata da reattori ad acqua leggera in ciclo aperto (quindi senza riprocessamento);
- *i rifiuti radioattivi a lunga vita vengono minimizzati.* La massa di transuranici (plutonio e attinidi minori) da stoccare può essere diminuita²¹ di circa un fattore 100. Un deposito rimane comunque necessario per contenere i prodotti di fissione e le inevitabili perdite nel riprocessamento.

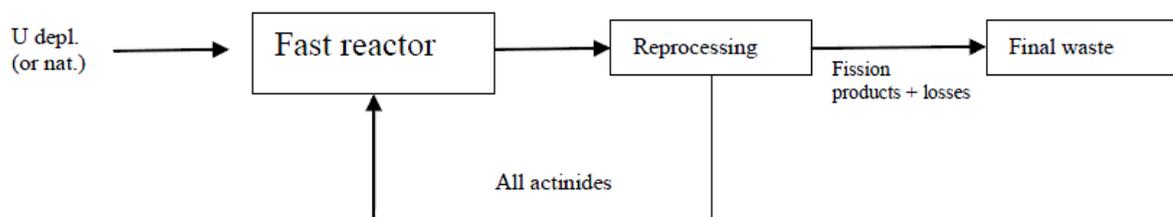


Figura 17. Chiusura del ciclo del combustibile.

In questo contesto, il plutonio prodotto dai LWR non viene considerato un elemento problematico (come discusso in §8-§10), ma un elemento prezioso, in quanto può consentire lo *start-up* di reattori veloci.

La sostenibilità di programmi nucleari a lungo termine, attraverso la chiusura del ciclo del combustibile, è uno degli scopi di alcuni reattori di IV generazione, ad esempio i reattori veloci raffreddati a metalli liquidi²².

Un'alternativa al più avanzato sviluppo del reattore veloce raffreddato a sodio (portato avanti ad esempio da Francia, Russia e Cina), è costituita dal reattore veloce raffreddato al piombo. Il piombo avrebbe il vantaggio di non reagire chimicamente con l'aria e l'acqua e quindi, tra le altre cose, permetterebbe anche il vantaggio economico di poter evitare il circuito intermedio caratteristico dei reattori a sodio.

L'ENEA è impegnata da diversi anni nello studio di fattibilità di un reattore raffreddato a piombo. In particolare, nel VI Programma Quadro europeo ha progettato il nocciolo del reattore ELSY (1500 MW_{th}), mentre nel VII Programma Quadro è attualmente coinvolta nel progetto LEADER per la revisione del reattore ELSY e per lo studio di fattibilità di un reattore dimostrativo a 300 MW_{th}.

Per una descrizione del reattore ELSY si rimanda a [Sarotto, 2009] e [Cinotti, 2008].

Inoltre nell'ambito dell'Accordo di Programma ENEA-MSE, è stato concepito un design preliminare di un nocciolo ([Grasso, 2010]; [Grasso, 2011]), con elementi di combustibile

²¹ Il valore dipende dalle perdite nel riprocessamento del combustibile, qui assunto dello 0,1%.

²² Un'alternativa è costituita dall'uso del ciclo uranio-torio.

quadrati senza scatola. L'obiettivo principale di mantenere un'opzione senza scatola per gli elementi è quella di evitare la possibilità di *flow blockage*.

In [Artioli, 2010] e [Petrovich, 2010] sono state studiate le condizioni di equilibrio di un reattore a piombo nel caso di ciclo chiuso, denominato “adiabatico” (le composizioni di tutti gli attinidi, se si eccettua l' ^{238}U , rimangano invariate in entrata ed in uscita). Il vettore di equilibrio è costituito da 17.0% di Plutonio, 82.1% di Uranio, 0.9% di attinidi minori. Il sistema all'equilibrio, può essere visto come un reattore che converte, in modo indiretto, ^{238}U in energia (si veda figura 17).

Le masse all'equilibrio sono quelle di tabella 11.1.

Tabella 11.1. Masse di transuranici all'equilibrio del ciclo chiuso in ELSY.

	kg
Pu	5971
Np	27
Am	226
Cm	57

Poiché il reattore a piombo utilizza MOX, ci si può interrogare circa il tempo necessario per ottenere dagli EPR il plutonio che permetta lo *start-up* di un reattore a piombo²³.

Poiché, all'equilibrio, l'inventario di un reattore ELSY è di circa 6 tonnellate di Pu e la produzione annuale di Pu di 1 EPR è di circa 0.343 ton/anno (senza considerare decadimenti) sarebbero necessari circa 17.5 anni di funzionamento di 1 EPR per consentire lo *start-up* di un reattore ELSY. Tenendo conto anche dei decadimenti del Pu, si può stimare che il Pu prodotto dagli 8 EPR consentirebbe in linea teorica lo *start-up* di 24 reattori ELSY (al 2040 ci sarebbe già sufficiente Pu per avviare 2 reattori ELSY)²⁴.

Poiché la produzione di un reattore ELSY è di 600 MWe ed il fattore di disponibilità è di circa 80-90% [Tuček, 2009], la produzione di energia elettrica annuale può essere stimata di circa 1/3 di un reattore EPR. La produzione elettrica di 24 ELSY è quindi anche circa equivalente a quella di 8 EPR.

Per quanto riguarda gli attinidi minori, 8 EPR ne produrrebbero circa 36 tonnellate a fine vita. Questi, in linea di principio, potrebbero essere riprocessati, immessi in omogeneo nel combustibile MOX e riutilizzati nel ciclo chiuso dei reattori a piombo. In questo modo si eviterebbe quindi anche di dover stoccare gli attinidi minori degli EPR in un deposito permanente.

²³ Un'altra possibilità è quella di impiegare ^{235}U arricchito con valori dell'ordine del 15%.

²⁴ Non sono qui confrontate le composizioni degli attinidi allo scarico dell'EPR con le composizioni del reattore all'equilibrio. Di questo bisognerebbe tener conto per un'analisi dettagliata per lo *start-up* del reattore.

12. Impatto sui costi ed emissioni CO₂

In questo capitolo vengono presentati diversi scenari per la generazione di energia elettrica in Italia, tra il 2010 e il 2050, e l'impatto economico di diverse scelte tecnologiche (ad es. nucleare, rinnovabili, CCS). Di seguito si spiegano tutte le assunzioni fatte nel modello, di modo da renderlo trasparente e facilmente ripetibile.

Si è costruito il file Excel "Scenari elettrici Italia 2050" usando prevalentemente i dati contenuti nei documenti riportati in bibliografia.

L'ipotesi di partenza è l'andamento della domanda elettrica in Italia ([ENEA, 2010a]; [ENEA, 2010b]), a partire dalla situazione al 2010 (richiesta totale pari a 326 TWh, di cui 44 TWh di importazione netta) [TERNA, 2010b]. Nella Tabella 12.1 è mostrata la ripartizione per fonte della quota di generazione domestica al 2010 (pari a 286.5 TWh, inclusi 4.3 TWh destinati ai pompaggi).

Tabella 12.1. Produzione elettrica netta italiana 2010.

Tecnologia	Percentuale sulla produzione domestica
Gas (turbogas+CCGT)	53,4%
Carbone	11,9%
Olio combustibile	3,4%
Biomasse + altri combustibili	7,6%
Geotermico	1,8%
Eolico	2,9%
Fotovoltaico	0,6%
Idroelettrico	18,6%

Si considerano qui due scenari di crescita per la domanda elettrica nazionale, dedotti dai modelli ENEA ([ENEA, 2010a]; [ENEA, 2010b]); in entrambi i casi si suppone che al 2035 e 2050 la domanda elettrica sia interamente soddisfatta da generazione domestica:

- nel primo, chiamato "Business as Usual" (BaU), si assume un tasso di crescita medio annuo dell'1% (conservativo rispetto al 2% utilizzato in altri studi), in modo che la richiesta elettrica al 2050 risulta pari a 490 TWh;
- nel secondo, chiamato "Blue", si assume che vengano seguite politiche di riduzione delle emissioni di anidride carbonica; per tale scenario si assume un tasso di crescita medio annuo dello 0,8%, che porta ad una richiesta elettrica al 2050 pari a circa 450 TWh.

Per i due scenari si sono poste ipotesi diverse circa i prezzi dei combustibili e dei diritti di emissione, come riportato in Tabella 12.2.

Tabella 12.1. Prezzi dei combustibili e della CO₂, al 2010 e al 2050.

Combustibile	Prezzi 2010	Scenario BaU	Scenario Blue
Petrolio [€/bbl]	74,5		
Carbone [€/t]	86	115	100
Gas [€/m ³]	0,25	0,34	0,3
Biomasse [€/t]	100	200	200
Uranio	86	150	150
CO ₂ [€/t]	11,9	30	100

Non si sono fatte ipotesi sul prezzo del petrolio al 2050, perché si considera nullo il contributo di questa fonte alla generazione elettrica a partire dal 2035.

All'interno di questi due macro-scenari, si sono presi in considerazione mix elettrici diversi (come sintetizzato in Tabella 12.3):

- **Business as Usual (BaU):** rappresenta l'evoluzione del sistema energetico attuale, in assenza di politiche energetiche che mirino fortemente alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e/o al miglioramento dell'efficienza energetica, senza significative variazioni delle tecnologie che compongono il mix;
- **BaU NUC:** simile al BaU con l'unica differenza che, a partire dal 2025, inizia la costruzione di 8 centrali EPR, connesse alla rete elettrica con cadenza biennale, in sostituzione di una quota di generazione elettrica da gas;
- **BLUE NUC:** come per il BaU NUC, si assume la costruzione di 8 centrali EPR, destinate al servizio di base, in sostituzione di una parte di quelle a gas; tale scenario è in sostanziale accordo con lo scenario BLUE HG di [ENEA, 2010b];
- **BLUE CCS:** si ipotizza una crescente incidenza della CCS (cattura e stoccaggio della CO₂), in assenza di nucleare; lo scenario è analogo al BLUE NUC, a meno della sostituzione della quota nucleare con impianti a carbone e a gas dotati di sistemi di sequestro della CO₂;
- **BLUE FER:** si assume un ampio contributo da fonti rinnovabili; lo scenario è analogo al BLUE NUC, tranne il fatto che la quota nucleare è interamente sostituita da produzione fotovoltaica ed eolica in ugual misura.

Al 2050, gli scenari sopra elencati, vedranno, per le varie fonti di generazione elettrica, i contributi percentuali al mix elettrico, le potenze installate, i costi medi di generazione e le emissioni specifiche di CO₂ elencati in Tabella 12.3.

Tabella 12.2: Mix elettrici per l'Italia al 2050, per diversi scenari.

Tecnologia	BaU		BaU NUC		BLUE-NUC		BLUE-CCS		BLUE-FER	
	%	Pot inst [GW]	%	Pot inst [GW]	%	Pot inst [GW]	%	Pot inst [GW]	%	Pot inst [GW]
Gas CCGT	55,1	86,76	34,5	54,30	36,3	21,98	36,1	21,88	36	22,71
Gas CCGT+CCS	0	0	0	0	0	0	9,5	5,75	0	0
Carbone USC	17	18,35	17,0	18,35	0	0	0	0	0	0
Carbone USC+CCS	0	0	0	0	7	4,17	20	11,90	4	2,38
Olio combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	6	10,52	6	10,52	6,7	10,73	6,7	10,81	6,7	10,81
Geotermico	1,1	0,73	1,1	0,73	1,8	1,13	1,8	1,15	1,8	1,15
Eolico	5	15,31	5	15,31	8,4	23,7	8,4	23,7	14,2	40
Fotovoltaico	5	20,41	5	20,41	5,5	20,7	5,5	20,7	25,3	95
Idroelettrico	10,9	22,53	10,9	22,53	12	22,88	12	22,88	12	22,88
Nucleare	0	0	20,6	12,8	22,4	12,8	0	0	0	0
Potenza accumulo		8,9		8,9		11,1		11,1		33,8
Costo medio energia elettrica [c€/kWh]	8.18		7.89		8.71		9.32		11.65	
Emissioni CO ₂ al 2050 [kg/kWh _e]	0,27		0,22		0,11		0,12		0,11	

Nella definizione dei contributi delle diverse tecnologie si è tenuto conto delle considerazioni seguenti:

- il contributo dell'olio combustibile è nullo a partire dal 2035;
- la CCS compare a partire dal 2020 su impianti a carbone ed a partire dal 2030 su quelli a gas, con incidenza differente a seconda dello scenario "Blue" considerato. Per tutti gli impianti a CCS si è fatta l'ipotesi di cattura del 90% dell'anidride carbonica prodotta dall'impianto;
- gli impianti a gas sono assunti tutti a ciclo combinato (CCGT), a partire dal 2035; il fattore di carico è posto pari al 60% nello scenario BaU (dal momento che il contributo delle centrali a gas è pari al 55%) e 45% in tutti gli altri (per i quali il contributo è compreso tra il 35 ed il 36%), come indicato in tabella 12.6;
- l'eolico onshore ed offshore sono accorpati; per i calcoli economici sono usati i dati dell'eolico onshore, assumendo una media di 1600 ore di funzionamento alla potenza nominale (come indicato nel piano di azione nazionale elaborato ai sensi della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili), indipendentemente dalla potenza installata;
- il solare fotovoltaico ed a concentrazione sono accorpati; per i calcoli economici sono usati i dati del fotovoltaico, assumendo 1200 ore di funzionamento alla potenza nominale.

In Tabella 12.4 sono riportati i valori del costo d'investimento e in Tabella 12.5 quelli del costo di manutenzione per le diverse tecnologie, in linea con i valori indicati in [ECF, 2010]. I rendimenti degli impianti che usano un ciclo termico per produrre elettricità sono indicati in Tabella 12.6, con riferimento alle stime indicate in [IEA, 2010b]. Sempre in Tabella 12.6 sono elencati i fattori di carico assunti nei diversi scenari, insieme con la vita utile delle diverse tipologie di impianto, in accordo con [ECF, 2010].

Tabella 12.3. Costi d'investimento per le varie tecnologie elettriche, al 2010 e al 2050.

Tecnologia	Costo investimento 2010 [€/kW _e]	Costo investimento 2050 [€/kW _e]	Riduzione media annua [%]
Gas CCGT	750	650	0,36
Gas CCGT + CCS	1550	1000	1,09
Carbone USC	1700	1300	0,67
Carbone USC + CCS	2800	1850	1,03
Olio combustibile	800	650	0,52
Biomasse	2400	1800	0,72
Geotermico	3000	2000	1,01
Eolico	1650	1500	0,24
Fotovoltaico	2600	1300	1,72
Idroelettrico	3000	2500	0,45
Idro accumulo	3000	2500	0,45
Nucleare	3000	2900	0,08

In tutti gli scenari al 2050 è stata aggiunta una capacità di accumulo con impianti idroelettrici a pompaggio pari al 25% della totale potenza installata eolica e fotovoltaica, in linea con le ipotesi poste in [ECF, 2010]. Si è assunto che tali impianti idroelettrici, utilizzati per attenuare l'intermittenza dei parchi eolici e fotovoltaici, lavorino per un numero di ore annue pari al 60% delle ore di funzionamento assunte per gli impianti eolici (1600) e fotovoltaici (1200), rispettivamente, in modo da tener conto del rendimento complessivo del sistema di accumulo.

La necessità di *back-up* comporta un aggravio del costo medio di generazione elettrica, in presenza di contributi importanti da fonte intermittente.

Infine, per tutti gli investimenti si è usato un costo medio del capitale (WACC) del 7% come assunto in [ECF, 2010].

Tabella 12.4. Ipotesi di evoluzione dei costi di esercizio e manutenzione per le varie tecnologie elettriche.

Tecnologia	O&M fix 2010 [€/kW _e /a]	O&M fix 2050 [€/kW _e /a]	Riduzione media annua [%]	O&M var 2010 e 2050 [€/MWh]
Gas CCGT	17	13	0,76	1
Gas CCGT + CCS	45	35	0,63	2
Carbone USC	22	18	0,5	1
Carbone USC + CCS	80	60	0,72	3
Olio combustibile	20	15	0,72	1
Biomasse	15	13	0,36	9
Geotermico	110	90	0,50	0
Eolico onshore	25	20	0,56	0
Fotovoltaico	25	20	0,56	0
Idroelettrico (anche accumulo)	10	5	1,72	0
Nucleare	110	90	0,5	0

Tabella 12.5. Fattori di carico, rendimenti e vita utile degli impianti di generazione elettrica

Tecnologia	Fattore di carico [%]		Rendimento [%]		Vita utile [anni]
	2010	2050	2010	2050	
Gas CCGT	45	60	57	63	30
Gas CCGT + CCS	60		49	56	30
Carbone USC	85		45	52	30
Carbone USC + CCS	85		36	44	30
Olio combustibile	-		45	45	30
Biomasse	31,9%		25	30	30
Geotermico	80,7%		-	-	30
Eolico	18,3%		-	-	20
Fotovoltaico	13,7%		-	-	25
Idroelettrico	27%		-	-	60
Idro accumulo	variabile		-	-	60
Nucleare	90%		36	37	60

Considerazioni conclusive sui risultati

In Tabella 12.7, per ciascuno degli scenari considerati, si evidenziano le diminuzioni al 2050 delle emissioni specifiche medie di anidride carbonica, rispetto al valore al 2010 del parco elettrico italiano, pari a 450 g_{CO2}/kWh_e [ENEA, 2010b].

Nello scenario “Business as Usual” le emissioni risultano inferiori del 40%, grazie unicamente al miglioramento dei rendimenti di conversione degli impianti (vedi Tabella 12.5). Le variazioni percentuali relative agli altri scenari rispetto alla situazione al 2010 dipendono, invece in misura rilevante dai diversi mix considerati, anche a seguito di obblighi più severi di riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare:

- nello scenario “BaU NUC” l’emissione specifica media è del 50% inferiore rispetto alla situazione 2010; la migliore performance rispetto allo scenario BaU è dovuta all’introduzione di una quota nucleare (vedi Tabella 12.3);
- Negli scenari “BLUE” le emissioni calano per più del 70% grazie al maggiore ricorso a tecnologie a basso impatto di carbonio (rispettivamente, nucleare, sequestro della CO₂ e rinnovabili).

 Tabella 12.7. Variazioni percentuali delle emissioni specifiche di CO₂ al 2050 rispetto al 2010.

2010 [g _{CO2} /kWh _e]	BaU	Bau NUC	BLUE-NUC	BLUE-CCS	BLUE-FER
450	-40%	-51%	-76%	-73%	-76%

Dalla Tabella 12.8, dove sono indicate le variazioni percentuali rispetto al BaU del costo medio di generazione negli scenari alternativi, appare evidente che il “BaU NUC” risulta il più conveniente dal punto di vista economico, a fronte tuttavia di maggiori emissioni rispetto agli scenari “Blue”. Per quanto riguarda questi ultimi, il “BLUE-NUC” garantisce un costo medio di generazione di poco maggiori (+6,4%) rispetto al “BaU”. La forte incidenza delle rinnovabili nel “BLUE-FER” causa un ingente aumento del costo medio di generazione (+42.4%), pur avendo considerato elevati tassi di riduzione dei costi delle varie tecnologie (vedi Tabella 12.4). Per lo scenario “BLUE-CCS”, l’aumento del costo medio di generazione è più contenuto (+14%) rispetto al BLUE-FER, tuttavia i costi indicati in Tabella 12.4 e 12.5 ed i rendimenti prospettati in Tabella 12.6 suppongono che la tecnologia CCS abbia un forte sviluppo nei prossimi 10-15 anni, per ciò che concerne sia la cattura che lo stoccaggio; inoltre la capacità a gas ed a carbone con CCS (vedi Tabella 12.3) implica la necessità di stoccare circa 80 milioni di tonnellate di CO₂ all’anno.

Tabella 12.8. Variazioni percentuali del costo medio di generazione elettrica in Italia al 2050.

BaU [c€/kWh]	BaU NUC	BLUE-NUC	BLUE-CCS	BLUE-FER
8.18	-3.5%	+6.4%	+14%	+42.4%

La Tabella 12.9 riporta i risultati di una semplice analisi di sensibilità del costo medio di generazione, al variare del prezzo del gas e dei crediti di emissione di CO₂, relativamente agli scenari “BaU” e “BaU NUC”. Si assume un intervallo di prezzo per il gas da un minimo di 0,25 €/m³ a un massimo di 0,45 €/m³. Per il prezzo dei diritti di emissione si va da un minimo di 10 €/t_{CO2} a un massimo di 100 €/t_{CO2}. Dalla tabella si evince come la presenza di otto centrali EPR nel parco di generazione elettrica (scenario “BaU NUC”) protegga maggiormente il costo medio da aumenti del prezzo del gas e dei diritti di emissione, rispetto allo scenario “BaU”.

Tabella 12.9. Sensibilità del costo medio di generazione al prezzo del gas e della CO₂.

		Prezzo crediti CO ₂ [€/t]					
		30		10		100	
		BaU	BaU NUC	BaU	BaU NUC	BaU	BaU NUC
Prezzo gas [€/m³]	0,17	-18%	-15%				
	0,68	+36%	+19%				
	0,34			-6,7%	-8,8%	+24%	+15%

Dalla semplice analisi qui riportata emerge che la presenza di una quota di elettricità nucleare pari a circa il 20-25% del fabbisogno nazionale al 2050 sarebbe in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di riduzione dell'emissione di gas serra con aumento del costo medio di generazione più contenuto rispetto ad entrambe le alternative prese in esame.

13. Considerazioni preliminari per una valutazione ambientale

13.1. Concetto di sviluppo sostenibile e analisi del ciclo di vita

La prospettiva di un ritorno da parte del paese alla tecnologia nucleare per la produzione di energia elettrica richiede, oltre a dati di natura tecnologica ed economica altrove in questo studio dovutamente affrontati, una valutazione della sostenibilità ambientale della tecnologia suddetta. La vastità del concetto proposto richiede, di seguito, alcune indispensabili precisazioni.

Sviluppo sostenibile è da intendersi con Brundtland come l'"equilibrio fra il soddisfacimento delle esigenze presenti senza compromettere la possibilità delle future generazioni di sopperire alle proprie" [Brundtland, 1987]. Il difficile equilibrio che qui si cerca di conservare anche orientando le scelte politiche del legislatore è quello fra qualità della vita umana dell'oggi e del domani attraverso una ripartizione prudente delle risorse disponibili e una tutela del patrimonio collettivo. Molte organizzazioni internazionali, tra cui la Commissione sullo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, hanno sviluppato, non senza difficoltà, cornici di riferimento entro cui operare valutazioni di sostenibilità in accordo con il concetto proposto dal Rapporto Brundtland. L'attuale modello di riferimento intende, idealmente, lo sviluppo sostenibile come l'area risultante dall'intersezione di tre elementi: sostenibilità economica, sociale e ambientale. Ne deriva che compito precipuo del legislatore è quello di combinarli in modo equilibrato tenendo a mente le loro mutue interrelazioni e operando, quando necessario, opportuni trade-off.

Il concetto di sviluppo sostenibile in Italia è stato recepito, alla luce del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 in materia "ambientale", con il D.Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008. Con tale decreto si stabilisce che "l'attività della pubblica amministrazione deve essere finalizzata a consentire la migliore attuazione possibile del principio dello sviluppo sostenibile" attraverso "un equilibrato rapporto, nell'ambito delle risorse ereditate, tra quelle da risparmiare e quelle da trasmettere".

Specificatamente al settore energetico, la valutazione di sostenibilità è un criterio di grande efficacia per poter apprezzare la prestazione di un sistema energetico quando non direttamente quella specifica d'impianto, o per comparare tra loro sistemi o tecnologie energetiche

alternativi. Limitatamente alla dimensione ambientale, la valutazione del ciclo di vita (dall'inglese Life Cycle Assessment, LCA), metodologia basata su un approccio sistematico secondo cui un processo è analizzato in ogni fase della sua vita, dall'estrazione e trasformazione delle materie prime, attraverso la produzione, il trasporto e l'utilizzo fino allo smaltimento dei rifiuti prodotti, è strumento adatto a perseguire iniziative di sviluppo sostenibile, permettendo di valutare, in un'ottica di bilancio complessivo del processo, gli impatti ambientali potenziali connessi ad una tecnologia industriale.

Per i nostri fini e nei limiti di uno studio preliminare per una valutazione della sostenibilità della tecnologia nucleare, l'obiettivo, comunque circoscritto alla sola dimensione ambientale, non è quello di condurre uno studio dettagliato del ciclo nucleare secondo la metodologia LCA, bensì quello di isolare, tra i numerosi aspetti ambientali, quelli più rilevanti in quanto flussi e/o effetti ambientali significativi per la tecnologia in esame e ai fini di una eventuale comparazione con altri sistemi per la produzione di energia elettrica. A questo scopo si riportano i principali aspetti ambientali riguardanti la tecnologia EPR nelle tre fasi di costruzione, esercizio e smantellamento nonché i più importanti risultati ottenuti dall'analisi del ciclo di vita di un reattore EPR recentemente pubblicati sul *Journal of Sustainable Energy and Environmental*.

13.2 Indicatori per il settore energetico

Un qualsiasi approccio al problema della sostenibilità di una tecnologia energetica presuppone la scelta di indicatori economici ambientali e sociali. Com'è ovvio, non esiste un unico gruppo di indicatori utilizzabile per qualsiasi tecnologia. Infatti quale che sia la scelta, questa non può prescindere dalla natura della tecnologia, dallo scopo della valutazione e talora dalla natura della committenza. Beninteso che, tra i requisiti minimi cui un indicatore, specie se scientifico, deve poter rispondere, si contano quelli di:

- consistenza analitica: nel senso che deve essere definito sul piano teorico e accettato dalla comunità scientifica;
- misurabilità: nel duplice senso che deve potersi esprimere tramite valore numerico e deve poter essere misurato;
- riproducibilità: nel senso che la misura di un indicatore deve poter essere ripetibile.

A questi si aggiunge quello di rilevanza cioè la richiesta che un indicatore soddisfi le esigenze conoscitive degli utenti e sia facilmente comunicabile e interpretabile da tutti gli stakeholder coinvolti.

Numerosi tentativi sono stati fatti nell'ultimo decennio per definire un set di indicatori specifici per il settore energetico. Di seguito, per completezza storica, ricordiamo: lo sforzo comune di Nazioni Unite – UNDESA - e Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico – OECD - nel 2001 sullo sviluppo sostenibile; l'attività condotta dall'Agenzia per l'Energia Nucleare – NEA – nel 2002 e dall'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica – IAEA - nel 2003 sull'energia nucleare; l'attività del Paul Scherrer Institute – PSI - nel 2004 su tecnologie per la produzione di energia elettrica; lo sforzo congiunto nel 2005 di IAEA, UNDESA, Agenzia internazionale dell'energia – IEA -, Ufficio statistico della Commissione Europea – Eurostat – e Agenzia Ambientale Europea – EEA – per produrre un set di indicatori energetici in linea con quanto richiesto dal concetto di sviluppo sostenibile.

A titolo di esempio riportiamo in tabella 13.1 il set di indicatori specifici per il settore energetico proposti dal PSI nell'ambito dei progetti GaBE [Hirschberg, 2004] e NEEDS [Burgherr, 2005] poi ripreso nel rapporto NEA su “rischi e benefici dell'energia nucleare”

[NEA, 2007]. Questi indicatori rispettano la ripartizione nelle tre dimensioni, economica, ambientale e sociale, del concetto di sostenibilità e, al di là di eventuali problemi, non ancora risolti, di consistenza, sono stati concepiti in modo da poter essere ben applicati nelle valutazioni di tecnologie e/o sistemi energetici.

Tabella 13.1. Set di indicatori specifici per il settore energetico/tecnologico [Hirschberg, 2004].

Dimensione	Area d'incidenza	Indicatore	Unità di misura
Economica	Aspetti finanziari	Costi di produzione	<i>c/kWh</i>
		Sensibilità all'aumento del prezzo del combustibile	<i>Coefficiente²⁵</i>
	Risorse	Disponibilità (fattore di carico)	<i>%</i>
		Fattori geopolitici	<i>Scala relativa</i>
		Sostenibilità nel lungo periodo: disponibilità di risorse energetiche	<i>Anni</i>
		Sostenibilità nel lungo periodo: consumo di risorse non energetiche	<i>kg/GWh</i>
		Risposta al carico di picco	<i>Scala relativa</i>
Ambientale	Riscaldamento globale	CO ₂ equivalente	<i>t/GWh</i>
	Impatti ambientali regionali	Cambiamenti di ecosistemi non protetti	<i>km²/GWh</i>
	Effetti non inquinanti	Uso del territorio	<i>m²/GWh</i>
	Incidenti (accidents) severi	Morti	<i>morti/GWh</i>
	Rifiuti totali	Massa	<i>t/GWh</i>
Sociale	Impiego	Opportunità di lavoro specifiche	<i>person-years/GWh</i>
	Proliferazione	Potenziale	<i>Scala relativa</i>
	Impatto sulla salute umana	Riduzione aspettativa di vita	<i>Anni di vita persi/GWh</i>
	Disturbi locali	Rumore	<i>Scala relativa</i>
	Confinamento rifiuti critici	Tempo necessario di confinamento	<i>migliaia di anni</i>
	Avversione al rischio	Numero di morti per incidente	<i>morti/incidente</i>

Quanto proposto in quella sede riconobbe coerentemente il carattere arbitrario della scelta di allocare a dimensioni di sostenibilità inconsuete specifiche aree d'impatto con indicatori al seguito. Esempi ne sono la presenza di indicatori ecologici afferenti alla categoria risorse nella dimensione della sostenibilità economica (questo pur sapendo che le risorse possono direttamente incidere sull'efficienza economica di un sistema); o, similmente, il fatto che gli effetti sulla salute umana siano considerati parte della dimensione sociale anziché, come più spesso accade, di quella ambientale; o, ancora, il fatto che l'unità di misura dell'indicatore ambientale associato agli incidenti severi conteggi in termini di morti il danno ambientale relativo. Tra tutti comunque, quelli sociali restano, a parere degli autori, gli indicatori più controversi e difficili da definire, selezionare e misurare.

13.3. Ciclo di vita di una centrale nucleare

Come già anticipato, utile strumento per approcciare il problema della sostenibilità ambientale è rappresentato dall'analisi del ciclo di vita. Il Life Cycle Assessment è una metodologia che permette di valutare gli impatti ambientali di un qualsiasi processo, energetico e non, attraverso la quantificazione, nei diversi stadi del suo ciclo di vita, di energia, materiali, rifiuti

²⁵ Aumento dei costi di produzione a seguito del raddoppio dei costi del combustibile.

ed emissioni [SETAC, 1991]. La metodologia LCA è standardizzata a livello internazionale dalle norme UNI EN ISO 14040 e 14044 che ne definiscono le quattro fasi d'analisi: definizione degli scopi e degli obiettivi, analisi d'inventario, analisi degli impatti, interpretazione e analisi di sensitività [ISO 14040 e 14044, 2006]. Tra queste, l'analisi d'inventario richiede, per ciascuna fase del ciclo di vita del processo analizzato, una raccolta dati la cui attendibilità è misura dell'affidabilità scientifica dei risultati conseguiti.

Il ciclo di vita di una centrale nucleare, incluse le differenze tra ciclo aperto e chiuso, è stato ampiamente descritto nel capitolo 7 sul "ciclo del combustibile". Di seguito se ne analizzano brevemente le diverse fasi dal punto di vista della rilevanza ambientale.

Front-end

Questa prima fase comprende tutte le operazioni coinvolte nella realizzazione dell'elemento di combustibile fino alla sua fabbricazione finale. Tra le più importanti da un punto di vista ambientale, è caratterizzata da:

- emissioni di radon (Rn) in fase di estrazione;
- emissioni di anidride carbonica (CO₂), ossidi d'azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO₂), particolato;
- consumi energetici (superiori a quelli richiesti nelle altre fasi);
- utilizzo di composti chimici quali acido solforico (H₂SO₄), ammoniaca (HN₃), acido nitrico (HNO₃) e acido fluoridrico (HF) [Kunakemakorn, 2011] nei processi di frantumazione, purificazione e arricchimento dell'uranio.
- notevoli quantità di uranio impoverito (o depleto) prodotto nel processo di arricchimento.

Costruzione dell'impianto

Questa fase comprende la fabbricazione, il trasporto e l'uso dei materiali necessari alla costruzione di generatori, turbine, pompe, vessel, torri di raffreddamento, impianti di stoccaggio del combustibile esausto e di tutte quelle infrastrutture proprie di una centrale nucleare. Si è stimato che un impianto nucleare di II generazione richieda mediamente 170.000t di calcestruzzo, 32.000t di acciaio, 1363t di rame e 205.464t di altri materiali [White, 1995] oltre a 1500km di cavi elettrici [Sovacool, 2008].

Esercizio dell'impianto

Fase questa in cui si computa il consumo energetico relativo alla gestione e manutenzione ordinaria dell'impianto con particolare riferimento ai circuiti di raffreddamento e ai consumi eventuali di diesel dei generatori ausiliari.

Back-end

La fase di back-end riguarda lo scarico del combustibile esausto durante le operazioni di *refueling* o rifornimento del combustibile (in media, negli impianti in esercizio, circa 40 elementi di combustibile sono coinvolti ogni anno dal refueling); il confinamento del combustibile esausto in un deposito temporaneo (piscina di disattivazione); l'eventuale riprocessamento del combustibile esausto; la gestione dei rifiuti radioattivi e il loro smaltimento finale in depositi geologici opportunamente schermati per prevenire la fuoriuscita di radiazioni verso l'ambiente esterno.

Smantellamento dell'impianto

Ultima, questa fase include il completo smantellamento dell'impianto e la bonifica della miniera d'uranio. Per smantellamento di un impianto nucleare si deve intendere, dopo un

periodo di “raffreddamento” di 50-100 anni, la decontaminazione delle strutture e dei componenti, lo smantellamento dei componenti, la demolizione degli edifici, la rimozione dei rifiuti generati e la bonifica di ogni terreno contaminato per restituirlo alla condizione di "prato verde" [OECD/NEA, 2009]. L'energia totale richiesta in fase di smantellamento può essere fino al 50% superiore a quella richiesta per la costruzione dell'impianto [Fleming, 2007].

13.4 Principali aspetti ambientali in un reattore EPR

I principali aspetti ambientali nelle tre fasi di costruzione, esercizio e smantellamento di un EPR sono stati ripresi dal documento elaborato congiuntamente da Areva e EDF per l'autorità nucleare inglese [AREVA-EDF, 2011].

Fase di costruzione

Sostanze gassose non radioattive

Durante la fase di costruzione, le fonti potenziali di emissioni gassose non radioattive includono formaldeide, monossido di carbonio, polveri e gas di scarico dei veicoli in movimento.

Sostanze liquide non radioattive

Gli scarichi chimici nei bacini idrici durante le operazioni di costruzione del reattore includono:

- solidi sospesi e idrocarburi;
- scarichi associati con le prove di avviamento del reattore.

Fase di esercizio

Rilasci gassosi radioattivi

Rilasci gassosi da un impianto EPR sono dovuti alla ventilazione dell'edificio reattore e alla degassificazione di fluidi radioattivi. A seconda dell'origine, i rilasci gassosi possono essere:

- filtrati (la filtrazione permette la ritenzione di oltre il 99% di aerosol e iodio e la loro conversione in rifiuti solidi) e rilasciati in atmosfera via camino. Questo è il caso generalmente di rifiuti gassosi provenienti dal circuito di ventilazione;
- o trattenuti da un sistema di trattamento per ridurre il livello di radioattività, quindi filtrati e rilasciati in atmosfera via camino. Questo è il caso dei gas rilasciati per degassificare l'acqua di raffreddamento.

Qualunque sia la loro origine, i rilasci gassosi sono comunque controllati e monitorati al camino al fine di evitare impatti apprezzabili nell'ambiente circostante.

Rilasci liquidi radioattivi

I rilasci liquidi da un impianto EPR, a seconda della loro provenienza, si possono distinguere in:

- effluenti dal circuito primario contenente prodotti di attivazione, gas di fissione disciolti, prodotti di fissione e sostanze chimiche come acido boric (assorbitore neutronico utilizzato per il controllo della reattività) e idrossido di litio. Le sostanze chimiche sono quasi integralmente rimesse in circuito;
- effluenti radioattivi e, in taluni casi, chimicamente contaminati provenienti da sistemi connessi al circuito primario.

Sistemi ed impianti utilizzati per trattare e stoccare effluenti liquidi radioattivi aiutano a limitare la radioattività eventualmente rilasciata in ambiente; gran parte dell'attività è

infatti trattenuta nei concentrati dell'evaporatore che vengono poi processati come rifiuti solidi.

Rifiuti solidi radioattivi

In aggiunta ai concentrati dell'evaporatore, i rifiuti solidi radioattivi derivano da resine, filtri e attività di manutenzione dell'impianto. Da valutazioni condotte su reattori simili attualmente in esercizio, la quantità di rifiuti solidi prodotti annualmente da un EPR dovrebbe essere pari a 80m^3 . La maggior parte di questi sono rifiuti a bassa attività.

Scarichi termici nei corpi idrici

Un reattore EPR può essere raffreddato in due modi: con sistema di raffreddamento a ciclo aperto in cui il calore scambiato nel condensatore viene scaricato in corpi idrici (mare, fiumi, laghi) adiacenti all'impianto o con sistema a ciclo chiuso in cui il calore è scaricato direttamente in atmosfera tramite le torri di raffreddamento. Per un impianto a ciclo aperto localizzato sulla costa, è richiesta una portata di $67\text{m}^3/\text{s}$ circa in modo tale che la differenza di temperatura dell'acqua tra ingresso e uscita nel condensatore sia inferiore a 12°C .

Sostanze gassose non radioattive

Durante la fase di esercizio, le fonti potenziali di emissioni gassose non radioattive includono rilasci chimici e gas di scarico dei veicoli in movimento. Riguardo ai rilasci chimici, si deve tener conto di:

- diossido d'azoto e di zolfo emessi dai generatori di emergenza durante i periodici test annuali;
- formaldeide e monossido di carbonio emessi dall'isolante nel sistema di ventilazione e rilasciati via camino;
- ammoniaca rilasciata al crescere della temperatura nel generatore di vapore durante l'avviamento.

Sostanze liquide non radioattive

Gli scarichi chimici nei bacini idrici durante l'esercizio del reattore includono:

- sostanze chimiche quali: acido borico, idrossido di litio, fosfati, idrazina, etanolammina, sodio, solfati, bromoformio, cloruri, ferro;
- miscugli di sostanze chimiche: metalli e azoto totali.
- solidi sospesi, COD, BOD₅, solventi.

Fase di smantellamento

Sulla base delle esperienze risultanti dalle operazioni di smantellamento compiuti in diversi paesi su impianti di potenza di prima generazione, il reattore EPR è stato progettato in modo da minimizzare il volume dei rifiuti radioattivi prodotti in fase di dismissione.

13.5 Impatti ambientali di un reattore EPR con approccio del ciclo di vita

Attualmente nel mondo non esistono reattori EPR in esercizio e 'solo' quattro in costruzione, di cui due, quelli di Olkiluoto e Flamanville, in Europa e i restanti due in Cina. Questo giustifica parzialmente il fatto che, in letteratura, l'unico studio ambientale con approccio del ciclo di vita su un reattore EPR sia quello proposto da Kunakemakorn e pubblicato dal *Journal of Sustainable Energy and Environmental* nell'anno in corso [Kunakemakorn, 2011]. Scopo di questo studio, realizzato congiuntamente da Università e Centri di ricerca thailandesi, è stato quello di stimare, sull'intero ciclo di vita, risorse consumi energetici emissioni e rifiuti di un reattore EPR con particolare riferimento alle emissioni di gas serra in

atmosfera (greenhouse gas – GHG). Il ciclo di vita nucleare, in accordo con quanto pocanzi descritto, è stato suddiviso nelle seguenti fasi: front-end, costruzione ed esercizio dell'impianto, back-end, smantellamento dell'impianto e bonifica del sito per i successivi 12 anni. Tutti i trasporti tra i diversi siti coinvolti sono stati correttamente previsti e computati nello studio.

Il ciclo analizzato, lo si vuole sottolineare, è del tutto ipotetico (la Thailandia non dispone ad oggi di centrali nucleari); pertanto gran parte dei dati utilizzati nello studio sono stati recuperati, per la fase di front-end, da imprese leader nella tecnologia nucleare quali Cameco e Areva; per quella di back-end, da letteratura scientifica del settore ([Lenzen, 2008] e [Sovacool, 2008]); per le fasi di costruzione, esercizio e smantellamento dell'impianto, infine, dal già citato documento Areva ed EDF per l'autorità nucleare inglese [AREVA-EDF, 2011].

Per la fase di raccolta dati si riportano di seguito i dati relativi a risorse, consumi energetici, emissioni e rifiuti.

Tabella 13.2. Risorse impiegate nel ciclo nucleare.

Fase	Processo	Input	Q.tà	Unità
Front-end	Estrazione	Diesel	57,7	MJ/t minerale
		Elettricità	70,6	kWh/t minerale
	Frantumazione	Diesel	483	MJ/t minerale
		Energia elettrica	18,6	kWh/t minerale
		Acido solforico	1.880	kg/t minerale
		Ammoniaca	57,7	kg/t minerale
	Raffinazione	Olio combustibile-olio numero 2	9.970	MJ/t $U_{n_3}O_8^{26}$
		Olio pesante	601	MJ/t $U_{n_3}O_8$
		Energia elettrica	1.850	kWh/t $U_{n_3}O_8$
		Acido nitrico	593	kg/t $U_{n_3}O_8$
Ammoniaca		260	kg/t $U_{n_3}O_8$	
Acido fluoridrico		70,5	kg/t $U_{n_3}O_8$	
Acqua		90,8	m ³ /t $U_{n_3}O_8$	
Conversione	Combustibile fossile	7.250	MJ/t U_nF_4	
	Energia elettrica	5.360	kWh/t U_nF_4	
	Acido fluoridrico	227	kg/t U_nF_4	
	Acqua	0,132	m ³ /t U_nF_4	
Arricchimento	Energia elettrica	48	kWh/SWU ²⁷	
	SWU	128.000	SWU	
	Gas naturale	5,23	MJ/SWU	
	Energia termica	0,549	MJ/SWU	
Fabbricazione combustibile	Acqua	0,0016	m ³ /SWU	
	Energia elettrica	39.500	kWh/t $U_eF_6^{28}$	
	Gas naturale	49.400	MJ/t U_eF_6	
Costruzione impianto - 5 anni	Acqua	95	m ³ /t U_eF_6	
	Calcestruzzo	720.000	t/impianto	
	Acciaio (per calcestruzzo)	46.000	t/impianto	
	Acciaio (per tubi)	5.000	t/impianto	
	Rame	330	t	
	Alluminio	140	t	
	Altri componenti	329	t/impianto	
Esercizio impianto – 60 anni	Diesel	242.000	MJ/t U_eO_2	
	Energia elettrica	N/D ²⁹	kWh/t U_eO_2	
	Acqua	12.100	m ³ /t U_eO_2	
	Acqua di raffreddamento	85.700.000	m ³ /t U_eO_2	
	Prodotti chimici	N/D	kg/t U_eO_2	
Back-end	Stoccaggio temporaneo del combustibile esausto	Diesel	N/D	MJ/t SF ³⁰
		Energia elettrica	N/D	kWh/t SF
Fine vita	Trattamento rifiuti e combustibile esausto	Acqua borata	1,56	kg/t SF
		Diesel	N/D	MJ/t SF
Smantellamento impianto (12 anni)	Stoccaggio dei rifiuti	Energia elettrica	N/D	kWh/impianto
		Combustibile fossile	N/D	MJ/impianto
	Stoccaggio dei rifiuti	Diesel	N/D	MJ/impianto
Energia elettrica		N/D	kWh/impianto	

²⁶ U_n : uranio naturale.

²⁷ SWU: Separation work unit, in italiano unità di lavoro separativo.

²⁸ U_e : uranio arricchito.

²⁹ N/D: non disponibile.

³⁰ SF: spent fuel cioè combustibile esausto.

In tabella 13.3 si riportano i consumi energetici annuali di un reattore di tipo PWR con riferimento alle diverse fasi del suo ciclo di vita.

Tabella 13.3. Consumo energetico del ciclo nucleare.

Fase	TJ/anno
Front-end	847
Costruzione impianto	34,2
Esercizio impianto	27,5
Back-end	108
Smantellamento impianto	68,3
Totale	1085

In tabella 13.4 si riportano le principali emissioni nelle diverse fasi del ciclo nucleare.

Tabella 13.4. Principali emissioni del ciclo nucleare.

Fase	Processo	Input	Q.tà	Unità
Front-end	Estrazione	CO ₂	84,1	kg/t minerale
		NO _x	0,770	kg/t minerale
		PM ³¹	0,282	kg/t minerale
	Frantumazione	CO ₂	763	kg/t minerale
		CO	0,288	kg/t minerale
		Ammoniaca	0,869	kg/t minerale
		NO _x	1,11	kg/t minerale
		PM	3,03	kg/t minerale
		SO ₂	1,52	kg/t minerale
		VOCs	7,68	kg/t minerale
	Raffinazione	CO ₂	3.840	kg/t U _{n3} O ₈
		NO _x	10,3	kg/t U _{n3} O ₈
		PM	0,439	kg/t U _{n3} O ₈
		Fluoruro	0,012	kg/t U _{n3} O ₈
	Conversione	CO ₂	1,170	kg/t U _n F ₄
		Trizio	1,41E-07	Bq/t U _n F ₄
		C-14	1,44E-05	Bq/t U _n F ₄
		Fluoruro	0,048	kg/t U _n F ₄
	Arricchimento	CO ₂	0,724	kg/SWU
		Cloro	1,96E-04	kg/SWU
		Fluoro	8,1E-05	kg/SWU
Rifiuti radioattivi		7,870	Bq/SWU	
Fabbricazione combustibile		CO ₂	43.000	kg/t U _c F ₆
Costruzione impianto		CO ₂	5,09E+08	kg/impianto
		CO	N/D	kg/impianto
		PM	N/D	kg/impianto
		HC	N/D	kg/impianto
		NO _x	N/D	kg/impianto
Esercizio impianto		CO ₂	20.600	kg/t U _c O ₂
		CO	0,0269	kg/t U _c O ₂
		SO ₂	33,7	kg/t U _c O ₂
		NO ₂	354	kg/t U _c O ₂

³¹ Particolato: sono incluse le particelle con diametro inferiore a 10µm (PM₁₀) e quelle con diametro inferiore a 2,5µm (PM_{2,5}).

	Formaldeide	0,0285	kg/t U _e O ₂
	Ammoniaca	38,0	kg/t U _e O ₂
	Trizio	3,18E+12	Bq/t U _e O ₂
	C-14	4,05E+10	Bq/t U _e O ₂
	Iodio	1,84E+07	Bq/t U _e O ₂
	Gas nobili	9,17E+11	Bq/t U _e O ₂
	Altri prodotti ³²	1,43E+07	Bq/t U _e O ₂
Back-end	CO ₂	0,42	g/kWh
Smantellamento impianto	CO ₂	0,616	g/kWh

In tabella 13.5 si riportano i principali rifiuti generati nelle diverse fasi del ciclo nucleare.

Tabella 13.5. Rifiuti generati dal ciclo nucleare.

Fase	Processo	Rifiuto	Q.tà	Unità
Front-end	Estrazione	Materiale roccioso	27	t/t minerale
	Frantumazione	Scarti di frantumazione	875	kg/t minerale
	Raffinazione	Rifiuti solidi	570	kg/t U _{n3} O ₈
		Rifiuti liquidi	3,50	m ³ /t U _{n3} O ₈
	Conversione	Rifiuti solidi	845	kg/t U _n F ₄
		Rifiuti liquidi	0,66	m ³ /t U _n F ₄
Arricchimento	UF ₆ depleto	2,21	kg/SWU	
	Acqua di scarico	0,495	m ³ /SWU	
Fabbricazione combustibile	Rifiuti solidi	4.840	kg/t U _e F ₆	
	Rifiuti liquidi	21,0	m ³ /t U _e F ₆	
Costruzione del reattore		Rifiuti solidi	N/D	kg/impianto
Esercizio del reattore		Combustibile esausto	1.000	kg/t U _e O ₂
		Rifiuti solidi radioattivi	3,37	m ³ /t U _e O ₂
		Rifiuti solidi convenzionali	23.300	kg/t U _e O ₂
Back-end		-	-	-
Smantellamento del reattore		Rifiuti radioattivi ³³	1,24E07	kg/impianto

L'unità funzionale dello studio (quantità di riferimento a cui ricondurre flussi e impatti del sistema studiato) è 1 kWh di energia elettrica generata da un reattore EPR di 1,63 GW, con fattore di utilizzo del 94%, elevato rendimento termodinamico (37%), un burn-up di 70 GWd/tU e 60 anni di vita operativa stimata. La tabella 13.6 contiene le emissioni di gas serra per kWh prodotto espresse in grammi di CO₂ equivalente. Come si vede le emissioni di gas serra sull'intero ciclo di vita della centrale sono pari a 1,98 gCO₂/kWh e le fasi maggiormente coinvolte sono quelle relative alla costruzione e allo smantellamento dell'impianto.

Tabella 13.6. Emissioni di gas serra espresse in emissioni di CO₂ equivalente per kWh prodotto.

Fase	gCO ₂ eq/kWh
Front-end	0,317
Costruzione impianto	0,595
Esercizio impianto	0,035
Back-end	0,420
Smantellamento impianto	0,616
Totale	1,98

³² Prodotti di fissione o di attivazione che emettono radiazioni beta o gamma.

³³ Rifiuti a basso e medio livello di radioattività.

Il valore ottenuto è in accordo con quanto emerge dall'analisi critica proposta da Sovacool sui risultati pubblicati in oltre 100 studi di LCA riguardo alle emissioni di gas serra del ciclo nucleare per la produzione di 1 kWh di energia [Sovacool, 2008]. Il fatto poi che i quasi 2g di CO₂ equivalente per kWh prodotto coincidano sostanzialmente con il limite inferiore dell'intervallo di valori emissivi emerso dall'analisi citata³⁴ è in parte imputabile ai miglioramenti tecnologici previsti *by design* dal reattore EPR (potenza, burn-up, fattore di utilizzo, strategia di gestione del combustibile, ecc.).

E' altresì vero che l'intervallo emissivo, per l'ampiezza che lo caratterizza, non permette una valutazione univoca della tecnologia nucleare in merito alle emissioni di gas serra. Quanto emerge dallo studio citato infatti, ma lo stesso si può concludere per le altre tecnologie energetiche con cui il nucleare si vorrebbe confrontare (si veda in proposito [Koch, 2000]), è una situazione estremamente eterogenea in ragione della qualità dei dati raccolti, della corrispondenza del modello simulato e della variabilità delle tecnologie rappresentate.

³⁴ L'intervallo di emissioni per la tecnologia nucleare considerata sull'intero ciclo di vita varia da 1,4 a 288 gCO₂eq/kWh [Sovacool, 2008].

14. Conclusioni

La scelta di utilizzare l'energia nucleare coinvolge molti differenti aspetti, che vanno da quelli economici (es. costo dell'elettricità, rischio di investimento), ambientali (es. minori emissioni di CO₂, necessità di stoccare materiale radioattivo), politici (es. diversificazione, maggiore sicurezza nell'approvvigionamento energetico, sostenibilità delle risorse, possibilità di diversione del combustibile), sociali (es. opportunità di lavoro, possibile impatto sulla salute umana).

Anche differenti scelte sul tipo di reattore e sul ciclo del combustibile si ripercuotono su questi aspetti spesso mostrando vantaggi e svantaggi in maniera non netta. Inoltre, l'accettabilità pubblica si inserisce come un elemento determinante, come dimostrato nuovamente dal referendum dello scorso giugno 2011.

Lo scopo del rapporto è stato quello di affrontare in una visione di insieme, anche se in maniera preliminare, alcuni di questi aspetti a partire dal caso studio di 8 EPR. Questi al 2040, per esempio, avrebbero rappresentato (a seconda delle proiezioni di crescita) circa il 15-30% di richiesta di energia elettrica.

In particolare:

- sono stati stimati i flussi di materiali in input (uranio consumato) ed in output (combustibile allo scarico con dettagliata composizione isotopica ed evoluzione nel tempo);
- sono stati acquisiti i codici di scenario COSI e DESAE. Il confronto tra i codici ha evidenziato un buon accordo per quanto riguarda i flussi di materiali (si nota comunque che lo scenario scelto fosse elementare). Le differenze per quanto riguarda la radiotossicità del combustibile potrebbero essere ulteriormente indagate chiarendo quali siano i coefficienti di conversione usati dai codici;
- è stata delineata l'ipotesi di utilizzare gli attinidi allo scarico dall'EPR per alimentare dei reattori veloci a piombo, la cui fattibilità è in corso di studio anche a livello europeo. La chiusura del ciclo del combustibile consentirebbe di migliorare di 2 ordini di grandezza sia le risorse consumate che i transuranici da stoccare;
- sono state discusse alcune questioni riguardanti la non-proliferazione e la security nucleare, tenendo conto del contesto internazionale;
- è stata effettuata un'analisi preliminare di impatto ambientale, con riferimento alla recente letteratura esistente sugli EPR (in particolare approccio LCA e indicatori energetici);
- è stato stimato l'impatto sui costi e sulle emissioni di CO₂ a seconda di diversi mix energetici e di diversi scenari di crescita.

Bibliografia

- [Albright, 2005] “Neptunium 237 and Americium: World Inventories and Proliferation Concerns” David Albright and Kimberly Kramer, Revised August 22, 2005.
- [Andrianova, 2009] E.A. Andrianova, V.D. Davidenko, V.F. Tsibulskiy, *Dynamic Energy System-Atomic Energy (DESAE 2.2) – User Manual*, IAEA, Vienna, 2009.
- [AREVA, 2005] AREVA (2005), EPR – Design Description, www.nrc.gov
- [AREVA-EDF, 2011] Areva, EDF, *Overview of the UK EPR GDA Submission*, 2011.
- [Artioli, 2010] C. Artioli, G. Grasso, C. Petrovich, *A new paradigm for core design aimed at the sustainability of nuclear energy: The solution of the extended equilibrium state*, Annals of Nuclear Energy 37 (2010) 915-922.
- [Bianchi, 2010] F. Bianchi, L. Boucher, R. Calabrese, C. Garzenne, G. Glinatsis, S. Monti, A. Schwenk-Ferrero, *CP-ESFR SP2-WP1: Proposal of an ESFR Reference Scenario*, FPN-P9P4-001, Rev.2, ENEA, 26/02/2010.
- [Boarin, 2009] *Studi di scenario ed estensione del modello economico-finanziario per la realizzazione di un parco reattori nucleari nell’orizzonte 2020-2030*. S. Boarin, M. Cerini, M. Ricotti, F. Vettrano. Report RSE/2009/139”.
- [Boucher, 2009] L. Boucher, M. Meyer, *Manuel utilisateur de COSI6 v6.0.0 en anglais*, 09/21/2009, rev. 0.
- [Boucher, 2010] L. Boucher, F.A. Velarde, E. Gonzalez, B.W. Dixo, G. Edwards, G. Dick, K. Ono, *International comparison for transition scenario codes involving COSI, DESAE, EVOLCODE, FAMILY and VISION*, IEM 11- San Francisco, November 1-5, 2010. <http://www.oecd-nea.org/pt/iempt1/>
- [BRC, 2011] Blue Ribbon Commission on America’s Nuclear Future (BRC), *Reactor and Fuel Cycle Technology Subcommittee Report to the Full Commission*, Washington, DC draft, June 2011.
- [British Energy, 2005] British Energy, *Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station*. Technical Report, 2005.
- [Brundtland, 1987] Brundtland Commission, *Our common future*, Oxford University Press, 1987.
- [Burgherr, 2005] Burgherr P, *Survey of criteria and indicators*, Integrated Project NEEDS, PSI, 2005.
- [Calabrese, 2010] R. Calabrese, *Investigations on the Italian Nuclear Scenario*, NNFISS-LP1-003, ENEA-Bologna, 23/09/10.
- [Cicognani, 1987] G. Cicognani e F. Padoani “Combustibili nucleari e proliferazione”, Sapere, Agosto 1987.
- [Cinotti, 2008] L. Cinotti, G. Locatelli, H. A. Abderrahim, S. Monti, G. Benamati, K. Tucek, D. Struwe, A. Orden, G. Corsini, D. Le Carpentier, “The ELSY Project,” *Proceedings of PHYSOR 2008*, Interlaken (Switzerland), September 14-19, 2008.

- [D.Lgs. 4/2008] Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale".
- [ECF, 2010] "RoadMap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe", European Climate Foundation, 2010.
- [ENEA, 2010a] RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE – Analisi e scenari 2009, ENEA, Novembre 2010.
- [ENEA, 2010b] "Prospettive Tecnologiche per la Sostenibilità del Sistema Energetico", contenuto nella rivista ENEA "Ambiente, Energia e Innovazione", numero 6, 2010;
- [EUROSTAT, 2007] <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- [ENI, 2005] Valentina Lugano, Claudio Piccinelli, Alessandro Zitani; *Carbone tra presente e futuro*, Master MEDEA 2005.
- [Fleming, 2007] Fleming D, *The lean guide to nuclear energy: a lifecycle in trouble*, The Lean Economy Connection, 2007.
- [Forasassi, 2010] G. Forasassi, B. Vezzoni, *Analisi di scenari energetici: studio preliminare dello scenario italiano*, NNFISS-LP1-006, CIRTEN, 15/09/2010.
- [Forrest, 2001] R.A. Forrest, FISPACT-2001: User manual, EURATOM/UKAEA Fusion Association, Culham Science Centre (UK) (2001).
- [GIF, 2006] PR&PP WG "Evaluation Methodology for Proliferation Resistance and Physical Protection of Generation IV Nuclear Energy Systems- Revision 5", GIF/PRPPWG/2006/005, 30 novembre 2006.
- [Glinatsis, 2007] G. Glinatsis, *Stochastic Approach Studies on the 3 Zones EFIT-MgO/Pb-Coolant Core*, FPN – P9EH-005, 27 Giu. 2007.
- [Grasso, 2010] G. Grasso *et al.* Static/dynamic DEMO core characterization. Technical Report NNFISS-LP3-003, ENEA-CIRTEN, September 2010.
- [Grasso, 2011] G. Grasso, C. Petrovich, Revision of the DEMO core configuration and of its dynamic behaviour, NNFISS-LP3-018, ENEA, September 2011.
- [GSE, 2009] <http://www.gse.it/attivita/statistiche/Documents/Bilanciorinnovabili2009.pdf>
- [Hirschberg, 2004] Hirschberg et al., *Sustainability of electricity supply technologies under German conditions: a comparative evaluation*, PSI report No.04-15, 2004.
- [IAEA, 2004] *Status of advanced light water reactor designs*, May 2004, IAEA-TECDOC-1391, <http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/PubDetails.asp?pubId=7052>
- [IAEA, 2005] *Multilateral Approaches to the Nuclear Fuel Cycle*, IAEA, VIENNA, 2005.
- [IAEA, 2009] *Nuclear Fuel Cycle Simulation System (NFCSS) - User Manual*, IAEA, Vienna, 2009.
- [IAEA, 2010] *Integrated Nuclear Fuel Cycle Information System*, <http://www-nfcis.iaea.org/>
- [ICRP, 1996] ICRP Publication 72: Age-Dependent Doses to Members of the Public from Intake of Radionuclides: Part 5 - Compilation of Ingestion and Inhalation Dose Coefficients, Annals of the ICRP Volume 26/1 (1996).

- [IEA, 2010a] *Key World Energy STATISTICS*, International Energy Agency, 2010.
- [IEA, 2010b] *Energy Technology Perspectives*, International Energy Agency, 2010.
- [IEA-NEA, 2010] *The Projected Costs of Generating Electricity*, IEA-NEA Report – 2010 Edition.
- [IFNEC, 2009] Presentazione "NUCLEAR RENAISSANCE IN ITALY" della Direzione Generale per l'Energia Nucleare, l'Energia Rinnovabile e l'Efficienza Energetica, alla GLOBAL NUCLEAR ENERGY PARTNERSHIP; Vienna, 9 Dicembre 2009.
- [ISO 14040, 2006] ISO 14040, *Environmental management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework*, International Organization for Standardization, 2006.
- [ISO 14044, 2006] ISO 14044, *Environmental management- Life Cycle Assessment- Requirements and guidelines*, International Organization for Standardization, 2006.
- [Koch, 2000] Koch F, *Hydropower-Internalized Costs and Externalized Benefits*, International Energy Agency, 2000.
- [Kunakemakorn, 2011] Kunakemakorn J, Wongsuchoto P, Pavasant P, Laosiripojana N, *Greenhouse gas emission of European Pressurized Reactor (EPR) nuclear power plant Technology: a Life Cycle Approach*, Journal of Sustainable Energy and Environmental 2, 45-50, 2011.
- [Lenzen, 2008] Lenzen M, *Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: a review*, Energy Conversion and Management 49, 2178-2199, 2008.
- [Locatelli, 2010a] G. Locatelli, M. Mancini, A. Trianni, P. Trucco, S. Boarin, M. Ricotti, *Rapporto sullo sviluppo di modelli economico-finanziari per l'analisi di differenti parchi di reattori*, NNFISS-LP1-004, CIRTEEN, 15/09/2010.
- [Locatelli, 2010b] G. Locatelli, M. Mancini, A. Trianni, P. Trucco, S. Boarin, M. Ricotti, *Rapporto sull'analisi di uno scenario nazionale che preveda l'utilizzo di reattori di grande taglia di III generazione e, successivamente, di reattori di piccola taglia di generazione III+*, NNFISS-LP1-005, CIRTEEN, 15/09/2010.
- [MIT, 2009] *A Benchmark Study of Computer Codes for System Analysis of the Nuclear Fuel Cycle*, MIT-NFC-TR-105, April 2009.
- [MSE-ENEA, 2010] *ACCORDO DI PROGRAMMA, Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico - PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2008-09*, Luglio 2010.
- [NEA, 2006] *Advanced Nuclear Fuel Cycles and Radioactive Waste Management*, NEA No. 5990, OECD 2006.
- [NEA, 2007] *Risks and benefits of nuclear energy*, NEA No. 6242, OECD 2007.
- [NEA, 2008] *Nuclear Energy Outlook, 2008*, NEA No. 6348, OECD 2008.
- [NEA, 2010] *Benchmark on Scenario codes - Draft_22apr2010, DRAFT - NEA/NSC/WPFC - Expert group on fuel cycle transition scenarios*.
- [OECD/NEA, 2009] Organisation for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency, *Il Decommissioning degli impianti nucleari*, 2009.

- [Padoani, 2009a] F. Padoani, “Metodologie per la valutazione della resistenza alla proliferazione di sistemi innovativi: sviluppo e applicazione”
http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Nucleare_fissione/Studi_Accordi/RSE138.pdf
- [Padoani, 2009b] F. Padoani, “Nuclear Security: un approccio per il deposito nazionale per lo smaltimento di rifiuti radioattivi”,
http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Nucleare_fissione/Deposito_Rifiuti/RSE133.pdf
- [Padoani, 2010] “Resistenza alla proliferazione e protezione fisica: metodologie e applicazioni a sistemi innovativi in ambito GIF” F. Padoani, G. Glinatsis,
http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Nuovo-nucleare-fissione/LP1/LP1-002-NNFISS_rev_0.pdf
- [Petrovich, 2010] C. Petrovich, C. Artioli, G. Grasso, *Solution of the equilibrium fuel vector in closed fuel cycles and application to a lead fast reactor*, PHYSOR 2010, Pittsburgh (Pennsylvania, USA), May 9-14, 2010.
- [RED-IMPACT, 2007] *RED-IMPACT, Impact of Partitioning, Transmutation and Waste Reduction Technologies on the Final Nuclear Waste Disposal - SYNTHESIS REPORT* (Julich Forschungszentrum), September 2007.
- [Sanchez, 2008] “Criticality of a ^{237}Np Sphere” Rene Sanchez, David Loaiza, Robert Kimpland, David Hayes, Charlene Cappiello, Mark Chadwick, *Nuclear Science and Engineering / Volume 158 / Number 1 / January 2008 / Pages 1-14 Technical Paper*.
- [Sarotto, 2009] M. Sarotto *et al.* ELSY core design static, dynamic and safety parameters with the open square FA. Technical Report ELSY-DEL/09/008, EURATOM, ENEA FPN-P9IX-006, May 2009.
- [Schulz, 2006] T.L. Schulz, *Westinghouse AP1000 advanced passive plant*, Nuclear Engineering and Design 236 (2006) 1547-1557.
- [Sengler, 1999] G. Sengler, F. Foret, G. Schlosser, R. Lisdat, S. Stelletta, *EPR Core Design*, Nuclear Engineering and Design 187 (1999) 79-119.
- [SETAC, 1991] SETAC, *A technical framework for Life-Cycle Assessment*, Ed. SETAC Foundation, Washington D.C, 1991.
- [Sovacool, 2008] Sovacool BK, *Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: a critical survey*, Energy Policy 36, 2940-2953, 2008.
- [TERNA, 2009] *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, Terna S.p.A. e Gruppo Terna, 2009.
<http://www.terna.it/>
- [TERNA, 2010a] TERNA, *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario – Anni 2010-2020*, Direzione Affari Regolatori Statistiche, 30 settembre 2010,
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/statistiche/
- [TERNA, 2010b] *Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia*, Gruppo Terna e Terna S.p.a., 2010.
- [Troiani, 2009] F. Troiani, *Ciclo del Combustibile Nucleare e Rifiuti Radioattivi*, ENERGIA, AMBIENTE E INNOVAZIONE 6/2009, Gennaio 2010, pag. 63-75.

- [Troiani, 2010] F. Troiani et al., *Ciclo del combustibile, costi di investimento e di generazione, ENERGIA NUCLEARE IN ITALIA. COME PROSEGUIRE IL PERCORSO. GIEEDIZIONI*, Gennaio 2011. ISBN 978 88 97342 00 7 (Presentato alla Camera dei Deputati, Palazzo Marini-Sala Colonne, Roma, 20 gennaio 2011).
- [Tsibulskiy, 2006] DESAE (Dynamic Energy System- Atomic Energy) Integrated computer model for performing Global Analysis in INPRO Assessment Studies, V. Tsibulskiy, S. Subbotin, M. Khroshev, F. Depisch, Proc. 14th Int. Conf. on Nuclear Engineering, Miami, Florida, USA, July 17-20, ASME, 2006, ICONE14-10270.
- [Tuček, 2009] K. Tucek, *Design Objectives, Requirements and General Specifications of ELSY*, JRC, Gennaio 2009, rev. 1, DOC/07/042, ELSY project.
- [Vattenfall, 1999] Vattenfall AB and Explicare AB, *Vattenfalls' life cycle studies of electricity*, 1999.
- [Vettraino, 2010] F. Vettraino, *SMR-LR nuclear deployment scenario definition and analysis in the time horizon 2020-2030: Case Study Italy*, NNFISS-LP1-009, ENEA-Bologna, 23/09/2010.
- [White, 1995] White SW, *Energy balance and lifetime emissions from fusion, fission, and coal generated electricity*. M.S. Thesis, University of Wisconsin, 1995.
- [Weisser, 2007] Weisser D, *A guide to life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies*, Energy 32, 1543-1559, 2007.
- [WNA, 2010] World Nuclear Association, *The Nuclear Fuel Cycle*; <http://www.world-nuclear.org/info/info03.html>