



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

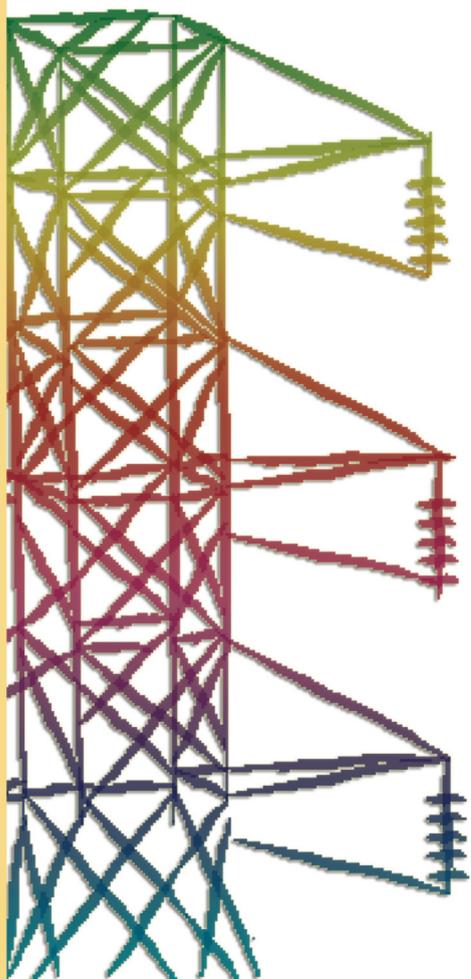


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

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. Vettrai





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

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. Vettraino



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 (CIRTEN)

F. Vettrano (ENEA)

Aprile 2009

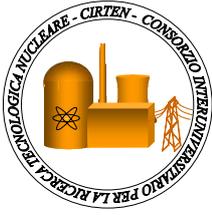
Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Produzione e fonti energetiche

Tema: Nuovo Nucleare da Fissione

Responsabile Tema: Stefano Monti, ENEA



CIRTEN
CONSORZIO
INTERUNIVERSITARIO
PER LA RICERCA
TECNOLOGICA NUCLEARE



Centro Ricerche Bologna

Studi di Scenario ed Estensione del Modello Economico-Finanziario per la Realizzazione di un Parco-Reattori Nucleari in Italia nell'orizzonte 2020-2030

S. Boarin[^], M. Cerini[^], M. Ricotti[^], F. Vettraino^{*}

[^]POLITECNICO DI MILANO
DIPARTIMENTO DI ENERGIA, Sezione INGEGNERIA NUCLEARE-CeSNEF

*** ENEA, FPN-FISNUC, Bologna**

CERSE-POLIMI RL-1111/2008

Milano, Dicembre 2008

Lavoro svolto in esecuzione della linea progettuale LP1– punto B dell'AdP ENEA MSE del 21/06/07,

“Studi di Scenario”

Tema 5.2.5.8 – “Nuovo Nucleare da Fissione”



Indice

1	CONTESTO E SCOPO DELL'ANALISI.....	- 3 -
2	EXECUTIVE SUMMARY	- 4 -
3	STRUMENTI DI MODELLIZZAZIONE E SIMULAZIONE ADOTTATI.....	- 4 -
4	CARATTERISTICHE DEGLI SCENARI ANALIZZATI	- 6 -
4.1	Caso 1 (High).....	- 8 -
4.2	Caso 2 (Mid)	- 8 -
4.3	Caso 3 (Low).....	- 9 -
4.4	Caso 4 (High).....	- 9 -
4.5	Caso 5 (Mid)	- 10 -
4.6	Caso 6 (Low).....	- 11 -
5	TIPOLOGIE DI REATTORI CONSIDERATE.....	- 12 -
6	SITI NUCLEARI	- 14 -
7	CONSUMO/FABBISOGNO DI MATERIALI.....	- 15 -
7.1	Uranio.....	- 15 -
7.2	Zirconio.....	- 17 -
7.3	Acciaio e Rame	- 19 -
8	ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA	- 20 -
9	CONCLUSIONI.....	- 23 -
10	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	Errore. Il segnalibro non è definito.

1 CONTESTO E SCOPO DELL'ANALISI

Il cosiddetto “Rinascimento Nucleare” è un fenomeno di rinnovato interesse per la tecnologia nucleare di generazione di potenza che coinvolge oggi anche il nostro Paese, uscito da questo settore con il referendum del 1987.

Per riconsiderare e rivitalizzare l'opzione nucleare nel mix di generazione elettrica è necessario pianificare una serie di azioni su più fronti, in maniera coordinata e coerente; tra esse la simulazione di scenario è un passo necessario per avere una prima stima delle implicazioni che comporta l'installazione di un nuovo parco nucleare sul territorio nazionale.

L'ENEA e il POLITECNICO hanno intrapreso uno studio di scenario basato sulla simulazione, con lo scopo di evidenziare e comprendere:

- ✓ Le dinamiche di approvvigionamento dei materiali in gioco (Uranio naturale, Zirconio, Acciaio, ecc.) durante lo svolgersi dell'orizzonte temporale considerato.
- ✓ l'entità e l'evoluzione dell'investimento finanziario e dei costi associati alla gestione del parco nucleare, in funzione della specifica tempistica di commissioning del parco nucleare.

Le due tipologie di reattori considerate nell'analisi sono l'EPR (1.600MWe), di produzione francese, che rappresenta un impianto di grande scala e l'IRIS, di produzione americana, che rappresenta un design innovativo e modulare di taglia medio/piccola (335MWe).

Vengono ipotizzati sei differenti scenari energetici elaborati in funzione dell'obiettivo ipotizzato di produrre nel 2030 una quota del fabbisogno energetico nazionale da nucleare pari almeno al 25% complessivo.

I risultati presentati in questo lavoro sono da considerarsi come un tentativo di prima approssimazione nello scopo di indagare e caratterizzare un problema complesso come lo studio del deployment di un parco nucleare in un Paese in cui l'esperienza ingegneristica e operativa si sono interrotte da anni, in assenza quindi di benchmark sulle principali variabili: dai tempi e costi di costruzione, a quelli operativi, ecc.

Ulteriori sviluppi dell'analisi potrebbero includere nel parco-reattori analizzati, anche l'AP1000 americano, che rappresenta attualmente la principale alternativa all'EPR nei mercati cinese e americano.

Una modellizzazione più realistica dei siti nucleari possibili sul suolo nazionale, che costituirà uno sviluppo successivo dell'analisi, si renderà necessaria per definire in modo più preciso il numero dei siti e la loro dimensione minima e massima, incrociando le informazioni sui vincoli geo-fisico-ambientali e di rete di trasporto.

Infine, un ulteriore affinamento della modellizzazione riguarderà l'aspetto economico-finanziario, con il calcolo della redditività complessiva del programma di deployment nucleare, in termini di NPV (Net Present Value) e di IRR (Internal Rate of Return), il calcolo del LUEC (Levelized Unit Cost of Electricity), la suddivisione fine dell'investimento in capitale di rischio e capitale di debito, in costi overnight e “Interest During Construction”, ecc.

2 EXECUTIVE SUMMARY

Il merito del presente lavoro di analisi consiste nell'aver approntato uno primo strumento di analisi, che include tanto una mass flow analysis, quanto una stima delle grandezze economico-finanziarie, relativo a diversi scenari di deployment di un parco di generazione di energia nucleare nel nostro Paese. Per ogni scenario viene stimato il profilo temporale del fabbisogno dei materiali critici e del fabbisogno finanziario per coprire l'investimento.

Questo lavoro di analisi offre altresì una metodologia di confronto delle due categorie di reattori considerate: il procedimento di analisi considera dapprima scenari ipotizzanti unicamente la tipologia EPR, quindi casistiche comprendenti un mix di impianti costituito da reattori EPR e moduli IRIS, e offre un'analisi comparata dei parametri chiave nei diversi scenari alternativi.

L'analisi svolta, evidenzia come i consumi di Uranio naturale e Zirconio, entrambi legati alla fabbricazione di combustibile nucleare, aumentino quando reattori di tipologia IRIS vengano inclusi in un parco-reattori nazionale, rispetto all'utilizzo di soli reattori di grande taglia come l'EPR.

Allo stesso modo, il maggiore fabbisogno specifico di acciaio di IRIS comporta una richiesta maggiore di questo elemento strutturale nel periodo di commissioning di un parco-reattori "misto", che include cioè anche reattori IRIS. Al contrario, il fabbisogno di rame, presente solamente nella tipologia EPR, si riduce quando alcuni EPR nel parco-reattori vengano sostituiti da moduli IRIS.

A livello economico, gli scenari "misti" appaiono penalizzati da un'ipotesi di costo specifico (\$/kWe) maggiore per IRIS rispetto all'EPR, peraltro legata alla perdita di economie di scala nei costi overnight di costruzione. Gli scenari "misti" registrano un investimento totale maggiore degli scenari relativi a soli EPR.

Tuttavia, occorre ricordare che l'analisi offerta dal codice DESAE non può considerare i vantaggi legati alla flessibilità intrinseca degli investimenti modulari, che si manifesta maggiormente negli scenari "misti". Maggiore è il numero di unità-reattore, maggiore è il grado di modularità dell'investimento, con la possibilità di differire o arrestare la costruzione dei moduli-reattore nel caso di condizioni al contorno sfavorevoli. In un investimento modulare il capitale-medio a rischio è minore. Queste considerazioni legate al rischio finanziario, devono necessariamente far parte di un'analisi economico-finanziaria, insieme a considerazioni sulla redditività e sull'efficienza della struttura di costo, espressa per esempio dal costo unitario di generazione ("LUEC").

I risultati ottenuti rappresentano quindi un primo tentativo di analisi, che meriterebbe un ulteriore affinamento, da cui potrebbero inoltre emergere interessanti dinamiche legate ai modi di finanziamento dei programmi nucleari.

3 STRUMENTI DI MODELLIZZAZIONE E SIMULAZIONE ADOTTATI

L'analisi di scenario è stata effettuata mediante l'impiego del codice DESAE 2.1.

Il codice DESAE ("Dynamic of Energy System – Atomic Energy") 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, una volta stabiliti gli inputs caratteristici quali: curva di potenza installata, 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: il Grafico n.1 seguente illustra la logica del codice, con riferimento al ciclo del combustibile.

In questo lavoro si assume un ciclo del combustibile aperto, come ipotesi più plausibile per un ripristino del settore nucleare in Italia, arrestandosi alla fase di *long time storage*, senza considerare

alcun piano di riprocessamento del combustibile. La chiusura del ciclo è tuttavia un aspetto connesso alla strategia nucleare di lungo termine del Paese, che non può prescindere dallo sviluppo/deployment dei reattori Gen IV e dei centri internazionali per il servizio e sicurezza del ciclo combustibile (International Fuel Centers) come previsto dall'iniziativa internazionale GNEP (Global Nuclear Energy Partnership).

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* i reattori EPR e IRIS considerati in questo lavoro.

L'attività e la radiotossicità del combustibile irraggiato vengono calcolate, tuttavia la necessità di siti di "stoccaggio" viene determinata 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

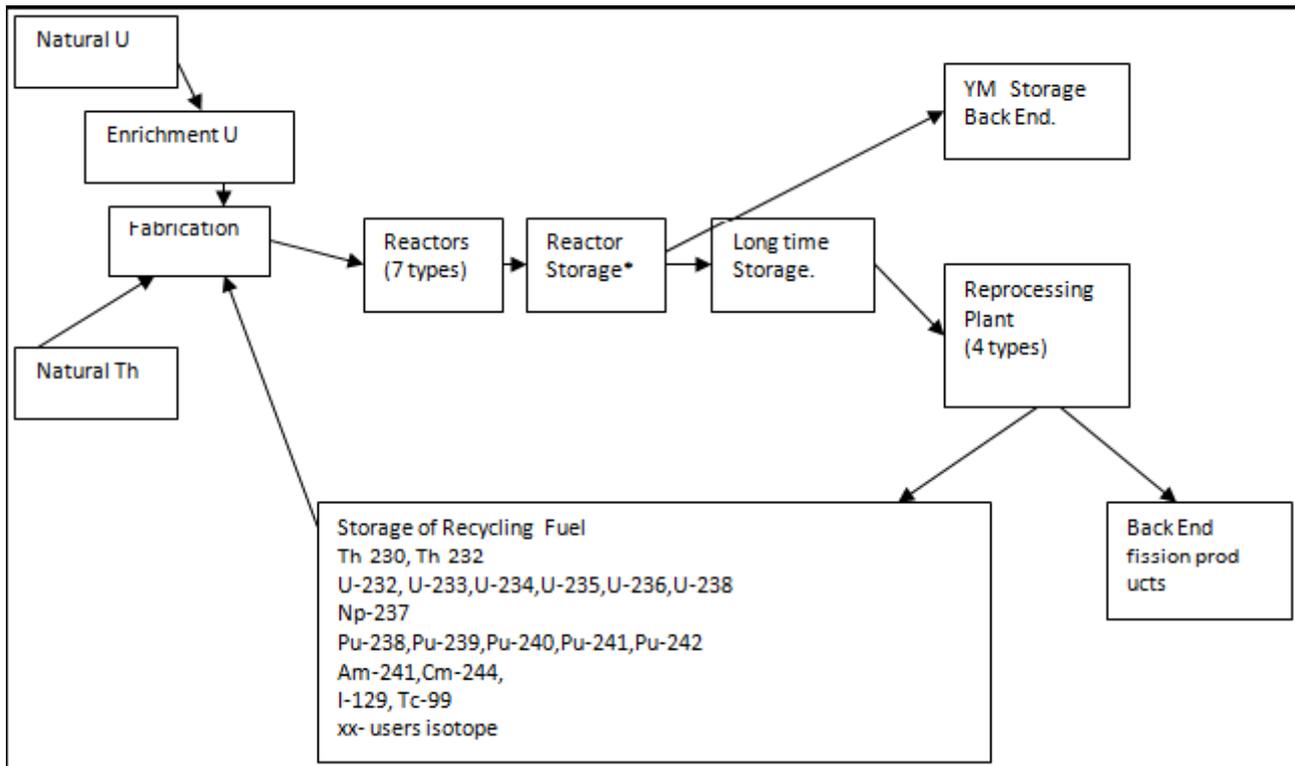
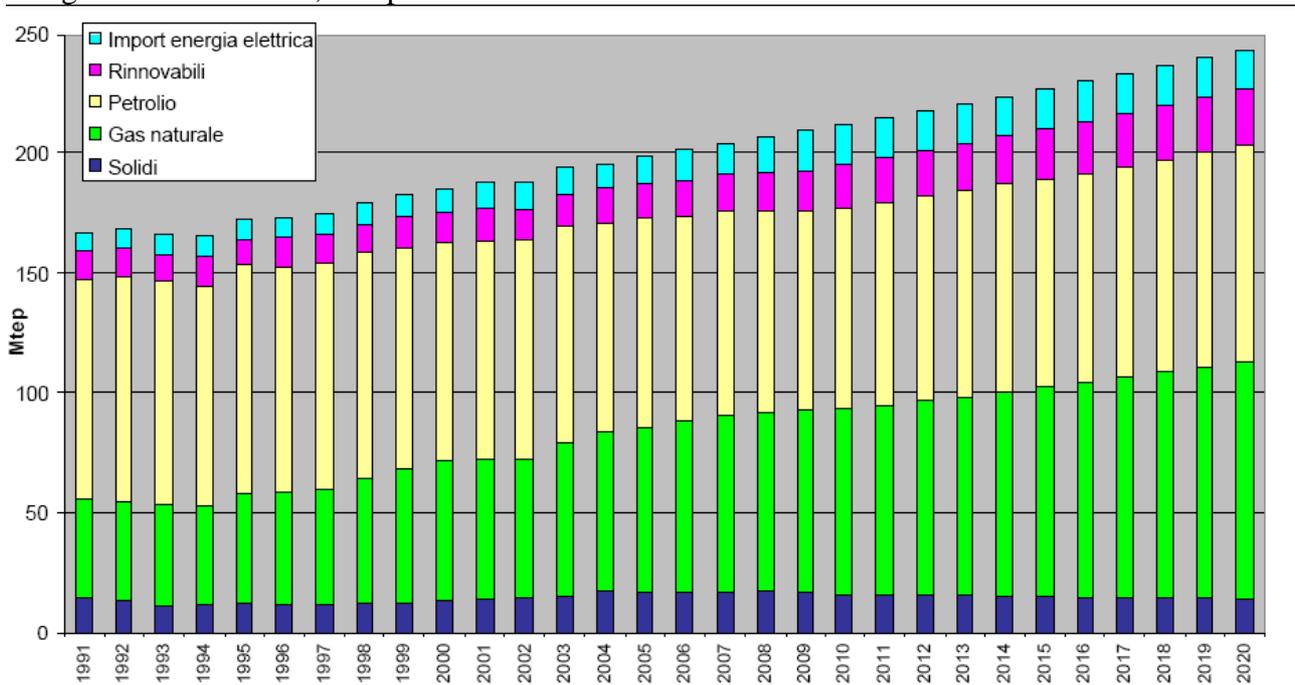


Grafico 1. Schema del ciclo del combustibile (DESAE 2.1)

4 CARATTERISTICHE DEGLI SCENARI ANALIZZATI

Dall'esame del seguente Grafico n.2, in cui è riportata l'evoluzione temporale del fabbisogno energetico fino al 2020¹, la dipendenza dai combustibili fossili risulta immediatamente evidente.



¹ Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie - Osservatorio Statistico Energetico, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, Maggio 2005, pag. 14

Grafico n. 2. Evoluzione temporale del fabbisogno energetico italiano per fonte

Dalle previsioni effettuate dal Ministero, in cui non è contemplata l'energia nucleare, è possibile mettere in evidenza i seguenti elementi, come emerge dal grafico sopraccitato:

- ✓ Un notevole aumento della componente legata al gas naturale (da 66,21 Mtep nel 2004 a 98,2 Mtep nel 2020), con un incremento alla fine del periodo esaminato del 48%. Considerata la recente crisi delle forniture tra Russia e Ucraina, che ha coinvolto indirettamente l'Europa, l'aumento della dipendenza da questa fonte non è auspicabile;
- ✓ consumi di petrolio pressoché costanti (da 88,0 Mtep nel 2004 a 90,4 Mtep nel 2020) con graduale diminuzione nell'impiego termoelettrico compensato dall'utilizzo esclusivo in quello dei trasporti;
- ✓ un aumento delle fonti rinnovabili (passate da 14,1 Mtep nel 2004 a 24,1 Mtep nel 2020) con un incremento percentuale del 74%.

In conclusione, lo scenario evolutivo elaborato dal Ministero prevede nel 2020 una forte dipendenza energetica, corrispondente all' 83% del fabbisogno nazionale, dai combustibili fossili. Questa eventualità esporrebbe l'Italia alle oscillazioni di prezzo delle importazioni di combustibile (gas naturale e petrolio). Tale previsione stima, inoltre, il significativo aumento delle fonti rinnovabili che arrivano a coprire nel 2020 il 10% del totale.

A partire da questo scenario, in cui il gas naturale soppianta gradualmente la dominante dipendenza dal petrolio, è possibile elaborare altresì un nuovo progetto in cui venga presa in considerazione anche la fonte nucleare, in maniera da limitare la market share relativa del gas naturale in favore del nucleare. L'impiego di un simile piano energetico nazionale è alla base di questo lavoro che, in linea con quanto ipotizzato dall'attuale Ministro per lo Sviluppo Economico, stima al 2030 il raggiungimento di un 25% del fabbisogno elettrico nazionale da impianti elettronucleari, partendo dal valore della richiesta della rete elettrica di 340 TWh¹ nel 2007 e impostando un tasso di crescita annuo compreso tra il 2,5% e l'1,0% (¹Fonte TERNA).

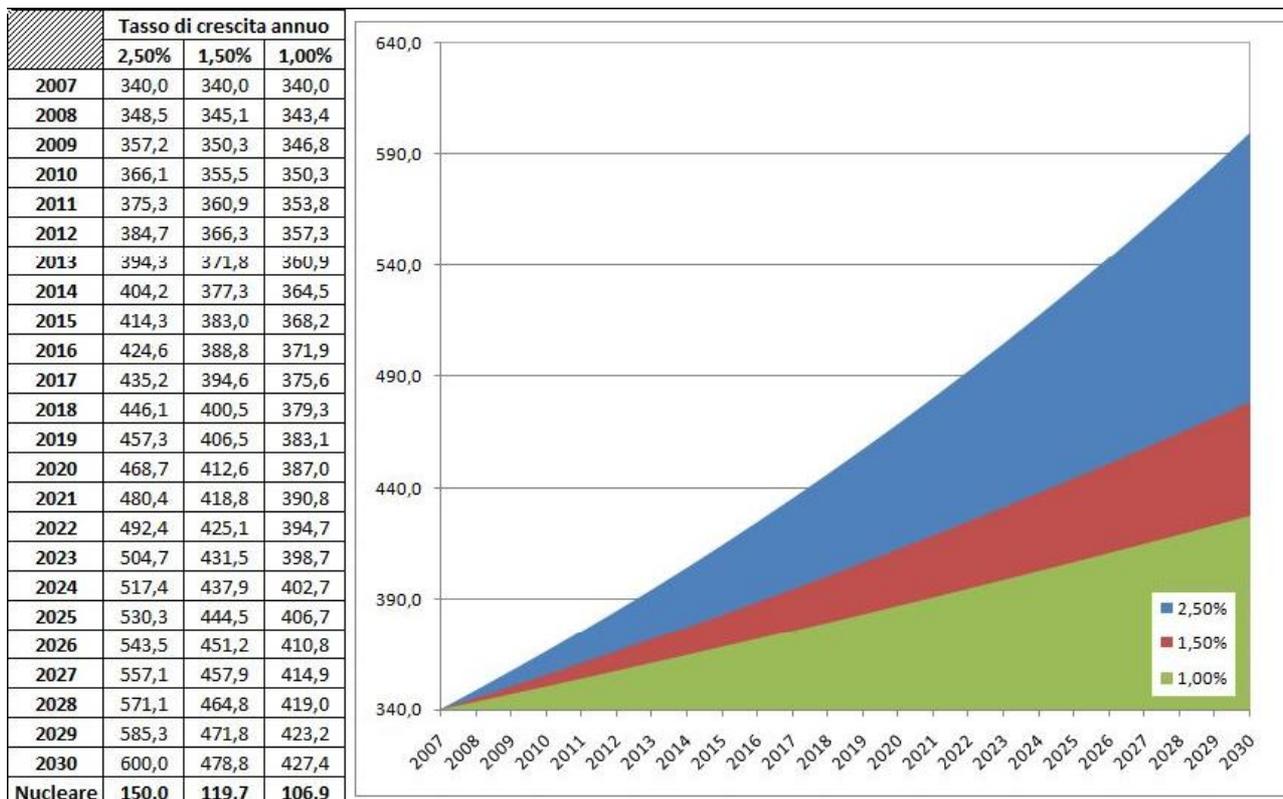


Grafico n. 3. Andamento della richiesta energetica (TWh) secondo i tassi di crescita stimati

4.1 Caso 1 (High)

Costruzione di 12 reattori EPR di potenza complessiva pari a 19.200 MWe.

Questo valore deriva dal tasso di crescita annua massimo (2,5 %/anno), che richiede di fornire alla rete elettrica nazionale 146 TWh: il parco reattori permette di erogare 151 TWh.

Avendo formulato l'ipotesi secondo cui il primo reattore italiano diventi operativo per il 2020, l'inizio del programma di costruzione è influenzato dalla posa della prima pietra nel 2014 e da questa discendono le tempistiche relative ai successivi reattori. Riguardo al periodo necessario per costruire il singolo impianto EPR, si considera che, non disponendo inizialmente di un adeguato know-how, siano richiesti 7 anni effettivi comprendenti anche eventuali

fermate e ritardi dei lavori, per realizzare ognuno dei primi due moduli EPR. Una volta migliorate le conoscenze con la realizzazione dei primi due impianti i tempi scendono gradualmente passando dai 6 anni richiesti per il terzo EPR ai 5 anni necessari alla realizzazione dei reattori successivi.

Questo scenario può essere realizzato alternativamente:

mediante 6 siti nucleari di potenza pari a 3.200 MWe: tale scelta favorisce la concentrazione di potenza che risulta essere conseguentemente locata in poche aree del paese.

Mediante 12 siti da 1.600 MWe: la massima potenza accumulabile per sito è limitata a quella di progetto dei reattori scelti EPR.

La tempistica di costruzione dei singoli EPR è illustrata nella tabella seguente.

Scenario energetico: 19200 MW _e EPR																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1																	
EPR_2																	
EPR_3																	
EPR_4																	
EPR_5																	
EPR_6																	
EPR_7																	
EPR_8																	
EPR_9																	
EPR_10																	
EPR_11																	
EPR_12																	
Capacità elettrica (MW _e)							1600	3200	4800	6400	8000	9600	11200	12800	14400	19200	

Tabella n. 1. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 1)

4.2 Caso 2 (Mid)

Costruzione di 10 EPR di potenza complessiva pari a 16.000 MWe.

Tasso di crescita annua stabilito: 1,5 %/anno ---> 118 TWh.

Parco reattori permette di erogare 126 TWh.

Questo parco reattori può essere distribuito in 5 siti sul territorio nazionale, in modo da favorire la concentrazione della generazione di potenza, con una dimensione del singolo sito di 3.200MWe e in alternativa 10 siti da 1.600MWe, ognuno pari alla potenza di un EPR.

La tabella seguente riporta la tempistica di costruzione dell'intero parco reattori.

Scenario energetico: 16000 MW _e EPR																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1																	
EPR_2																	
EPR_3																	
EPR_4																	
EPR_5																	
EPR_6																	
EPR_7																	
EPR_8																	
EPR_9																	
EPR_10																	
Capacità elettrica (MW _e)							1600		3200	4800	6400	8000	9600	11200	12800	14400	16000

Tabella n. 2. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 2)

4.3 Caso 3 (Low)

Costruzione di 8 EPR di potenza complessiva pari a 12.800 MWe.

Tasso di crescita annua stabilito: 1,0 %/anno ---> 106 TWh.

Parco reattori permette di erogare 101 TWh.

In questo scenario si è assunto di realizzare 4 siti con 2 EPR per sito. L'alternativa in questo caso è di avere 8 siti ciascuno con un solo reattore EPR.

Nella tabella seguente si esplicita la tempistica di costruzione del parco di EPR.

Scenario energetico: 12800 MW _e EPR																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1																	
EPR_2																	
EPR_3																	
EPR_4																	
EPR_5																	
EPR_6																	
EPR_7																	
EPR_8																	
Capacità elettrica (MW _e)							1600		3200	4800	6400	8000	9600	11200	12800		

Tabella n. 3. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 3)

4.4 Caso 4 (High)

Costruzione di 8 EPR di potenza pari a 12.800 MWe a cui vanno sommati 10 moduli Twin-IRIS da 6.700 MWe.

Potenza complessiva: 19.500 MWe.

Tasso di crescita annua stabilito: 2,5 %/anno ---> 146 TWh.

Parco reattori permette di erogare 100,8 TWh da EPR + 52,8 TWh da IRIS = 153,6 TWh.

Anche in questo scenario si assume una dimensione massima per sito, in termini di potenza installata, pari a 3.200 MWe (2 EPR). Pertanto su un sito potrebbero essere installati 2 reattori

EPR oppure 4 Twin-IRIS da 670 MWe ciascuno (totale di 2.680 MWe), oppure ancora, un reattore EPR da 1600 MWe e 2 Twin - IRIS da 670 MWe ciascuno (totale 2.940 MWe)

La tempistica di costruzione dei singoli impianti è riportata nella tabella seguente.

Scenario energetico: 19500 MW _e (12800 MW _e EPR + 6700 MW _e IRIS)																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1	■	■	■	■	■	■	■	■									
EPR_2		■	■	■	■	■	■	■	■								
EPR_3					■	■	■	■	■	■	■	■	■				
EPR_4							■	■	■	■	■	■	■				
EPR_5								■	■	■	■	■	■	■			
EPR_6									■	■	■	■	■	■	■		
EPR_7										■	■	■	■	■	■	■	
EPR_8											■	■	■	■	■	■	
IRIS_1								■	■	■	■						
IRIS_2											■	■	■	■			
IRIS_3												■	■	■	■	■	
IRIS_4															■	■	■
IRIS_5															■	■	■
Capacità elettrica (MW _e)								1600	3200		5470	7740	9340	11610	13880	16150	19500

Tabella n. 4. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 4)

4.5 Caso 5 (Mid)

Costruzione di 6 EPR di potenza pari a 9.600 MWe a cui vanno sommati 10 moduli Twin-IRIS da 6.700 MWe.

Potenza complessiva: 16.300 MWe.

Tasso di crescita annua stabilito: 1,5 %/anno ---> 118 TWh.

Parco reattori permette di erogare 75,6 TWh da EPR + 52,8 TWh da IRIS = 128,4 TWh.

La tempistica di costruzione dei singoli impianti è riportata nella tabella seguente.

Scenario energetico: 16300 MW _e (9600 MW _e EPR + 6700 MW _e IRIS)																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1	█	█	█	█	█	█	█										
EPR_2		█	█	█	█	█	█	█									
EPR_3					█	█	█	█	█	█							
EPR_4							█	█	█	█	█						
EPR_5								█	█	█	█	█	█				
EPR_6									█	█	█	█	█	█			
IRIS_1								█	█	█	█						
IRIS_2												█	█	█			
IRIS_3													█	█	█		
IRIS_4															█	█	█
IRIS_5															█	█	█
Capacità elettrica (MW _e)							1600	3200		5470	7740	9340	11610	12280	12950	13620	16300

Tabella n. 5. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 5)

4.6 Caso 6 (Low)

Costruzione di 6 EPR di potenza pari a 9.600 MWe a cui vanno sommati 8 moduli Twin-IRIS da 5.360 MWe.

Potenza complessiva: 14.960 MWe.

Tasso di crescita annua stabilito: 1,0 %/anno ---> 106 TWh.

Parco reattori permette di erogare 75,6 TWh da EPR + 42,2 TWh da IRIS = 117,8 TWh.

La tempistica di costruzione dei singoli impianti è riportata nella tabella seguente.

Scenario energetico: 14400 MW _e (9600 MW _e EPR + 5360 MW _e IRIS)																	
Centrali	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EPR_1	■	■	■	■	■	■	■										
EPR_2		■	■	■	■	■	■	■									
EPR_3					■	■	■	■	■	■	■						
EPR_4							■	■	■	■	■	■					
EPR_5								■	■	■	■	■	■				
EPR_6									■	■	■	■	■	■			
IRIS_1								■	■	■	■						
IRIS_2											■	■	■				
IRIS_3													■	■	■		
IRIS_4															■	■	■
Capacità elettrica (MW _e)							1600	3200		5470	7740	9340	11610	12280	12950	13620	14960

Tabella n. 6. Evoluzione delle tempistiche costruttive del parco reattori (Scenario 6)

5 TIPOLOGIE DI REATTORI CONSIDERATE

Date le circostanze determinatesi in Italia in conseguenza del referendum del 1987, un nuovo eventuale programma nazionale di ritorno alla produzione elettronucleare, dovrebbe partire utilizzando la migliore tecnologia nucleare disponibile, rappresentata al momento dalla Generazione III+ dei PWR (Pressurized Water Reactor), la tipologia di reattori che vanta la più estesa e consolidata conoscenza ed esperienza operativa a livello mondiale. Tra questi rivestono particolare interesse il reattore francese EPR² (1.600 MWe) e l'americano AP1000 (1.117 MWe).

A questi si può aggiungere il reattore IRIS (335 MWe) che rappresenta un design innovativo di PWR di taglia medio/piccola (335MWe), attualmente in fase di sviluppo da parte di un consorzio internazionale promosso da Westinghouse, cui partecipa anche l'industria, la ricerca e l'università italiana (Politecnico di Milano e Torino, Università di Pisa e Roma, Ansaldo Nucleare, Mangiarotti, ENEA). IRIS è attualmente in fase di certificazione presso la NRC e l'approvazione definitiva è stimata entro il 2018.

² Prof. Enrico Cerrai: Conferenza "L'Italia e il Nucleare: una storia tra decisioni, incidenti e ripensamenti" (Casa dell'Energia, Milano – 11 Giugno 2008)

Lo studio degli scenari che includono IRIS nel parco-reattori, permette di valutare i vantaggi del concetto di modularità e scalabilità dell'investimento, particolarmente apprezzabili nel caso di progetti *capital-intensive*. Inoltre, diversamente all'EPR ed AP1000, IRIS è in grado di rispondere ai vincoli geo-fisici che precludono l'installazione di siti di elevata potenza: e.g. limiti alla rete di trasporto elettrica, scarsità di risorse idriche, sismicità. Da ultimo, gli impianti di piccola taglia sono particolarmente adatti ad un sistema di utenze di piccola dimensione, distribuite su un vasto territorio poco interconnesso come nel caso dei sistemi insulari (Indonesia), zone remote o comunque distanti da grandi centri (es. Siberia, Cina continentale), o geomorfologia peculiare (Cile, ecc.).

Per implementare le tipologie EPR e IRIS nel codice DESAE 2.1, i dati specifici dei reattori sono stati definiti come segue.

	IRIS	EPR
Reactor power, GWt	1	4,3
Capacity factor	0,95	0,9
Efficiency (electricity)	0,32	0,37
Fuel loading (core), t	35	133
Fuel loading (top & bottom blanket), t	0	0
Fuel loading (side blanket), t	0	0
core residence time, days	1460	1855
top& bottom blanket residence time , days	0	0
side blanket residence time , days	0	0
Content of U - 235 in depleted uranium	0,0015	0,0015
Cooling fuel time, year	5	5
Cooling spent fuel time top & bottom blanket, year	0	0
Cooling spent fuel time side blanket, year	0	0
Building duration, year	3	6
Exploitation duration, year	60	60
Decommissioning duration, year	15	15
The number of staff, man/GW	250	250
The salary, \$/(man*month)	4000	4000
Natural uranium price (or Pu - fis or U - 3), \$/kg	60	60
Steel consumption, kg(Fe)/kWt	0,17	0,125
Copper consumption, kg(Cu)/kWt	0	7,00E-05
Al consumption, kg(Al)/kWt	0	0
Zr consumption, kg(Zr)/kg(fuel)	0,11	0,11
Water consumption, kg(H2O)/kWh(el)	0	0
Heavy water consumption, kg(D2O)/KWt	0	0
Graphite consumption, kg(C)/kg(fuel)	0	0
Heavy metal consumption, kg(metal)/KW	0	0
Electricity consumption, kWh(e)/kWh(t)	0	0,04
Fuel fabrication cost, \$/kg	1750	1750
Fuel storage cost at NPP, \$/kg/year	4	4
Cost of long - time fuel storage, \$/kg/year	2	2
Cost of back end dumping spent fuel, \$/kg	350	350
Building cost kWt, \$/kWt	1000	1000
Decommissioning cost kWt, \$/kWt	100	210

Tabella n. 7. Input specifici delle tipologie di reattori considerate

6 SITI NUCLEARI

L'individuazione dei potenziali siti nucleari sul territorio nazionale deve prendere in considerazione principalmente:

- ✓ la disponibilità di risorse idriche per il raffreddamento del circuito secondario;
- ✓ la sismicità;
- ✓ la capacità di trasporto della rete elettrica esistente, nonché una stima realistica del tasso di sviluppo della rete stessa.

La scelta di prediligere l'acqua come mezzo idoneo al raffreddamento delle centrali rispetto all'aria risiede nel maggior coefficiente di scambio termico della prima che porta ad avere notevoli vantaggi soprattutto in termini di costi e ingombri. La disponibilità di adeguate risorse idriche restringe l'insieme di siti potenziali di elevata potenza installata. L'opzione di affiancare o utilizzare unicamente torri evaporative può affrancare dalla necessità di consistenti risorse idriche, ma comporta maggiori costi di investimento.

Un'altra alternativa che in un prossimo futuro potrebbe rivestire importanza sempre maggiore viste le problematiche ambientaliste sarebbe la costituzione e l'utilizzo di un bacino artificiale alimentato da acque scure depurate, come avviene tutt'oggi nella centrale americana di Palo Verde. Vista la particolare ubicazione della centrale, situata in un'area desertica dell'Arizona si è reso necessario fare ricorso a una soluzione innovativa che la rende l'unica centrale nucleare al mondo che basa il suo approvvigionamento di acqua necessaria al raffreddamento su un bacino artificiale alimentato da acque scure.

Le zone caratterizzate da attività sismica recente sono individuabili³ in corrispondenza delle catene montuose, Appennini o Alpi, e nelle aree in cui sono presenti vulcani attivi (Etna, Stromboli, ...) Intersecando queste informazioni con la classificazione sismica del paese⁴, si individuano nel paese tre regioni in cui sarebbe possibile ubicare degli impianti nucleari di potenza:

- ✓ Pianura Padana.
- ✓ Puglia.
- ✓ Sardegna.

Occorre peraltro osservare che l'isolamento sismico degli impianti IRIS, di taglia medio-piccola e caratterizzati da un design integrale, è sicuramente più agevole ed efficace rispetto all'EPR.

In questo lavoro si assume che la tipologia di reattore IRIS possa coesistere con l'EPR sul medesimo sito. La potenza complessiva installabile in un singolo sito può essere compresa entro le due seguenti situazioni estreme, ove la seconda opzione permetterebbe di concentrare la potenza richiesta di 20 GWe entro pochi siti.

Ipotesi Minima (1600 MWe):
Comprende il caso di un solo reattore EPR (1.600 MWe) oppure due moduli Twin-IRIS (670 MWe cad.), formati dall'unione di quattro singoli moduli da 335 MWe.
Ipotesi Massima (3200 MWe):
due EPR da 1600 MWe cad.), oppure quattro Twin-IRIS (670 MWe cad.), oppure un EPR (1.600 MWe) con due moduli Twin-IRIS (670 MWe cad.),

Tabella n. 8. Ipotesi di potenza installabile in siti nucleari italiani

³ Fonte: Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, INSV

⁴ Fonte: Protezione Civile

7 CONSUMO/FABBISOGNO DI MATERIALI

7.1 Uranio

Risorsa fondamentale per la vita utile di un reattore nucleare. Nello scenario ipotizzato, avendo deciso di adottare unicamente reattori LWR (ad acqua leggera) della tipologia EPR, come combustibile viene utilizzato ossido di Uranio arricchito al 4,41% (1 kg di combustibile richiede circa 8 kg di Unat.).

La richiesta di Uranio naturale necessaria a soddisfare l'intero parco reattori previsto dai diversi scenari di sviluppo energetico, presenta lo stesso tipo di andamento. Risultano individuabili:

- ✓ una fase di incremento graduale del fabbisogno nel periodo 2020-2030: in tale fase oltre al consumo annuale dei reattori che entrano man mano in esercizio (circa 1/5 di nocciolo per EPR e 1/4 per IRIS) vi è un picco di domanda in conseguenza della carica completa richiesta per i noccioli di partenza (133 t per un nocciolo EPR).
- ✓ una fase operativa, in cui l'intero parco reattori è funzionante (periodo 2030-2079), in cui vengono richieste 2254,37 t/anno (Scenario 1), 1878,65 t/anno (Scenario 2) e 1502,92 t/anno (Scenario 3).
- ✓ una fase di "phase-out" del parco reattori con un decremento del fabbisogno di uranio simmetrico alla fase di costruzione del parco.

Lo Scenario 1 presenta un picco massimo in corrispondenza dell'anno 2030, in cui sono richiesti da ca. 5.180 t/anno: in questo anno infatti vengono allacciati alla rete elettrica 3 reattori EPR contemporaneamente (Grafico n.4).

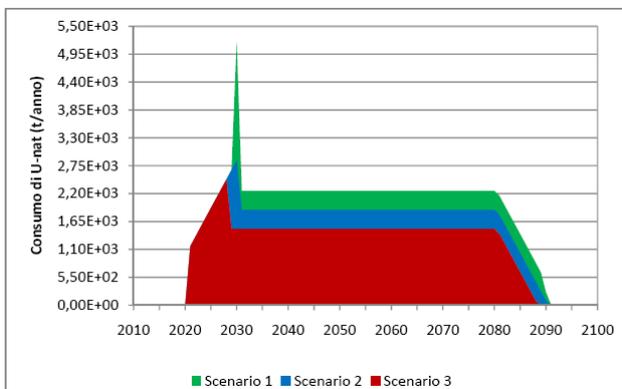


Grafico n. 4. Consumo di Uranio naturale, t/anno (Scenario 1, 2 e 3)

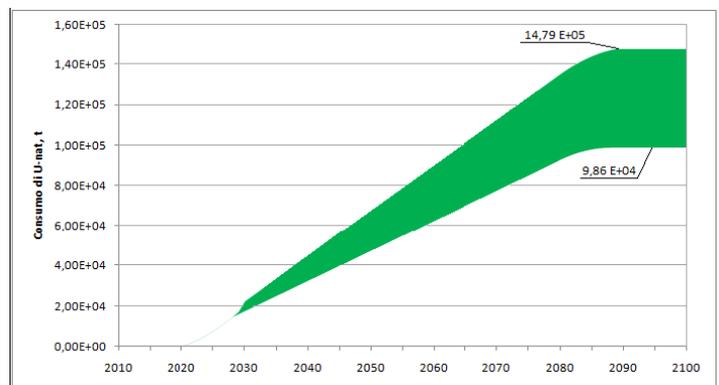


Grafico n. 5. Consumo cumulato di Uranio naturale, t (Scenario 1, 2 e 3)

Nel Grafico n.5 si osserva che nello Scenario 1 si raggiunge una richiesta complessiva di 147.987 t, indicativamente pari ad una richiesta di ca. 12.350 t per singolo reattore EPR. Il fabbisogno cumulato di Uranio è inferiore nello Scenario 2, dove si ricava il valore complessivo di ca. 123.323 t, e ancora minore nello Scenario 3 (98.600 t).

Passando ad analizzare gli scenari "misti", cioè con una compresenza di reattori IRIS ed EPR nel parco complessivo, si ricava il seguente andamento del fabbisogno di Uranio naturale durante l'intero periodo: entrambe le tipologie di reattori considerate, richiedono nella fase di pieno sfruttamento una quantità di Uranio naturale non molto diversa, pari rispettivamente a ca. 1.315 t/anno (IRIS) e ca. 1.503 (EPR) nello Scenario 4, nonostante la diversa potenza elettrica messa a disposizione (6.7 GWe IRIS e 12.8 GWe EPR). Ciò si spiega considerando che il combustibile IRIS richiede un grado di arricchimento superiore rispetto ai reattori EPR, oltre al fatto che nei calcoli

attuali, è stato assunto un valore di burn-up nel combustibile IRIS più basso rispetto ad EPR. Sempre nello Scenario 4, i valori di picco complessivi (EPR+IRIS) corrispondono a 4.795 t/anno nel 2030, mentre il consumo complessivo annuo in fase operativa è costante per il periodo 2030-2079 e risulta pari a 2.818 t/anno. Questo fabbisogno si riduce nello Scenario 5 a complessive 2.442 t/anno durante la fase operativa, con un picco pari a 4.420 t/anno nel 2030.

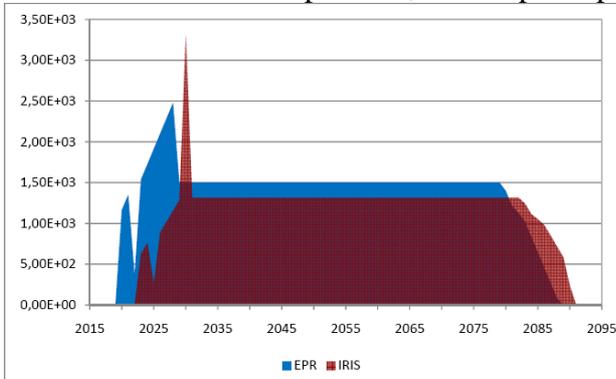


Grafico n. 6. Consumo cumulato di Uranio, t/anno (Scenario 4)

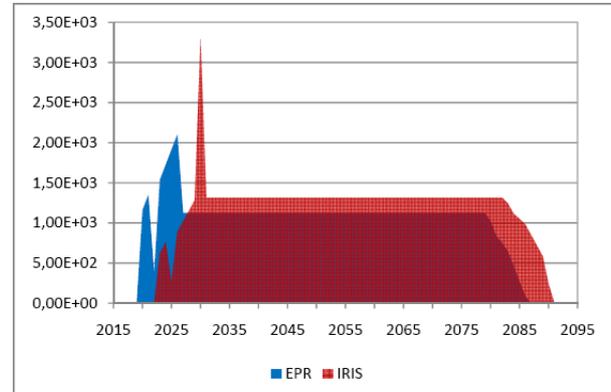


Grafico n. 7. Consumo di Uranio naturale, t/anno (Scenario 5)

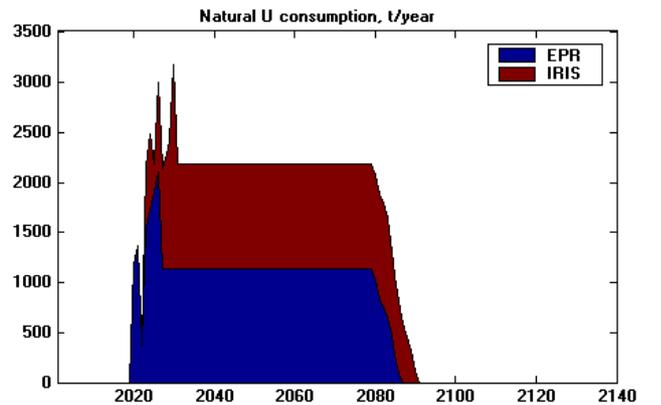


Grafico n. 8. Consumo cumulato di Uranio naturale, t/anno (Scenario 6)⁵

Il consumo cumulato di Uranio naturale risulta crescere in maniera costante, fino a raggiungere il valore massimo di 183.000 t nello Scenario 4, necessario al sostentamento del parco reattori per tutta la durata della sua vita utile. Il fabbisogno cumulato ammonta invece a 158.000 t nello Scenario 5.

Nello Scenario 6, il fabbisogno di Uranio da parte degli EPR passa dalle 1.165 t del 2020 fino al valore massimo di ca. 2.105 t nel 2026, mantenendo un incremento annuo costante di ca.190 t/anno.

Nell'anno 2022 vengono richieste solo ca. 380 t in quanto non è necessario costruire un nuovo nocciolo di reattore, ma solo effettuare un ricambio parziale di combustibile dei due reattori in funzione EPR_1 e EPR_2. Il consumo annuo si stabilisce nel periodo 2027-2079 al valore di ca. 1.130 t/anno.

Passando all'analisi dei moduli IRIS, si osserva che nel periodo 2023-2030 il consumo di Uranio passa da ca. 625 t fino al valore di ca. 1.285 t, con ca. 132 t/anno di incremento.

Nel 2025 la richiesta scende a ca. 265 t, per il ricambio parziale dei quattro noccioli IRIS attivi alla data di riferimento, in quanto non è prevista l'entrata in funzione di nuovi moduli IRIS.

Nel 2030 si ha invece un picco di ca. 2.040 t dovuto alla contemporanea costruzione di due moduli Twin-IRIS. Nel seguito, la richiesta si abbassa e si stabilisce al valore di ca. 1.053 t/anno per il periodo 2031-2082 in cui tutti i moduli IRIS sono in funzione e richiedono un ricambio parziale del nocciolo, formando una richiesta complessiva sommata ai reattori EPR di ca. 2.180 t/anno nel periodo comune 2031-2079.

A titolo di esempio, nei due grafici seguenti sono riportati, con riferimento allo Scenario 4 (EPR-IRIS da 19.6 GWe), i consumi cumulativi di combustibile durante la vita operativa del parco

⁵ La curva denominata "IRIS" si riferisce al fabbisogno cumulato dell'intero parco reattori; dalla differenza di questa curva e della curva denominata "EPR" si può dedurre il fabbisogno di Uranio richiesto dalla tipologia di reattori IRIS.

reattori (Grafico n. 9), e il combustibile esaurito che, sempre nel corso di vita del parco, risulta stoccato temporaneamente (5 anni) in centrale (Grafico n. 10).

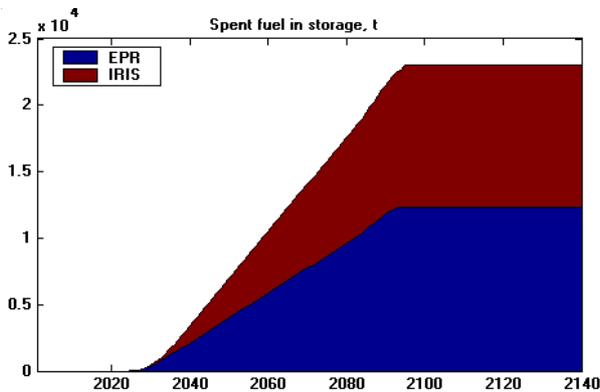


Grafico n. 9. Combustibile esaurito in stoccaggio permanente, t (Scenario 4)

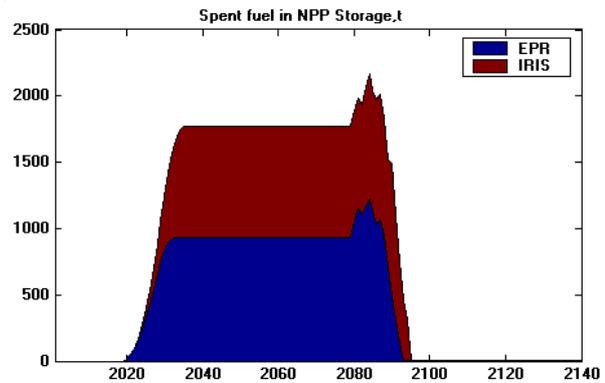


Grafico n. 10. Combustibile esaurito in stoccaggio temporaneo in centrale, t (Scenario 4)

7.2 Zirconio

Dopo il combustibile necessario alla produzione di energia elettrica, lo zirconio è il materiale più importante in quanto utilizzato per la costruzione delle guaine di tenuta del combustibile stesso: le sue caratteristiche fisico - chimiche lo rendono infatti l'unico materiale idoneo allo svolgimento di tale mansione.

L'andamento risultante in ogni scenario presenta comportamento simile a quanto visto per il consumo annuo di Uranio naturale. La curva può essere separata in tre intervalli temporali distinti tra loro (Grafico n.9):

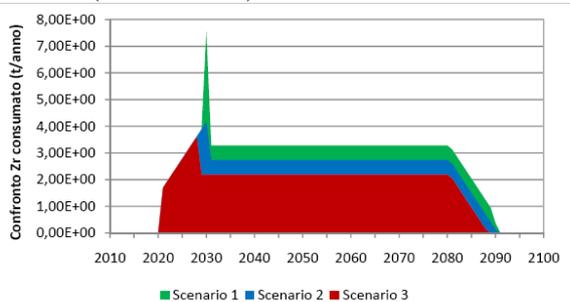


Grafico n. 11. Consumo di Zirconio, t/anno (Scenario 1, 2 e 3)

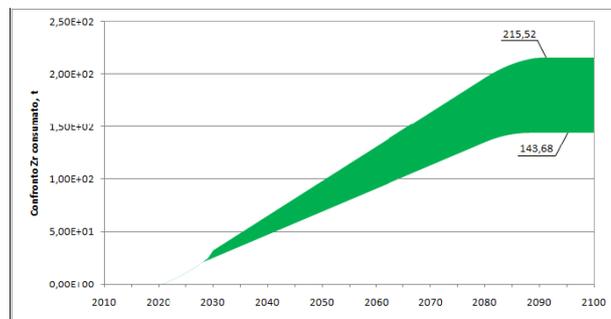


Grafico n. 12. Consumo cumulato di Zirconio, t (Scenario 1, 2 e 3)

- ✓ nel 2020-2030, parte iniziale della vita utile del parco reattori corrispondente alla fase di costruzione degli impianti nucleari, la richiesta aumenta ad un tasso costante pari a ca. 0,27 t/anno, per il parziale ricambio combustibile nei reattori.
- ✓ nel 2020 la richiesta è pari a quanto necessario per un unico reattore (ca. 1,69 t/anno) mentre nel 2030 si presenta un picco di ca. 7,55 t/anno nello Scenario 1, che si riduce ad un valore di 3,61 t/anno nello Scenario 3.
- ✓ Nella fase operativa (2030-2079) si osserva un valore costante del fabbisogno, di ca. 3,28 t/anno nello Scenario 1, 2,74 t/anno nello Scenario 2 e 2,19 t/anno nello Scenario 3.

A livello cumulato, il consumo complessivo di Zirconio sull'intero periodo ammonta a ca. 216 t per soddisfare il fabbisogno del parco di 10 reattori EPR nello Scenario 1. Questo valore si riduce a ca. 180 t nello Scenario 2 e a ca. 144 t nello Scenario 3.

Nello Scenario 4, il consumo complessivo di Zirconio negli scenari “misti” (EPR+IRIS) raggiunge un picco massimo pari a 6,9 t/anno nel 2030, per poi appiattirsi ad un valore costante di 4,1 t/anno durante la fase operativa del parco reattori.

Nello Scenario 5, il fabbisogno complessivo massimo per l'intero parco reattori si manifesta nell'anno 2030 con ca. 6,44 t; durante il periodo operativo 2030-2079, si stima un fabbisogno di 3,56 t/anno (1,92 t/anno per IRIS e 1,64 t/anno per EPR). Il picco richiesto da IRIS nel 2030, pari a ca. 4,795 t, è giustificabile con l'entrata in funzione contemporanea di due centrali IRIS (num.4-5) di potenza elettrica complessiva di 2680 MWe.

I consumi preventivati di Zirconio richiesti dagli impianti EPR nello Scenario 6 passano dal valore iniziale di ca. 1,69 t, necessarie alla costituzione degli elementi strutturali e contenitivi di un singolo nocciolo reattore nel 2020, fino al valore massimo di ca. 3,06 t raggiunto nel 2026 con incremento di ca. 0,27 t. Nel 2022, la quantità richiesta di ca. 0,55 t fa riferimento al ricambio parziale del nocciolo dei due reattori in funzione. Oltre il 2030 la richiesta si riduce al valore costante di ca. 1,64 t/anno.

L'andamento del consumo di Zirconio della tipologia IRIS è simile. Anche in questo caso si ha un incremento costante di ca. 0,19 t/anno nel periodo 2023-2029, partendo da una richiesta iniziale di ca. 0,91 t fino a raggiungere il valore massimo di 1,87 t nel 2029.

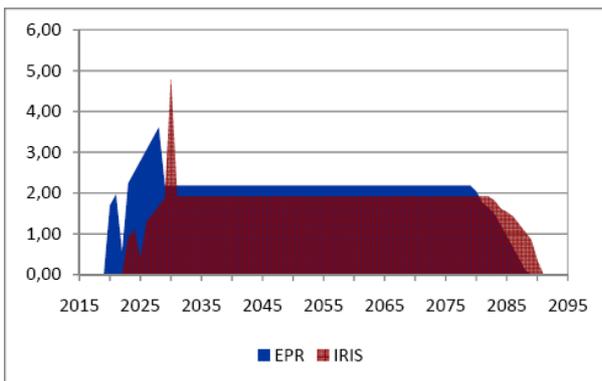


Grafico n. 13. Consumo di Zirconio, t/anno (Scenario 4)

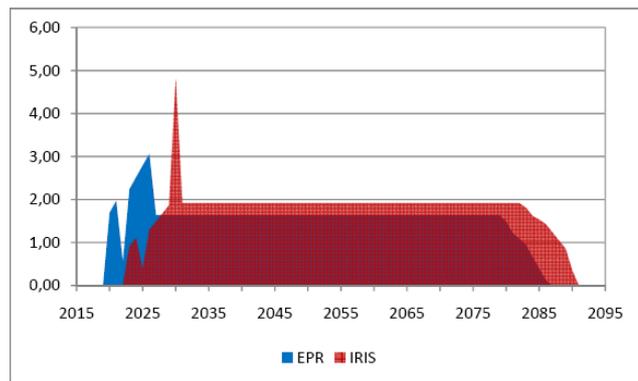


Grafico n. 14. Consumo di Zirconio, t/anno (Scenario 5)

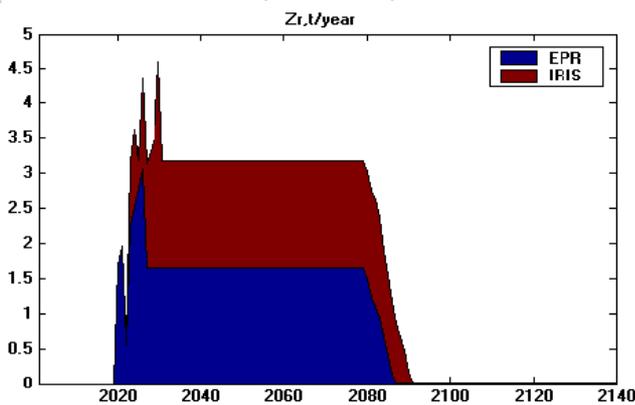


Grafico n. 15. Consumo cumulato di Zirconio, t/anno (Scenario 6)

Nell'anno 2025, la richiesta riguarda solo le ca. 0,38 t necessarie solo ai moduli operativi. L'anno 2030 prevede una richiesta di ca. 2,97 t e nel periodo successivo 2031-2082 l'intero parco IRIS richiede per il ricambio annuale di combustibile ca. 1,53 t/anno equivalenti al valore di ca. 0,19 t per ogni reattore.

Complessivamente, nello Scenario 6, al termine della vita utile dell'intero parco reattori viene stimato un consumo di ca. 210 t di Zirconio.

7.3 Acciaio e Rame

Oltre ai materiali fondamentali Uranio e Zirconio, importanza non trascurabile viene rivestita da Acciaio e Rame, impiegati per la realizzazione di elementi strutturali o comunque non legati al ciclo del combustibile.

Non costituendo come già detto componenti a diretto contatto con il combustibile irraggiato, le parti Di Rame e Acciaio vengono sfruttate per tutta la vita operativa dell'impianto nucleare venendo smontate e trattate solo nella fase di decommissioning, a meno di eventuali sostituzioni non preventivate causa guasti imprevisti.

Risulta immediatamente visibile il diverso andamento che caratterizza il consumo di Acciaio e Rame rispetto a quanto osservato per Uranio e Zirconio: la richiesta di Acciaio si restringe unicamente al periodo di costruzione del parco reattori (2020-2030), con una richiesta costante e pari a ca. 570 t/anno ; per lo Scenario 1 si registra un picco massimo nel 2030 dove sono richieste ca. 1700 t/anno.

A livello cumulato, nello Scenario 1 si rileva una richiesta di Acciaio pari a ca. 6.800 t complessive, che si riducono a 5.674 t nello Scenario 2 e a 4.539 t nello Scenario 3.

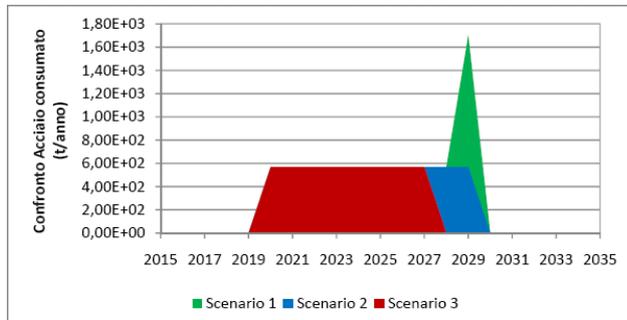


Grafico n. 16. Consumo di Acciaio, t/anno (Scenario 1, 2 e 3)

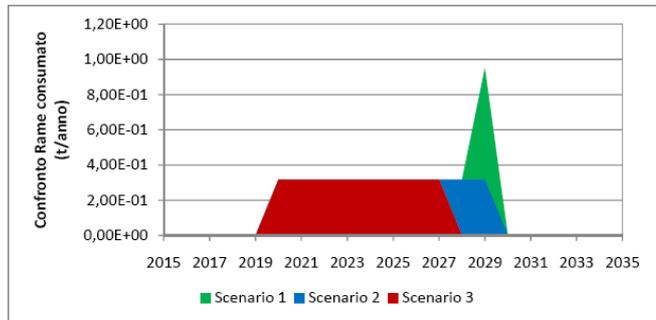


Grafico n. 17. Consumo di Rame, t/anno (Scenario 1, 2 e 3)

Le medesime conclusioni possono essere tratte esaminando il grafico relativo al consumo annuo di Rame, che presenta un andamento analogo a quello dell'acciaio, con l'unica differenza ascrivibile all'ordine di grandezza del fabbisogno: ca. 0,32 t/anno per il periodo 2020-2029 e un picco di ca. 0,95 t/anno nel 2030 per lo Scenario 1.

Negli scenari "misti", occorre considerare che la richiesta di Rame è relativa alla sola tipologia di reattori EPR, per complessive 1,9 t.

Nello Scenario 5, il Rame, richiesto solo dai reattori EPR, genera un fabbisogno pari a ca. 0,32 t nel periodo 2020-2026, a esclusione dell'anno 2022 in cui non si costruisce alcun nuovo reattore. Il consumo cumulato su tutto il periodo ammonta a ca. 1,91 t.

L'analisi dei consumi di Acciaio per i reattori EPR consiste in ca. 567,4 t/anno, per un totale cumulato di ca. 3.404 t complessive. Analogamente, per i moduli IRIS sono richieste ca. 3.559 t a livello cumulato, suddivisibili nel periodo 2023-2030 in ca. 356 t/anno con l'esclusione del picco di ca. 1424 t del 2030.

Nello Scenario 6 il consumo di Rame per gli EPR riguarda il periodo 2020-2026 escluso l'anno 2022 e consiste in complessive 1,91 t di materiale suddiviso equamente in ca. 0,32 t/anno.

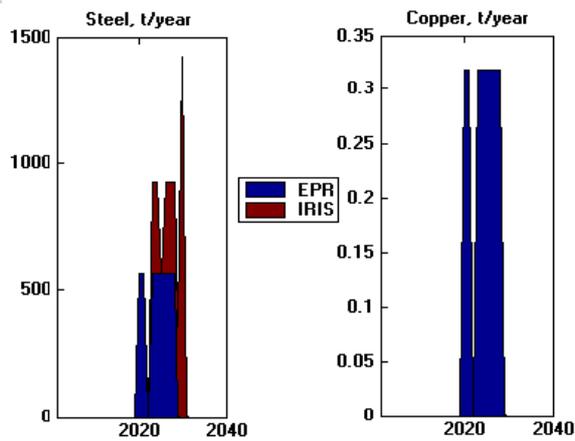


Grafico n. 18. Consumo di Acciaio e Rame, t/anno (Scenario 4)

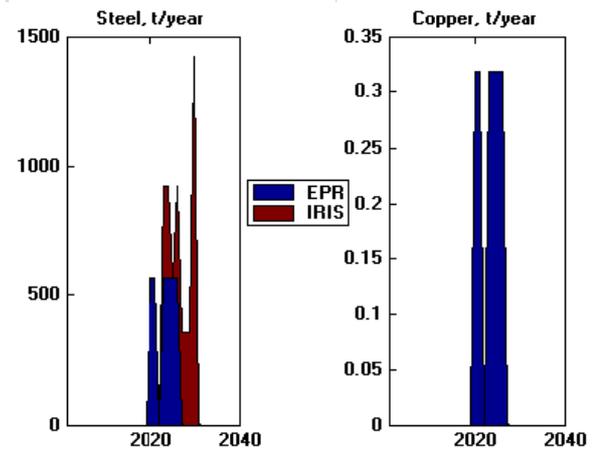


Grafico n. 19. Consumo di Acciaio e Rame, t/anno (Scenario 5)

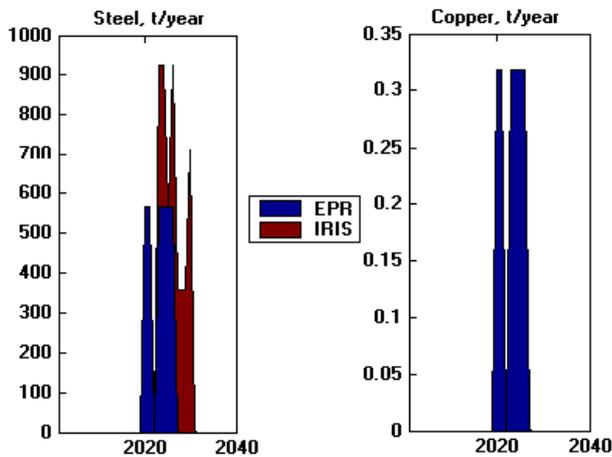


Grafico n. 20. Consumo di Acciaio e Rame, t/anno (Scenario 6)

Riguardo al consumo di Acciaio per gli EPR vengono stimate ca. 3405 t divise in ca. 570 t/anno.

Considerando i moduli IRIS, si osserva un consumo di 360 t/anno nel periodo 2023-2029. Nell'anno 2030 il consumo di Acciaio per gli IRIS aumenta notevolmente fino al valore di ca. 712 t/anno, per la costruzione contemporanea di due moduli Twin-IRIS.

Complessivamente vengono quindi richieste ca. 6.255 t nell'intero arco temporale 2010-2040, suddivise in ca. 2850 t per moduli IRIS e ca. 3405 t per i reattori EPR.

8 ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA

Per ogni scenario analizzato è stato possibile calcolare l'investimento annuo. L'investimento è relativo alle due fasi temporalmente distinte del commissioning e decommissioning.

La prima fase (periodo 2014-2030) è relativa alla costruzione del parco reattori e comporta indubbiamente lo sforzo finanziario maggiore dell'intero orizzonte temporale.

Tra gli scenari, l'impegno finanziario maggiore si verifica nel caso dello Scenario 1, caratterizzato dall'implementazione di reattori EPR di grossa taglia, in cui si registra un investimento annuo massimo 5,41 E+09 \$/anno nel 2025. Per lo Scenario 3 il massimo esborso annuo si verifica nel 2022 con 4,37 E+09 \$/anno.

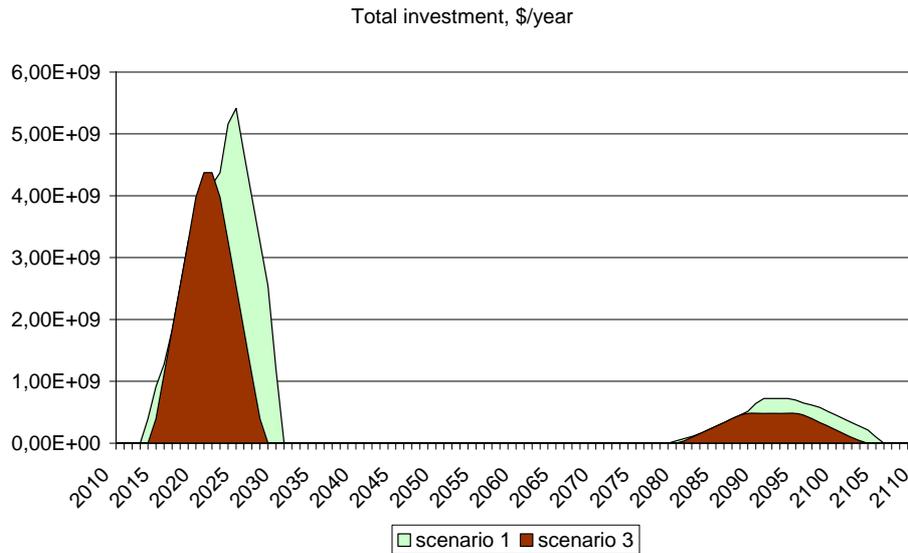


Grafico n. 21. Investimento annuo, \$/anno (Scenario 1 e 3)

La seconda fase di decommissioning si apre nel 2080 con la chiusura del primo impianto e copre un arco temporale estendibile fino al 2105 con un esborso annuo massimo stimato pari a $7,22 \text{ E}+08$ \$/anno nello Scenario 1 e pari a $4,82 \text{ E}+08$ \$/anno per lo Scenario 3.

Risulta immediatamente evidente la differenza tra gli ordini di grandezza delle due tipologie di investimento. Inoltre nella fase di commissioning i promotori del progetto devono essere parte attiva nel finanziamento, con il concorso del settore bancario e/o dei mercati finanziari e il supporto eventuale del settore pubblico. La copertura finanziaria della fase di decommissioning viene invece gradualmente costituita attraverso l'accantonamento di un fondo dedicato durante tutta la vita utile del parco reattori, prelevato dal costo del kWh prodotto.

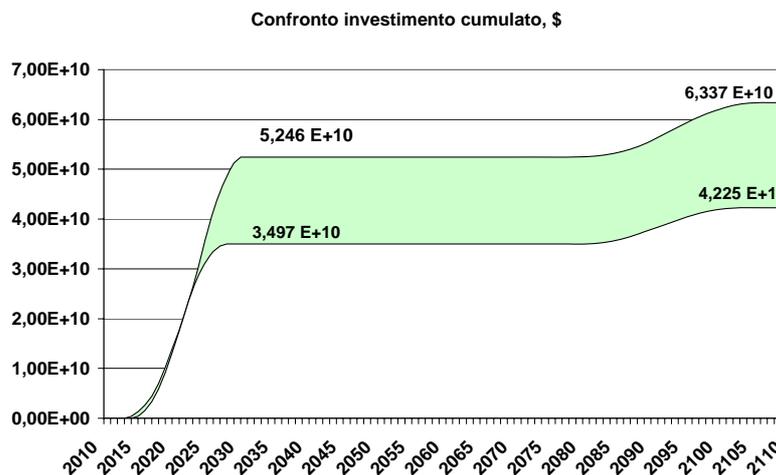


Grafico n. 22. Investimento cumulato, \$ (Scenario 1 e 3)

Analizzando la curva degli investimenti cumulati (Grafico n.22) si evince che l'investimento complessivo per la costruzione del parco reattori varia tra un massimo di 52 miliardi di \$ relativo allo Scenario 1, fino ad un valore di 35 miliardi di \$ nello Scenario 3.

Lo scenario "misto" numero 4, presenta una fase di commissioning (2014-2031) con di esborso massimo nell'anno 2023 pari a $5,66\text{E}+09$ \$/anno dovuto all'entrata in funzione del reattore EPR_3 contemporaneamente al primo impianto Twin-IRIS della centrale IRIS_1. Nello stesso anno sono in

costruzione anche le centrali EPR_4/7 e il secondo modulo Twin-IRIS della stessa centrale: in conclusione nell'anno 2023 si costruiscono contemporaneamente 9 reattori nucleari di diversa tipologia. Il picco di investimento che si verifica nel 2027 è pari a $4,49E+09$ \$/anno ed è legato alla costruzione del secondo modulo Twin-IRIS della centrale IRIS_2 e la successiva centrale IRIS_3 cui vanno sommati i due reattori EPR_7 e EPR_8.

La fase di decommissioning (2080-2106) presenta il tipico andamento a “campana” con un valore massimo di $6,48E+08$ \$/anno nel periodo 2091-2094.

Il totale cumulato degli investimenti necessari in fase di costruzione è pari a ca. $5,855E+10$ \$ per la (85,7% del totale) e a ca. $9,784E+09$ \$ per la fase di decommissioning, con un investimento complessivo di ca. 68 miliardi di \$.

Lo scenario “misto” numero 5 presenta un andamento molto accentuato in fase di commissioning (2014-2031), con due picchi marcati nel 2021 e 2028 dove sono richiesti rispettivamente ca. $4,524E+09$ \$/anno e ca. $3,873E+09$ \$/anno. Il piano costruttivo (Tabella n.5) mostra come i due anni citati siano quelli più critici in quanto coinvolgono la costruzione contemporanea di un numero elevato di reattori: nel 2021 sono in realizzazione quattro reattori EPR da 6400 MWe cui si sommano i due moduli Twin-IRIS da 1340 MWe; mentre il 2028 vede contemporaneamente la realizzazione delle ultime tre centrali IRIS_3/5 da 4020 MWe.

La fase di decommissioning (2080-2106), presenta un esborso finanziario notevolmente inferiore, con una curva “a campana” intorno al valore massimo di ca. $5,209E+08$ \$/anno.

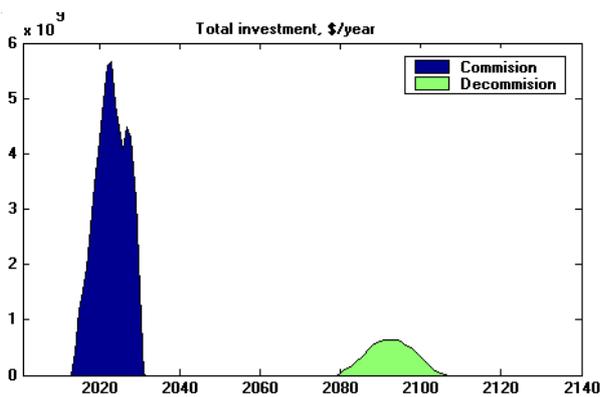


Grafico n. 23. Investimento annuo, \$/anno (Scenario 4)

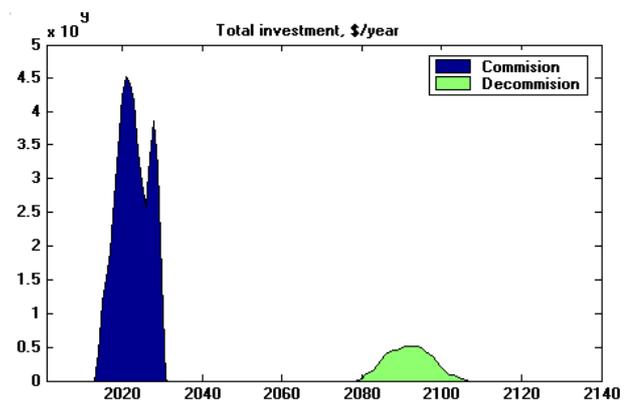


Grafico n. 24. Investimento annuo, \$/anno (Scenario 5)

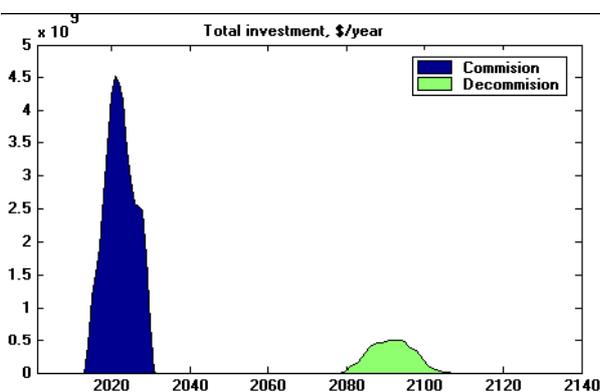


Grafico n. 25. Investimento annuo, \$/anno (Scenario 6)

L'investimento relativo allo Scenario 6 presenta, nella fase di costruzione, due picchi individuabili nel 2021, per ca. $4,524E+09$ \$/anno richiesti per la contemporanea costruzione di quattro reattori EPR e di due moduli Twin-IRIS, e nel periodo 2026-2028 per ca. $2,550E+09$ \$/anno, per la costruzione di un reattore EPR oltre a nuovi moduli IRIS.

La fase di decommissioning (2080-2106) richiede un esborso massimo stimato di ca. $4,929E+08$ \$/anno nel periodo 2091-2094.

Complessivamente si può stimare un esborso di ca. $5,244E+10$ \$ a livello cumulato, suddivisi in ca. $4,500E+10$ \$ (85,8%) per la fase di commissioning e ca. $7,443E+09$ \$ (14,2%) per la fase di decommissioning degli impianti elettronucleari.

9 CONCLUSIONI

Il raffronto tra scenari “solo EPR” e scenari “misti” a parità di potenza complessiva installata, consente di effettuare interessanti osservazioni sugli effetti determinati dall'introduzione della tipologia di reattore IRIS nel parco reattori.

Il confronto può essere quindi effettuato tra gli Scenari 1 e 4; 2 e 5; 3 e 6.

Il consumo di Uranio risulta maggiore negli scenari caratterizzati da un parco reattori misto (EPR+IRIS), sia a livello cumulato (148.000 t contro 183.000 t negli Scenari 1 e 4; 123.000 t contro 158.000 t negli Scenari 2 e 5), sia a livello di picco, a causa del maggiore arricchimento degli elementi di combustibile della tipologia IRIS rispetto all'EPR. Nella fase operativa, il fabbisogno annuo di Uranio è costante e pari a 2.254 t/anno contro 2.818 t/anno negli Scenari 1 e 4; 1.878 t/anno contro 2.442 t/anno negli Scenari 2 e 5; 1.502 t/anno contro 2.180 t/anno negli Scenari 3 e 6.

Considerazioni analoghe valgono per il consumo di Zirconio, che risulta maggiore per gli scenari “misti”; a livello cumulato (210 t nello Scenario 6 “misto”, contro 144 t nello Scenario 3 “solo EPR”). Anche in fase operativa il fabbisogno annuo di Zirconio, costante, è maggiore per gli scenari “misti”, come risulta dalla seguente tabella:

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
3,3 t/anno	2,7 t/anno	2,2 t/anno
Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
4,1 t/anno	3,6 t/anno	3,17 t/anno

Tabella n. 9. Consumi di Zirconio durante la fase operativa

Riguardo al consumo di materiali strutturali, occorre considerare che il consumo di Rame riguarda i soli reattori EPR. Un'analisi comparata si può invece effettuare tra gli scenari “solo EPR” e gli scenari “misti”, relativamente al consumo di Acciaio. A causa del maggiore consumo specifico di Acciaio da parte di IRIS (0,17 kg/kWt contro 0,125 kg/kWt per l'EPR), gli scenari “misti” generano un consumo cumulato maggiore: 5.674 t nello Scenario 2 contro 6.963 t nello Scenario 5; 4.539 t nello Scenario 3 contro 6.255 t nello Scenario 6

L'analisi economica dei diversi scenari mostra che l'investimento complessivo nella fase di commissioning è maggiore laddove nel parco reattori la tipologia IRIS si sostituisce ad alcuni EPR. Sulla base dei risultati di DESAE, i reattori medio-piccoli sembrerebbero non avere diritto di cittadinanza in base ai criteri di efficienza economica, in quanto la perdita delle economie di scala comporta maggiori costi di investimento al kW_e installato.

Tuttavia, i risultati “aggregati” forniti da DESAE non sono in grado di mettere in luce i significativi vantaggi economici degli investimenti modulari, che si esplicano in modo più rilevante nei reattori di piccole-medie dimensioni. Queste e altre informazioni di dettaglio sarebbero necessarie per un'analisi finanziaria completa dei progetti di investimento relativi ad ogni scenario.

L'“Open Model for the Evaluation of Small-Medium Reactors Economic Attractiveness” è un codice attualmente in fase di sviluppo presso il Politecnico di Milano, relativo all'analisi economico-finanziaria di progetti di investimento negli impianti nucleari. Basato su una struttura di tipo “Discounted Cash Flow”, esso è in grado di fornire una visione più dettagliata dei flussi di cassa, dei meccanismi di finanziamento che intervengono nella fase di commissioning e dei loro effetti sulla redditività complessiva dell'investimento.

L'OPEN MODEL considera in modo più dettagliato e realistico il progressivo abbattimento dei costi di costruzione overnight, tipico degli investimenti modulari, attraverso:

- ✓ gli effetti di learning in funzione del numero di unità installate, a livello di singolo sito e a livello nazionale;
- ✓ i vantaggi della condivisione dei costi fissi da parte di unità multiple su un singolo sito;
- ✓ il risparmio legato alla “modularizzazione” nelle procedure di manifattura e assemblaggio.
- ✓ Il risparmio legato alle semplificazioni di design caratteristiche dei reattori integrali di piccola-media dimensione.

L'applicazione dell'OPEN MODEL agli studi di scenario potrebbe offrire risultati completi e dettagliati dal punto di vista finanziario, come ad esempio la capacità del progetto di ripagare il debito finanziario, la capacità delle prime unità di impianto di generare cassa da impiegare nella costruzione delle successive unità, limitando l'investimento finanziario complessivo, ecc.

A titolo di esempio, si riporta un'analisi effettuata con l'OPEN MODEL a livello di singolo sito, relativa al confronto delle performances finanziarie di un parco di 8 unità IRIS rispetto a due ipotetici “Large Reactors” (“LRs”) di dimensioni pari a 1.340MWe ognuno, in modo da avere la stessa potenza installata nei due casi alternativi.

Nei Grafici n.24 e n.25 si riporta l'andamento degli investimenti annuali nel caso del parco IRIS e nel caso dei due LR, in cui viene messo in evidenza (in giallo) il contributo all'investimento delle ultime unità, fornito dalle risorse finanziarie generate dai primi moduli entrati in produzione, chiamato “Self-financing”.

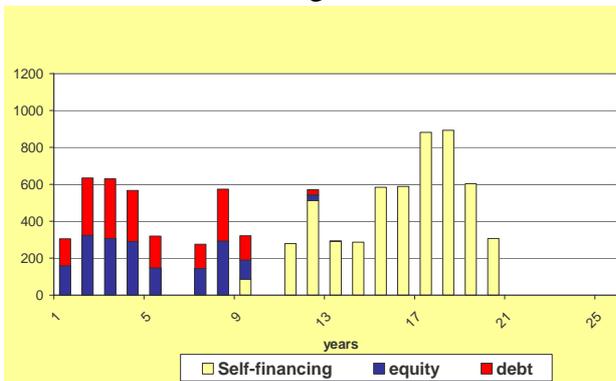


Grafico n.26. Fonti di finanziamento per la costruzione di 8 IRIS (M€ – valori annuali)

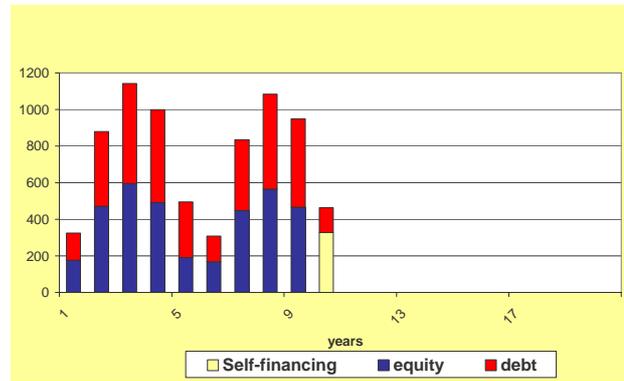


Grafico n.27. Fonti di finanziamento per la costruzione di 2 LR (M€ – valori annuali)

Dal Grafico n.26 risulta evidente che il contributo di “auto-finanziamento” nel caso di 8 IRIS è significativamente superiore al caso LR: esso ammonta al 54% dell'investimento totale di commissioning, contro il 4% di “auto-finanziamento” fornito dalla prima unità LR alla seconda.

I valori forniti sono in Euro e per ottenere questi risultati si è assunto un costo overnight specifico di costruzione medio per gli 8 IRIS superiore del 21% rispetto al costo specifico medio delle due unità LR.

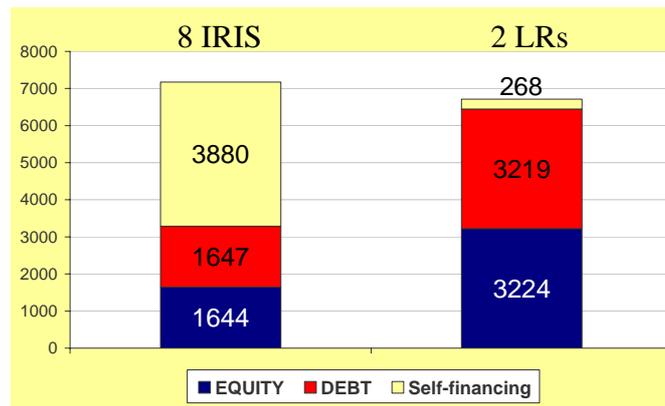


Grafico n.28. Fonti di finanziamento per la costruzione di 8 IRIS e 2 LR (M€) – valori totali

Da ciò consegue che, nonostante l'investimento totale sia maggiore per gli 8 IRIS (7.171 milioni € contro 6.710 milioni € per i LR), l'apporto degli investitori in termini di capitale di rischio + capitale di debito, risulta inferiore rispetto al caso delle due unità LR: azionisti e creditori devono fornire 6.442 milioni € per la costruzione di due unità LR e solo 3.291 milioni € per la costruzione degli 8 IRIS.

Ciò rende l'investimento nei reattori medio-piccoli "accessibile" anche ad investitori con minori disponibilità finanziarie. Senza cogliere questa importante dinamica, l'investimento negli 8 IRIS sembrerebbe eccessivamente oneroso.

Un'altra utile informazione emerge dall'esame della curva cumulata dei flussi di cassa dei due progetti, che comprende sia flussi in uscita (investimento) che flussi in entrata (dalla vendita di elettricità, al netto delle spese di gestione dell'impianto). Dal Grafico n.27 appare evidente che lo sforzo finanziario dell'investimento negli IRIS è più graduale, come si evince dal valore minimo (negativo) delle due curve, che rappresenta la massima esposizione finanziaria cumulata nei due casi: -2003 milioni € nel caso 8 IRIS e più del doppio (-4.202 milioni €) nel caso di due LR.

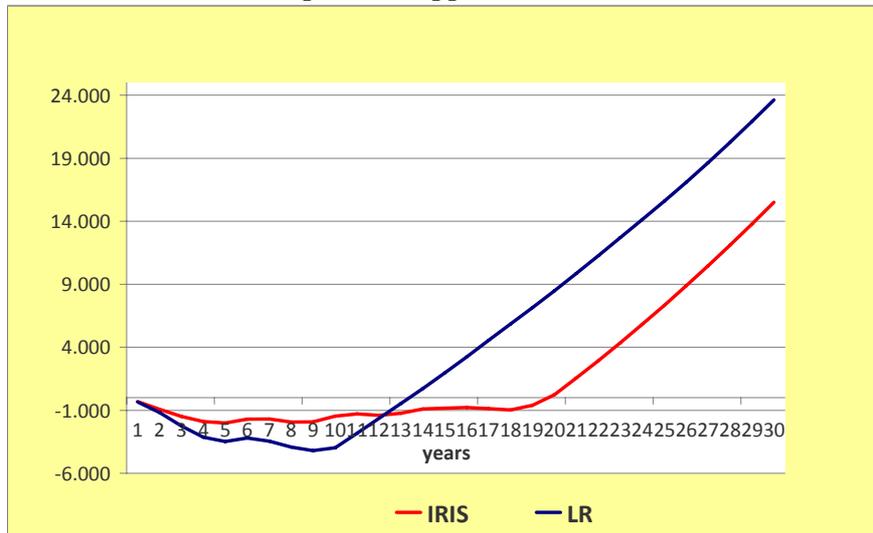


Grafico n.29. Flussi di cassa cumulati: 8 IRIS e 2 LR (M€) – primi 30 anni

Ciò corrisponde ad un minore rischio finanziario del progetto, caratteristica che deve essere ponderata insieme al valore di redditività complessiva dei due progetti: il tasso di remunerazione proprio dell'investimento ("Internal Rate of Return") è maggiore nel caso delle due unità LR: 14,1% rispetto al 13,2% degli 8 IRIS. Ciò è imputabile alla tempistica più diluita del commissioning (Tabelle n.10 e n.11) nel caso degli 8 IRIS che, da un lato consente ai primi moduli

di generare cassa da impiegare nell'investimento come "self-financing", ma dall'altro differisce nel tempo i redditi della vendita di elettricità.

ANNO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
LR #1										
LR #2										

Tabella n.10. Tempistica di costruzione delle unità LR

ANNO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SMR #1																				
SMR #2																				
SMR #3																				
SMR #4																				
SMR #5																				
SMR #6																				
SMR #7																				
SMR #8																				

Tabella n.11. Tempistica di costruzione delle unità IRIS

L'OPEN MODEL consente di calcolare l'andamento nel tempo del debito finanziario: a titolo esemplificativo, si riporta nei grafici seguenti l'andamento del debito relativo ai due investimenti alternativi in esame, nell'ipotesi di un mix finanziario del 50% tra debito ed equity (i.e. capitale di rischio). Anche questa informazione conferma il maggiore "stress" finanziario relativo al progetto LRs.

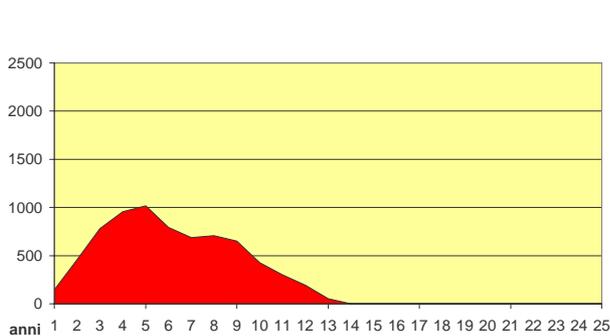


Grafico n.30. Evoluzione del Debito finanziario per 8 IRIS (M€)

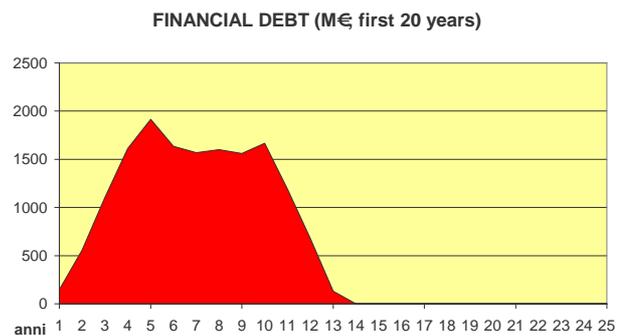


Grafico n.31. Evoluzione del Debito finanziario per 2 LRs (M€)

I risultati illustrati sono un esempio delle potenzialità dell'OPEN MODEL che, sviluppato in modo da supportare un'analisi multi-sito, potrebbe costituire un valido strumento per approfondire l'analisi economico-finanziaria degli scenari di deployment nucleare possibili per il nostro Paese.

10 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] "Approaches to assess competitiveness of Small and Medium Sized Reactors (SMRs)", to be published in 2009 – IAEA, NUCLEAR ENERGY SERIES REPORT, par.4.6 "Scenario codes"
- [2] F. Vettrai M. Ricotti, P. Trucco, S. Boarin: " Updates on Nuclear Energy Status and Economics Study in Italy", OECD-NEA-WPNE 2-nd Meeting, Paris, May 29-30, 2008
- [3] F. Vettrai, M. Ricotti: "Case Study Italy Proposal: deployment strategies relevant to nuclear option revival – SMRs vs. LRs", IAEA Technical Meeting to "Coordinate Case Studies on Competitiveness of SMRs in different applications", Vienna, July 1-4, 2008
- [4] F. Vettrai, M. Ricotti, P. Trucco, S. Boarin: "Some updates on economic analysis of SMRs vs. LRs", OECD-NEA-WPNE 3-rd Meeting, Paris, Nov.3-4, 2008
- [5] F. Vettrai: "Preliminary Scenario hypothesis for re-opening nuclear electric generation in Italy in the time horizon 2020-2030", INPRO Task 3 study Consultancy Meeting "Global scenarios and regional trends of nuclear energy development in the 21st century", IAEA Headquarters, Vienna, Austria, 26-30 January, 2009.