



Ricerca di Sistema elettrico

Studi di sostenibilità sui sistemi nucleari refrigerati a piombo

L. Ferroni, F. Giannetti, J. Manzano, M. Ciotti



STUDI DI SOSTENIBILITÀ SUI SISTEMI NUCLEARI REFRIGERATI A PIOMBO

L. Ferroni, F. Giannetti (UNIROMA1), J. Manzano, M. Ciotti (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di IV Generazione

Obiettivo: Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare

Responsabile del Progetto: Mariano Tarantino, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di IV generazione"

Responsabile scientifico ENEA: Mariano Tarantino

Responsabile scientifico CIRTEN: Giuseppe Forasassi

Titolo

**Studi di sostenibilità sui sistemi nucleari
refrigerati a piombo**

PAGINA DI GUARDIA

Descrittori

Tipologia del documento: Rapporto Tecnico

Collocazione contrattuale: Accordo di programma ENEA-MSE su sicurezza nucleare e reattori di IV generazione

Argomenti trattati:
 Analisi di sicurezza
 Generation IV reactors
 Impatto ambientale dei reattori nucleari
 Politica energetica
 Energia nucleare

Sommario

E' stata eseguita l'analisi delle previsioni dei consumi elettrici per diversi gruppi di paesi all'interno della regione SEE (South Est Europe), aggiungendo l'Italia. In base alle prospettive dei consumi elettrici è stato ottenuto un mix energetico che partendo dallo stato attuale vede un'espansione/contrazione dell'apporto da nucleare in base ai rispettivi programmi delle singole nazioni ove reperibili, oppure ipotizzando un contributo in linea con gli obblighi di riduzione delle emissioni stabilito in sede europea. Sulla base di questa linea di azione si è ottimizzata per tutta la regione una flotta di diversi tipi di reattori considerando un rientro nel nucleare dell'Italia dal 2035 e l'introduzione di reattori veloci refrigerati al piombo liquido a partire dal 2040. In queste condizioni si sono calcolati i volumi di combustibile esaurito (U e Pu) confrontando tre diversi casi:

- Nessuna introduzione di reattori di IV generazione;
- Introduzione dei reattori di IV generazione in un macrosistema non cooperativo;
- Introduzione dei reattori di IV generazione in un macrosistema cooperativo.

Note

Rapporto emesso da Università di Roma "La Sapienza" (UNIROMA1)

Autori:

L. Ferroni, F. Giannetti, (UNIROMA1)
 J. Manzano, M. Ciotti (ENEA)

Copia n.

In carico a:

0	EMISSIONE	24/09/13	NOME	M. Tarantino	NA	M. Tarantino
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		CONVALIDA	VISTO	APPROVAZIONE



CIRTEN

Consorzio Interuniversitario per la Ricerca Tecnologica Nucleare

“Sapienza” Università di Roma

Studi di sostenibilità sui sistemi nucleari refrigerati a piombo

Autori

Luisa Ferroni

Fabio Giannetti

Jorge Manzano (ENEA)

Marco Ciotti (ENEA)

CERSE-UNIRM RL 1190/2013

Roma, settembre 2013

Indice

1. Introduzione.....	5
2. Stato dell'arte e delle prospettive di sviluppo dei sistemi LFR e SMR veloci refrigerati a piombo.....	5
3. Lo scenario energetico.....	7
4. - Caratteristiche della flotta degli impianti utilizzati nel lavoro.....	12
5. LA SIMULAZIONE.....	14
5.1. GENERALITÀ'	14
5.2. Caso base senza l'introduzione di reattori LFR.....	14
5.3. Scenario alternativo con l'introduzione di reattori LFR.....	15
5.3.1. Il codice MESSAGE	15
5.4. Descrizione dell'input utilizzato nella simulazione	16
5.4.1. Generalità	16
5.5. La simulazione	18
5.5.1. I risultati della simulazione	20
6. - Conclusioni.....	26

Sommario

E' stata eseguita l'analisi delle previsioni dei consumi elettrici per diversi gruppi di paesi all'interno della regione SEE (South Est Europe), aggiungendo l'Italia. In base alle prospettive dei consumi elettrici è stato ottenuto un mix energetico che partendo dallo stato attuale vede un'espansione/contrazione dell'apporto da nucleare in base ai rispettivi programmi delle singole nazioni ove reperibili, oppure ipotizzando un contributo in linea con gli obblighi di riduzione delle emissioni stabilito in sede europea. Sulla base di questa linea di azione si è ottimizzata per tutta la regione una flotta di diversi tipi di reattori considerando un rientro nel nucleare dell'Italia dal 2035 e l'introduzione di reattori veloci refrigerati al piombo liquido a partire dal 2040. In queste condizioni si sono calcolati i volumi di combustibile esaurito (U e Pu) confrontando tre diversi casi:

- Nessuna introduzione di reattori di IV generazione;
- Introduzione dei reattori di IV generazione in un macrosistema non cooperativo;
- Introduzione dei reattori di IV generazione in un macrosistema cooperativo.

1. Introduzione

Il lavoro in oggetto è finalizzato alla valutazione della sostenibilità della filiera di IV generazione LFR, Lead Fast Reactor, nell'ambito di uno scenario energetico sviluppato in una serie di Paesi dell'Europa del sud-est, allargando l'analisi all'Ucraina.

In tale ambito regionale è parso di particolare interesse prevedere anche la presenza dell'Italia ipotizzando, per questa, un ritorno al nucleare con la realizzazione di impianti inizialmente di III generazione avanzata e, in seguito, di IV generazione.

Per quanto riguarda le politiche energetiche, la incerta disponibilità di risorse, l'impatto delle emissioni sulla salute umana e i cambiamenti climatici, oltre che la sicurezza degli approvvigionamenti, suggeriscono un ruolo importante per l'Energia Nucleare nel secolo XXI. In questo contesto, la IAEA (Organizzazione Internazionale per l'Energia Atomica) ha lanciato, nell'anno 2000, l'iniziativa INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles). Tramite lo studio dei reattori nucleari veloci, nuovi cicli del combustibile e nuovi materiali, INPRO cerca di definire politiche, metodologie e processi che possano garantire all'energia nucleare di contribuire a soddisfare, in modo sostenibile, il fabbisogno energetico del presente secolo. L'iniziativa è strutturata in progetti sui temi di interesse degli stati membri dell'Organizzazione. L'Italia ha partecipato a diversi progetti nell'ambito di INPRO ed, attualmente, è attiva in SYNERGIES (Synergistic Nuclear Energy Regional Group Interactions Evaluated for Sustainability), programma rivolto a valutare i benefici sulla sostenibilità di azioni collaborative tra stati impegnati nello sviluppo di sistemi energetici che prevedono l'impiego dell'opzione nucleare.

Con il presente lavoro ci si propone la determinazione dell'impatto di eventuali azioni coordinate sulla sostenibilità dell'intero sistema, in termini di bilancio di materiali.

Utilizzando il codice MESSAGE, reso disponibile dalla IAEA sono state effettuate alcune delle valutazioni relative all'analisi dello scenario che prevede la realizzazione di impianti LFR. Tale studio è finalizzato ad un confronto tra uno scenario in cui si prevede che quattro regioni operino secondo politiche energetiche nazionali disgiunte (caso SEP) ed uno in cui si prevede invece una loro cooperazione (caso SYN) sia per le fasi di riprocessamento che fabbricazione del combustibile.

2. Stato dell'arte e delle prospettive di sviluppo dei sistemi LFR e SMR veloci refrigerati a piombo.

Nell'attuale scenario energetico mondiale, il contributo dell'energia nucleare alla produzione di elettricità è circa l'11%. La quasi totalità dei reattori in esercizio sono reattori termici ad acqua leggera (PWR e BWR) e solo una piccola percentuale di questi, circa il 10%, appartiene ad altre filiere. Le loro caratteristiche tecnologiche rientrano fra quelle classificabili di II generazione, caratterizzata da impianti di elevata potenza, ottenuti grazie all'ottimizzazione dei noccioli e all'impiego di generatori di vapore e pompe di circolazione di grandi dimensioni. Con la III generazione, ed ancor più con la III+, i reattori nucleari hanno dovuto adempiere a standard sempre più stringenti sia in termini di sicurezza sia in termini economici.

Il mantenimento di un parco reattori appartenente alle sole generazioni II e III, non renderebbe sostenibile il sistema energetico da fonte nucleare in quanto, lo sfruttamento del combustibile attraverso i reattori termici, non è ottimale e non consente di produrre, attraverso il processo di fertilizzazione, nuovo combustibile da poter riutilizzare nei reattori stessi. Il processo di fertilizzazione risulta invece possibile con reattori nucleari a spettro veloce ed in particolare, molto interessanti in uno scenario energetico futuro, risultano i reattori veloci refrigerati a metalli liquidi. I principali vantaggi che vengono riconosciuti ai reattori veloci sono: la possibilità di bruciare attinidi provenienti dal combustibile esausto di reattori nucleari di filiera termica (a seconda della tipologia di reattore, il bruciamento degli attinidi può risultare più o meno conveniente), la possibilità di sfruttare in maniera più efficiente l'uranio naturale, nonché rendimenti termodinamici più elevati. Di interesse per lo scenario energetico futuro, sono i reattori SMR – Small

Modular Reactors – in grado di coprire alcune nicchie di mercato che non potrebbero, altrimenti, essere occupate da reattori nucleari di taglia convenzionale.

Pertanto, con particolare attenzione alla sostenibilità dello scenario energetico futuro, ed anche ai fini del presente lavoro, risultano di particolare interesse i reattori di IV generazione, in particolare quelli refrigerati a metallo liquido, ed i reattori modulari di piccola taglia. Nel seguito si illustrano brevemente i principali vantaggi assimilabili a queste due categorie di reattori nucleari.

Tra i reattori di IV generazione, quelli refrigerati a sodio, a piombo o a piombo-bismuto sono più degli altri d'interesse, ai fini della produzione di energia elettrica da fonte nucleare. I tre reattori citati sono caratterizzati da vantaggi e svantaggi specifici, principalmente legati alle caratteristiche fisico-chimiche del refrigerante adottato.

I reattori a sodio hanno il vantaggio di avere alcune caratteristiche fisiche del refrigerante simili all'acqua (densità, viscosità, etc.), ottime prestazioni in termini di scambio termico ed una buona esperienza in anni reattore accumulata in particolare nell'Europa centrale (Francia specialmente). Nel contempo però, il più importante svantaggio, in termini economici e di sicurezza, è legato alle caratteristiche chimiche del sodio che, a contatto con acqua o aria, dà luogo a reazioni rapide, fortemente esotermiche, che influenzano il progetto globale dell'impianto rendendolo più complesso e, quindi, costoso. In particolare, per ovviare alle problematiche dell'elevata reattività del sodio, devono essere previsti circuiti intermedi per disaccoppiare il refrigerante primario ed il fluido che evolve in turbina (acqua), e atmosfere inerti per evitare che si possa avere contatto tra sodio e aria. Come conseguenza, l'impianto, così come le procedure operative, risultano, a parità di altre caratteristiche, fortemente complesse ed onerose. Data la complessità dell'impianto i reattori refrigerati a sodio hanno generalmente potenze molto elevate e, pertanto, non risulterebbe conveniente un progetto di tipo SMR.

I reattori refrigerati con piombo o con la lega eutettica piombo-bismuto, non presentano lo svantaggio della forte reattività chimica ma anche essi sono caratterizzati da alcune peculiarità che possono renderli più o meno convenienti al fine di un loro impiego all'interno di uno scenario energetico futuro. I principali vantaggi sono legati alle buone prestazioni di scambio termico e, rispetto al refrigerante sodio, presentano il vantaggio di avere un minore assorbimento neutronico. Questo si ripercuote sia sugli aspetti economici, in quanto garantisce una migliore resa neutronica, sia sugli aspetti di sicurezza, in quanto il coefficiente di vuoto risulta essere meno negativo rispetto al caso del sodio.

Il piombo, caratterizzato da una temperatura di fusione superiore ai 325 °C, oltre a richiedere una attenta progettazione di tutto l'impianto, ha dei ridotti margini di flessibilità, in termini di temperature del refrigerante, specialmente nel caso di transitori termici, poiché la differenza di temperatura tra la parte fredda del circuito primario e la temperatura di solidificazione è dell'ordine dei 100°C. Inoltre, l'elevata densità del piombo è un limite per questi impianti che devono essere concepiti su taglie medio-piccole.

Sia il piombo che il piombo-bismuto, specialmente ad elevata velocità e con alte concentrazioni di ossigeno, possono creare problemi di corrosione sui materiali strutturali che costituiscono l'impianto. I reattori refrigerati a piombo-bismuto hanno però il vantaggio di essere caratterizzati da una temperatura più bassa di solidificazione, rispetto al piombo, ma nel contempo sono caratterizzati dalla produzione di Polonio che può risultare di complessa gestione a livello di impianto e di procedure.

Per quanto sinora detto, all'interno del presente studio di scenario, sono stati considerati di maggiore interesse i reattori veloci refrigerati a piombo, anche per le seguenti motivazioni:

- i reattori LFR – Lead Fast Reactor – possono essere progettati con una taglia ridotta per rientrare nella tipologia SMR. La più interessante caratteristica dei reattori SMR è che, data la loro limitata potenza, possono essere installati anche su reti elettriche non troppo sviluppate garantendo comunque, con un singolo impianto, la copertura di una limitata percentuale della totale potenza installata. Nel contempo, più reattori SMR possono condividere determinati sistemi e/o edifici (es. sala controllo, edifici stoccaggio combustibile, etc.) rendendo possibile la costruzione, dilazionata nel tempo, di più unità nello stesso sito.
- Nella regione di interesse del presente studio, Europa sud-orientale (estesa all'Ucraina), si è accumulata una buona esperienza sui reattori refrigerati a piombo (specialmente nei paesi

appartenenti all'ex unione sovietica). Inoltre, in alcuni dei paesi appartenenti alla regione di riferimento (es. Bulgaria, Romania), i reattori LFR sono considerati essere una interessante tecnologia per la produzione futura di energia elettrica da fonte nucleare.

Nel presente studio si è ipotizzato che nel prossimo futuro (5-6 anni) ogni paese incluso nell'analisi, prosegua secondo le proprie politiche energetiche. Successivamente, al fine di colmare il gap temporale che separa lo scenario energetico attuale da quello in cui siano commercialmente disponibili i reattori veloci appartenenti alla IV generazione, è stato considerato un periodo di transizione, caratterizzato dall'installazione di nuovi impianti della tipologia VVER fino al 2025 e, successivamente, dalla tipologia AP1000; la prima filiera, fortemente diffusa nei paesi dell'est europeo, è caratterizzata da un forte vantaggio in termini di costo di investimento rispetto alla seconda, caratterizzata, però, da elevate caratteristiche di sicurezza passiva.

Si è considerato di poter ricorrere a reattori della tipologia LFR solo dal 2040 ipotizzando che, nel giro di qualche decennio, possano raggiungere una sufficiente maturità da poter essere commercialmente concorrenti dei reattori della filiera termica.

3. Lo scenario energetico

L'analisi di scenario comprende, oltre l'Italia, i paesi europei del sud-est Europa aggruppandoli in quattro regioni secondo quanto si elenca nella Tabella 1.

Tabella 1: elenco regioni per l'analisi di scenario ADRIA

Regione	
I	SEE: Albania, Bosnia, Bulgaria, Croazia, Kosovo, Macedonia, Montenegro, Romania e Serbia
II	Repubblica Ceca, Slovenia, Slovacchia e Ungheria
III	Italia
IV	Ucraina

La quarta regione vede la sola presenza dell'Ucraina in ragione della sua dimensione economica e per dell'entità della sua industria nucleare, tutto ciò giustifica il fatto che venga analizzata come entità singola. La terza regione interessa la sola Italia per dare evidenza agli sviluppi dello studio sulla nostra politica energetica nazionale.

Le quattro regioni sono accorpabili in due gruppi secondo il loro PIL per capita (Prodotto Interno Lordo): i paesi del primo gruppo, regioni II e III (Italia, Repubblica Ceca, Slovenia, Slovacchia e Ungheria), che presentano dei valori vicini alla media europea, il secondo gruppo, le regioni I e IV (i paesi del Sudest di Europa (SEE) ovvero Albania, Bosnia, Bulgaria, Croazia, Kosovo, Macedonia, Montenegro, Romania e Serbia, e quindi l'Ucraina) hanno dei valori del PIL sensibilmente al di sotto della media.

Per determinare l'andamento del fabbisogno elettrico del primo gruppo di regioni (II e III) si è fatto riferimento al documento dell'Agenda EU2050, dove sono presentate analisi di scenari energetici per tutta l'Europa a 27; sebbene molte delle ipotesi di questo documento possano essere discutibili, risulta comunque un buon riferimento per quantificare una soglia minima per l'evoluzione dei consumi elettrici in queste regioni. Nella Figura 1 è riportata una sintesi dei risultati delle simulazioni effettuate nell'ambito dell'Agenda 2050 [Com1565].

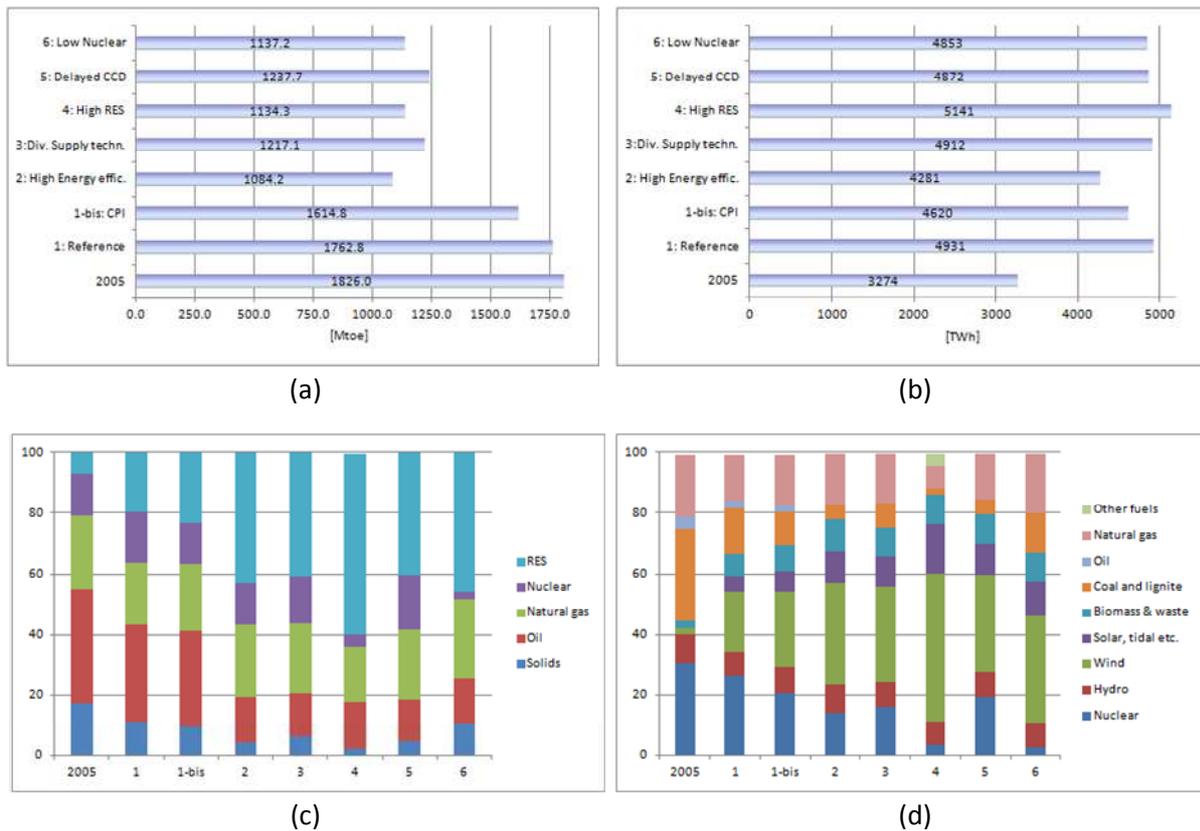


Figura 1: caratteristiche degli scenari per la Roadmap 2050 analizzati in [Com1565]. Insieme ai valori registrati nel 2005 sono riportati quelli ipotizzati per l'anno 2050: consumi totali di Energia (a), mix energetico ipotizzato per soddisfare tali consumi riportato in percentuali (c), produzione totale di elettricità (b) e il mix di fonti di generazione elettrica in percentuali (d).

Si osserva nella figura 1b che i consumi di elettricità aumentano in tutti gli scenari analizzati, anche nel caso di quelli che vedono una notevole riduzione del consumo totale di energia (cfr fig. 1a). Gli aumenti della produzione totale di elettricità tra l'anno 2005 e il 2050 sono compresi tra un minimo del 31% e un massimo del 57%, che corrispondono a modestissimi tassi annui di crescita dello 0.6% e dell'1.01% rispettivamente.

Si assume dunque come riferimento per i paesi delle regioni II e III quest'ultimo tasso di crescita, 1%, per il periodo compreso tra il 2020 e il 2100; si osservi che per l'Italia questa scelta risulta essere un'ipotesi assai conservativa giacché, se in fig. 2 si confronta il consumo di elettricità con il PIL circa (5.160 kWh/capita e circa 32.500 U\$D/capita), si ha che il primo è sensibilmente al di sotto della curva della figura 2 in confronto con gli altri paesi ad economia avanzata.

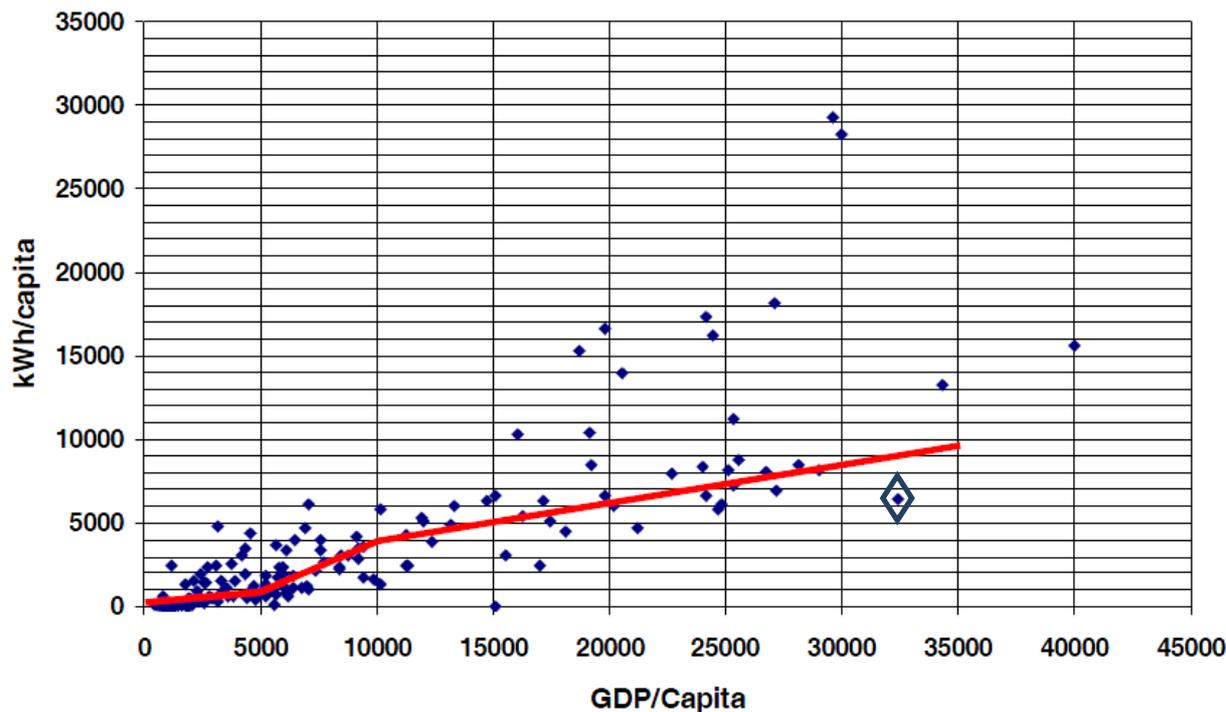


Figura 2: Consumi annui di elettricità per capita, riportati al PIL per capita nelle diverse economie (GDP Gross Domestic Product). Con un rombo è indicata la posizione dell'Italia. [CAS2007]

Nel valutare il probabile andamento del consumo di elettricità per i paesi del secondo gruppo (regioni I e IV) si è partiti dalla considerazione che una volta superata l'attuale crisi economica sia assai verosimile che nei prossimi decenni si registri in questa zona un rimarcabile aumento del PIL che determinerà, a sua volta, un consistente aumento del fabbisogno di energia elettrica.

In [REB2004] sono forniti dati sulla possibile evoluzione del fabbisogno di elettricità per i paesi del SEE, il documento sebbene non recente (è del 2004) fornisce i criteri per determinare l'ordine di grandezza dell'andamento di questa variabile; la Figura 3 riporta il fabbisogno elettrico calcolato per tre diversi scenari di crescita del PIL nel periodo 2003-2020. Confrontando i pronostici con il consumo realmente verificatosi nell'anno 2009 (161.55 TWh), si osserva che il consumo totale di elettricità nei paesi SEE di quell'anno corrisponde al valore previsto con lo scenario di minore crescita (caso 1 PwC).

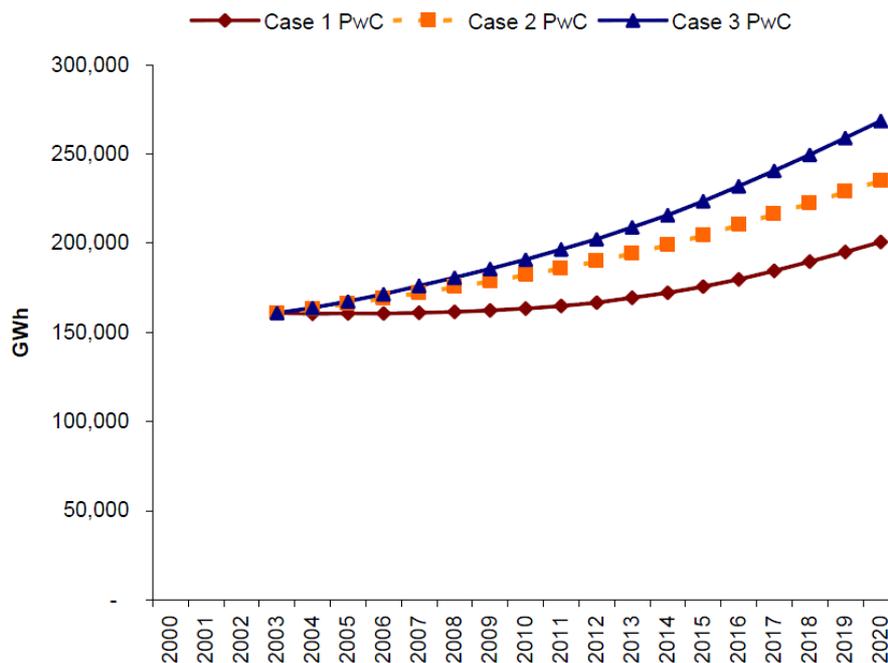


Figura 3: Previsioni del fabbisogno elettrico al 2020 per i paesi del SEE.

La curva di maggiore crescita è associata a tassi di aumento del PIL con punte del 6%; con questo valore dopo quindici anni il PIL medio dei paesi SEE aumenterebbe di un fattore 2.4, valore cospicuo ma che comunque collocherebbe i paesi del SEE ancora lontani dal PIL medio dell'Europa.

Sebbene in questi ultimi anni l'andamento del PIL nell'area SEE non abbia registrato aumenti rilevanti, come segnalato in precedenza, è plausibile supporre che una volta superata la crisi attuale questi paesi cresceranno a un ritmo uguale o maggiore di quello ipotizzato nel terzo scenario; come ipotesi conservativa, comunque, è stato assunto un tasso di crescita della domanda di elettricità per paesi dell'area SEE pari al 3.3% annuo. Nella valutazione della domanda elettrica si è mantenuto questo ritmo di crescita fino all'anno in cui il PIL medio della regione aggancia il valore della media europea attuale, evento che, considerando un tasso di crescita del PIL del 6%, avverrà tra ventisei anni; per il periodo 2050-2100 il tasso di crescita dei consumi elettrici è stato invece fissato uguale a quello degli altri paesi europei (1%).

Nella previsione dell'evoluzione della produzione elettrica dell'Ucraina si è ipotizzato un andamento analogo a quello dei paesi del SEE.

Nella Tabella 2 sono riportati i consumi elettrici determinati secondo le ipotesi sopradette.

Tabella 2: Evoluzione del fabbisogno di energia elettrica per i paesi dello scenario ADRIA

		year		
		2020	2050	2100
		TWh	TWh	TWh
Region	I (SEE)	162	429	706
	II (CZ+SK+ SLO+HR)	135	182	299
	III (Italy)	314	423	696
	IV (UA)	138	366	601
	Total	749	1400	2302

Per dedurre da questi fabbisogni elettrici le associate potenze nucleari da installare si sono assunte le seguente ipotesi:

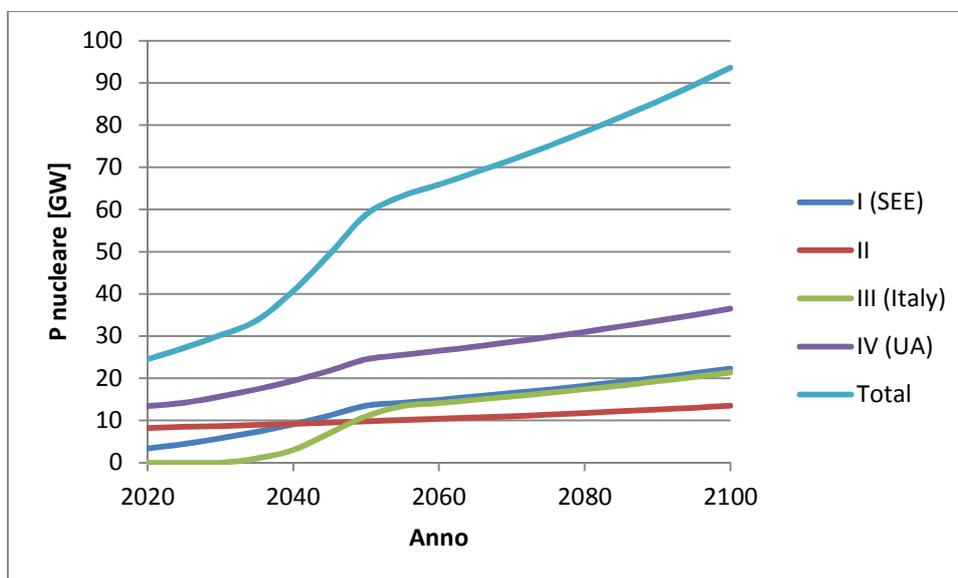
- L'Italia nel 2025 ritorna a produrre elettricità con nucleare di fissione.
- L'Ucraina produrrà il 40 % della sua elettricità da fonte nucleare (oggi è il 62%).
- Tutti gli altri paesi avranno un contributo da nucleare del 25% (oggi per il SEE è del 16% e per la seconda regione la quota nucleare è dell'11%).
- Fattore di carico delle centrali pari al 90%.

L'evoluzione della potenza nucleare elettrica installata per ogni regione è riportata nella Tabella 3 e nella Figura 4, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** fino al 2100.

Tabella 3: Evoluzione della Potenza Nucleare Totale installata.

Nuclear Power [GW]					
Year	Region I (SEE)	Region II	Region III (Italy)	Region IV (UA)	Total
2020	3,4	8,2	0	13,4	24,5
2025	4,4	8,5	0	14,2	27,2
2030	5,8	8,7	0	15,7	30,2
2035	7,3	9	1	17,4	33,7
2040	9,1	9,2	3	19,4	40,7
2045	11,2	9,5	7	21,8	49,4
2050	13,5	9,8	11	24,5	58,8
2055	14,2	10,1	13,4	25,5	63,2
2060	14,9	10,4	14,1	26,5	65,9
2065	15,7	10,7	14,9	27,5	68,8
2070	16,5	11	15,7	28,6	71,8
2075	17,3	11,4	16,5	29,8	75
2080	18,2	11,8	17,4	31	78,4
2085	19,2	12,2	18,3	32,3	81,9
2090	20,1	12,6	19,3	33,6	85,6
2095	21,2	13	20,3	35	89,5
2100	22,3	13,5	21,4	36,5	93,6

Figura 4.- Evoluzione della potenza nucleare totale installata nelle varie regioni



4. - Caratteristiche della flotta degli impianti utilizzati nel lavoro

Vengono di seguito riassunte le principali caratteristiche delle filiere nucleari utilizzate nelle simulazioni che seguiranno.

Tabella 4 - Caratteristiche degli impianti esistenti

Facilities	Costo investim. (\$/kWe)	Costi fissi (\$/kWe/y)	Costi Variabili (\$/MWh)	Costi (\$/kgHM)	Load factor	Plant Life (y)	Burn up medio (MWd/t)	Rendim. Elettrico (%)	Retention Time (y)
Filiera PHWR - Conversione - Fuel - PHWR - Stoccaggio - Stoccaggio Pu	3000	60	1,5	10 (\$/kgU) 85 500 2000 (\$/kgPu)	0.8	40	8.000	30	5
Filiera VVER - Conversione - Arricchimento - Fuel - VVER - Stoccaggio - Stoccaggio Pu - Riprocessam. UOX	3000	110	0.8	10 (\$/kgU) 110 275 500 2000 (\$/kgPu) 800	0.8	40	33.000	33	5

Tabella 5 - Caratteristiche degli impianti di nuova generazione, ALWR

Facilities	Costo invest im. (\$/kWe)	Costi fissi (\$/kWe/y)	Costi Variabili (\$/MWh)	Costi (\$/kgHM)	Load factor	Plant Life (y)	Burn up medio (MWd/t)	Rendimento Elettrico (%)	Retention time (y)
Filiera ALWR - Conversione - Arricchimento - Fuel - ALWR - Stoccaggio - Stoccaggio Pu - Riprocessam. UOX - Riprocessam. UOX COMUNE	5800	60	1,3	10 (\$/kgU) 110 275 500 2000 (\$/kgPu) 800 500	0.9	60	65.000	36	5

Tabella 6 - Caratterizzazione degli impianti di nuova generazione, impianti LFR

Facilities	Costo invest im. (\$/kW)	Costi fissi (\$/kW/y)	Costi Variabili (\$/MWh)	Costi (\$/kgHM)	Load factor	Plant Life (y)	Burn up medio (MWd/t)	Rendimento Elettrico (%)	Fattore di Breeding	Retention time (y)
Filiera LFR - Fuel - LFR - Stoccaggio - Stoccaggio Pu - Riprocessam. MOX - Riprocessam. MOX COMUNE	5350	60	2	850 800 2000 (\$/kgPu) 1800 1000	0.9	60	100.000	42	1	7.5

5. LA SIMULAZIONE

5.1. GENERALITÀ'

Definito lo scenario energetico e il relativo contributo da nucleare nel medio/lungo termine, è stato possibile valutare i fabbisogni di U_{nat} , di Plutonio e di Uranio depleto per una flotta di reattori termici in ciascuna delle quattro regioni di interesse.

Utilizzando il codice MESSAGE della IAEA è stato possibile quantificare il risparmio di Uranio naturale utilizzato, di Pu e di U depleto, conseguenti alla installazione della filiera LFR.

5.2. Caso base senza l'introduzione di reattori LFR

Le valutazioni sui fabbisogni di U_{nat} , e quindi sullo stock di Plutonio e di Uranio depleto per una flotta di reattori termici nelle quattro regioni di interesse sono state effettuate con riferimento alla potenza installata nel caso regioni non cooperanti (vedasi risultati del CASO SEP). In tal caso si è fatta l'ipotesi che tutta l'energia elettronucleare fosse prodotta mediante i reattori presenti al 2020 e sostituiti a partire dal 2025 con ALWR in seguito alla loro fine vita utile. Inoltre si sono aggiunti gradualmente anche i reattori ALWR che aumentano la potenza installata coerentemente con le previsioni mostrate in tabella 3. Si è ipotizzato che l'Italia rientri nel nucleare adottando anch'essa reattori ALWR a partire dal 2035.

I bilanci di massa sia per gli ALWR che per i VVER sono stati effettuati assumendo le seguenti, ulteriori ipotesi:

- Ciclo semplice once-through;
- Load factor medio = 0.86
- Burn-up medio = 47.000 MWd/t
- Arricchimento medio : 4%
- Rendimento elettrico medio = 35%
- Arricchimento allo scarico = 0.3%
- Periodo di analisi: 2020 - 2114

Con tali input, e con riferimento alle specifiche dei reattori VVER e ALWR riportate nel cap 4, assumendo una potenza totale utile, cumulata al 2114, di 6.134.5 GW , sono stati calcolati i parametri riportati in tabella 7.

Tabella 7 – CASO BASE, parametri di riferimento

	FRONT-END			BACK-END		
	Consumo di U naturale (tHM)	Stock di U depleto (tHM)	Lavoro di separazione (tSWU)	Stock di Pu (tHM)	Stock di RepU (tHM)	Stock di MA (tHM)
Caso senza presenza filiera LFR	1.258.500	1.118.500	638.000	1.245 (+133.7 t di stoccaggi preesistenti))	133.650	140

Le valutazioni sono state effettuate con MESSAGE, secondo l'ipotesi che i processi di conversione e arricchimento non presentino perdite di materiale.

5.3. Scenario alternativo con l'introduzione di reattori LFR

A fronte dei risultati riportati in tabella 7, il codice MESSAGE della IAEA ha consentito di verificare i risparmi, in termini di Uranio naturale utilizzato e stock di Pu, U depleto e Attinidi Minori (MA), conseguenti alla installazione della filiera LFR.

Le ipotesi assunte nella simulazione ed i relativi risultati sono riportati nel seguito dopo una brevissima presentazione del codice MESSAGE.

5.3.1. Il codice MESSAGE

Il codice MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impacts) combina le tecnologie e i combustibili per ottimizzare il mix energetico; con riferimento alla quota nucleare, fornisce i fabbisogni di Uranio naturale, costi di separazione, di arricchimento e di fabbricazione del combustibile. Nel caso di un ciclo chiuso del combustibile determina i bilanci di massa e costi di riprocessamento.

E' possibile inoltre valutare i costi a lungo termine per l'approvvigionamento energetico, le esigenze di investimento per le nuove infrastrutture, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, l'utilizzo delle risorse di energia, il tasso di introduzione di nuove tecnologie, anche considerando i vincoli ambientali.

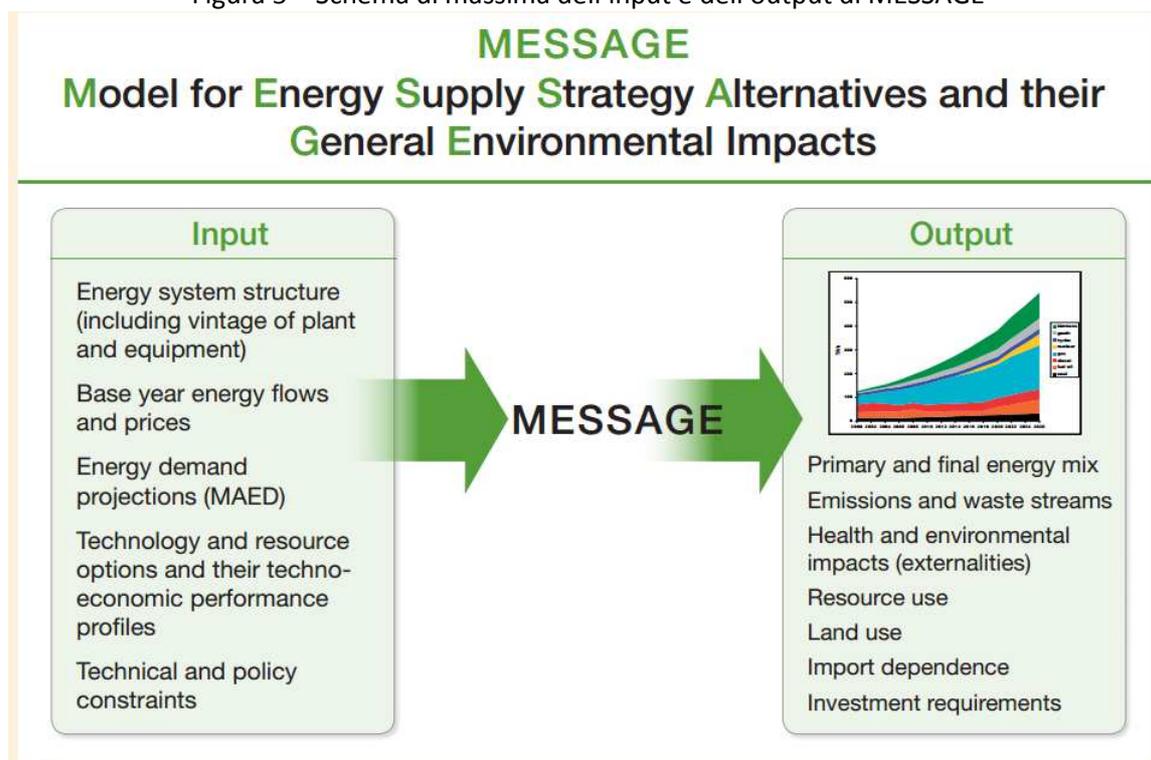
La metodologia di calcolo si basa sulla ottimizzazione di una funzione obiettivo (ad esempio il minor costo, il minor impatto ambientale, ecc), valutando la disponibilità dei combustibili, la penetrazione nel mercato delle diverse tecnologie, la generazione di prodotti di risulta e il loro smaltimento.

La modellazione in MESSAGE si basa sulla schematizzazione in categorie di forme di energia (ad esempio energia primaria, finale, energia utile), di combustibili (commodities), di tecnologie utilizzate (ad esempio, elettricità, petrolio, carbone, ecc).

Le diverse tecnologie sono definite attraverso la caratterizzazione dei prodotti in ingresso e in uscita oltreché dai parametri che definiscono l'efficienza delle trasformazioni; i costi considerati, spalmabili secondo un opportuno cash-flow, sono quelli di investimento, dei costi fissi di esercizio e dei costi variabili, con particolare riferimento agli oneri relativi al combustibile. Il modello è in grado di simulare anche il panorama energetico pregresso (potenze e vita utile degli impianti) al fine della corretta ottimizzazione dello scenario di riferimento.

Gli ingressi e le uscite di MESSAGE sono raffigurati nella figura 5 .

Figura 5 – Schema di massima dell'input e dell'output di MESSAGE



5.4. Descrizione dell'input utilizzato nella simulazione

5.4.1. Generalità

In base allo scenario energetico descritto nel capitolo 3 , è stato ottimizzato con MESSAGE l'inserimento, nel panorama energetico locale delle 4 regioni di interesse, CASO SEP, e nel caso di politica energetica comune, CASO SYN, l'inserimento degli impianti AWLR e LFR caratterizzati, in termini tecnico-economici, così come riportato nel capitolo 4.

Le principali assunzioni che hanno guidato l'input sono state le seguenti:

1. per tutte le regioni si prevede che, a partire dal 2025 incluso, sia disponibile la filiera ALWR; questa sostituirà, nel tempo, la preesistente filiera VVER, e la PHWR laddove operante, man mano che tali reattori si avvieranno, dopo 40 anni di esercizio, al decommissioning;
2. a partire dal 2030 si prevede che, comunque, non si possano più costruire impianti della filiera VVER; tale ipotesi può essere giustificabile per le sempre più stringenti richieste degli organi di licensing in termini di safety; oltretutto la tendenza a migliorare il rendimento degli impianti (con tale presupposto la dead line al 2030 sembra essere piuttosto conservativa);
3. a partire dal 2040 è prevista la possibile realizzazione dei reattori LFR ma solo nelle regioni 1,3 e 4;

4. a partire dal 2035 è previsto che l'Italia, ripreso il programma nucleare, accenda il suo primo impianto ALWR.

Lo studio dei casi di riferimento ha seguito le seguenti linee:

- CASO SEP: lo scenario energetico è stato studiato indipendentemente per le 4 regioni, ovvero ogni regione gestisce il proprio parco centrali ed il relativo ciclo del combustibile, secondo le politiche locali per l'approvvigionamento del combustibile, il suo riprocessamento e la sua allocazione finale.

In maggior dettaglio:

- Per le regioni 1, 3, e 4, per i reattori ALWR e per i reattori VVER è previsto, a partire dal 2020, il riprocessamento su scala locale del combustibile esaurito per il recupero del Plutonio da utilizzare, insieme all'Uranio depleto proveniente dall'arricchimento dell'Uranio delle filiere termiche, per la preparazione del combustibile da utilizzare nelle rispettive filiere LFR. In questa fase non si è previsto il riutilizzo, nelle filiere termiche, dell'Uranio proveniente dal riprocessamento a causa degli elevatissimi costi del processo allo stato attuale della tecnologia.
 - Analogamente, per le regioni 1, 3, e 4 è previsto il riprocessamento del MOX proveniente dai reattori veloci sempre, con il solo recupero del Pu.
 - La regione 2, nel caso base, NON riprocessa perché non è prevista la realizzazione locale di reattori veloci.
 - Per la filiera PHWR è previsto il mantenimento dell'attuale ciclo once-through.
- CASO SYN, SINERGICO: lo scenario prevede che tutte le regioni, nell'ambito di un programma di collaborazione finalizzato al miglior sfruttamento del combustibile, alla riduzione delle scorie a maggior attività (HLW), e comunque nell'ottica della non proliferazione, conferiscano il combustibile esaurito proveniente dalle rispettive centrali ad un sistema di impianti comuni di riprocessamento, di UOX e di MOX, e di produzione del combustibile per la filiera LFR.

In questo caso anche la regione 2, pur non prevedendo la realizzazione di impianti LFR sul proprio territorio, potrà avere interesse alla partecipazione al progetto e si prevede, quindi, che anch'essa conferisca il proprio combustibile esaurito al sistema centralizzato.

In maggior dettaglio:

- tutte le regioni, compresa la 2, riprocessano negli impianti comuni il combustibile dagli ALWR e dai VVER per recuperare il Pu da inviare alla produzione del MOX che verrà ridistribuito agli impianti LFR delle regioni 1, 3 e 4. Non è invece previsto l'utilizzo del RepU (U dal riprocessamento).
- Analogamente, per le regioni 1, 3, e 4 è previsto il riprocessamento centralizzato del MOX proveniente dalle rispettive filiere veloci, sempre e solo con recupero del Pu.

La simulazione ha tenuto conto della presenza, nelle Regioni I, II e IV, degli impianti nucleari ancora in funzione, così come riportato in Tabella 8.

Tabella 8 - Potenza nucleare attualmente installata nelle Regioni di interesse

	Tipologia di reattore	Potenza (MW)	Anni di entrata in esercizio
Regione I Paesi SEE - Bulgaria - Romania	PWR VVER PHWR CANDU	1910 13.000	Dal 1988 al 1994 dal 1997 al 2008
Regione II Paesi non SEE - Repubblica Ceca - Ungheria - Slovacchia - Slovenia	PWR VVER PWR VVER PWR VVER In costruzione In costruzione PWR VVER	3.500 1.240 1.600 390 390 630	dal 1985 al 2003 dal 1983 al 1988 dal 1985 al 2000 2015 2016 1983
Regione IV Ucraina	PWR VVER In costruzione In costruzione	13.100 950 950	dal 1981 al 2006 2015 2016

Il criterio di ottimizzazione adottato è stato quello dei minori costi totali di investimento ed esercizio senza considerare l'effetto del tasso di sconto.

5.5. La simulazione

Nel diagramma di flusso riportato in fig. 6 è schematizzato il funzionamento del sistema di produzione di energia da fonte nucleare su scala regionale; in particolare, la filiera PHWR è presente solo nella regione 1 mentre, nella regione 2, manca sia la filiera PHWR che quella veloce LFR.

Nel diagramma di flusso riportato in fig. 7 è schematizzato il funzionamento del sistema di produzione di energia da fonte nucleare su scala multiregionale, CASO SYN, evidenziando le facilities comuni, ovvero il riprocessamento del combustibile UOX dagli impianti VVER e ALWR di tutte le 4 regioni, e il riprocessamento del combustibile MOX dagli impianti LFR dalle regioni 1, 3 e 4.

Fig 6 – Schema del diagramma di flusso del sistema di gestione del combustibile nucleare nel CASO BASE (regioni separate)

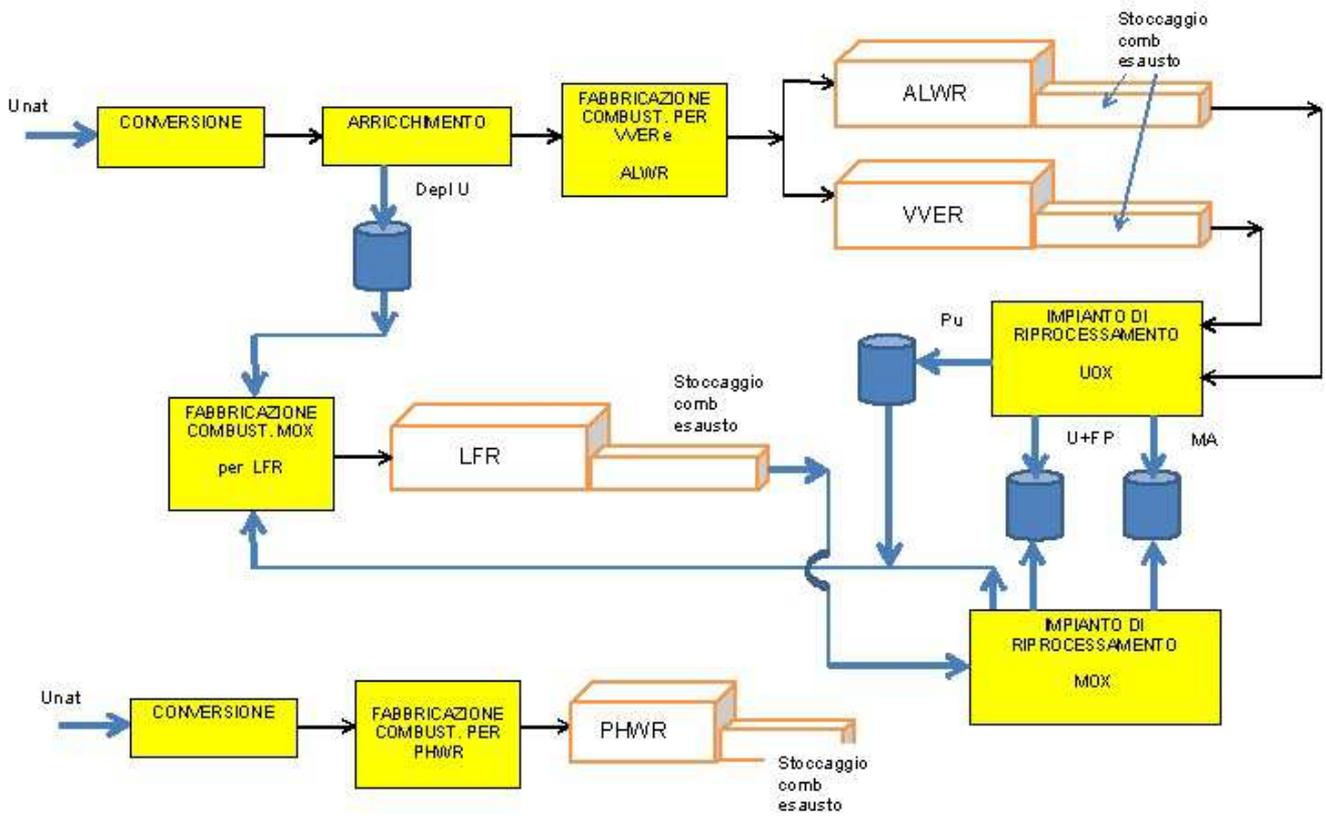
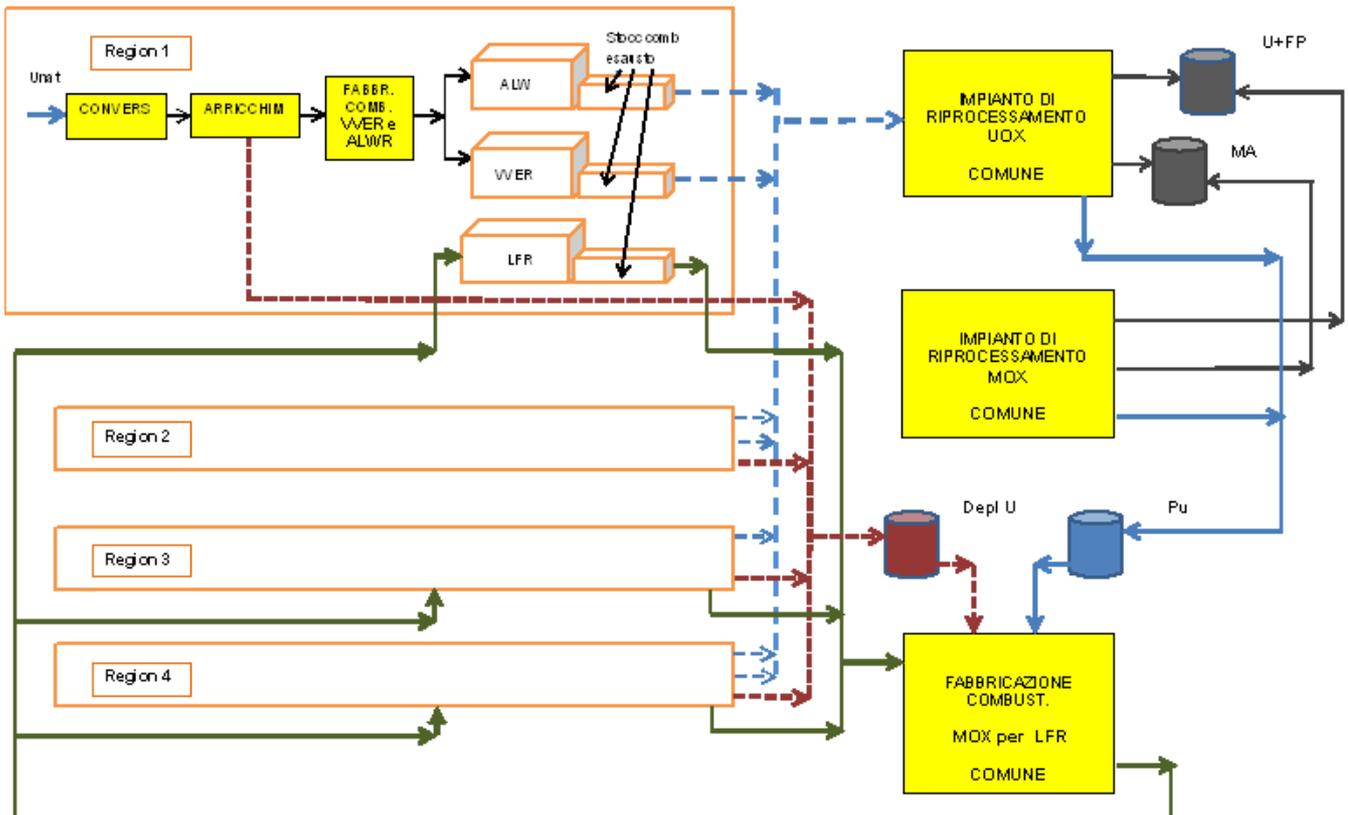


Fig 7 - Schema del diagramma di flusso del sistema di gestione del combustibile nucleare nel CASO SYN (regioni cooperanti)



5.5.1. I risultati della simulazione

Sono stati ottenuti come output del programma i seguenti dati per le quattro regioni per i casi di scenario collaborativo o non collaborativo:

- L'ottimizzazione della flotta dei reattori per diversa tipologia di impianto fino all'anno 2114;
- l'U naturale consumato;
- l'accumulo di Pu.

I dati sono stati riportati nelle seguenti figure:

Fig 8 - Nuove installazioni di NPP, regione per regione, per il caso SEP.

Fig 9 - a) Andamento nel tempo della nuova potenza totale installata per le diverse filiere, caso SEP;

b) andamento nel tempo della nuova potenza installata sulle diverse filiere, caso SYN.

Per questo ultimo caso si è svolta un'analisi per l'intera macroregione, ovvero l'insieme delle quattro regioni.

Fig 10 - Confronto tra il consumo medio di U naturale nei tre casi oggetto di studio

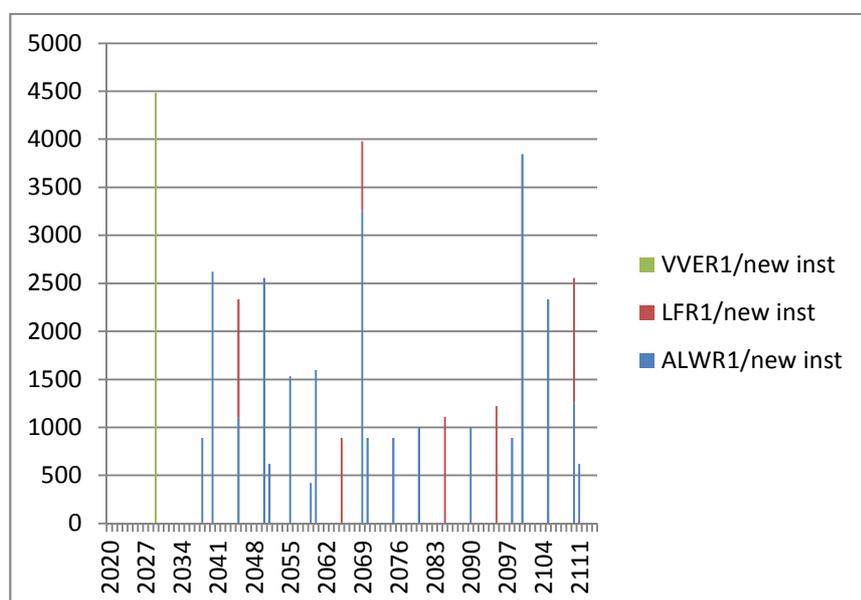
Fig 11 - a) Accumulo di Pu dal combustibile esaurito della filiera termica per il caso SEP, regioni separate

b) Accumulo di Pu dal combustibile esaurito della filiera termica per il caso SYN, regioni cooperanti.

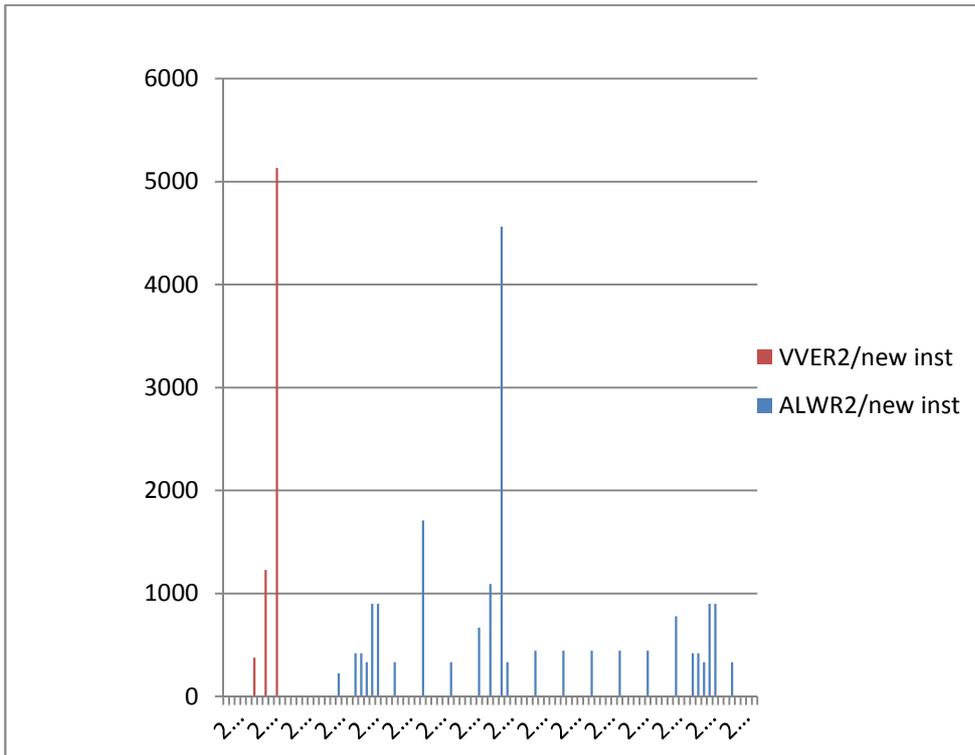
I calcoli tengono conto anche degli stoccaggi di Pu preesistenti al 2020 stimati pari a:

- Regione 1 : 8.8 t
- Regione 2 : 31.4 t
- Regione 3 : 20 t
- Regione 4 : 53.5 t

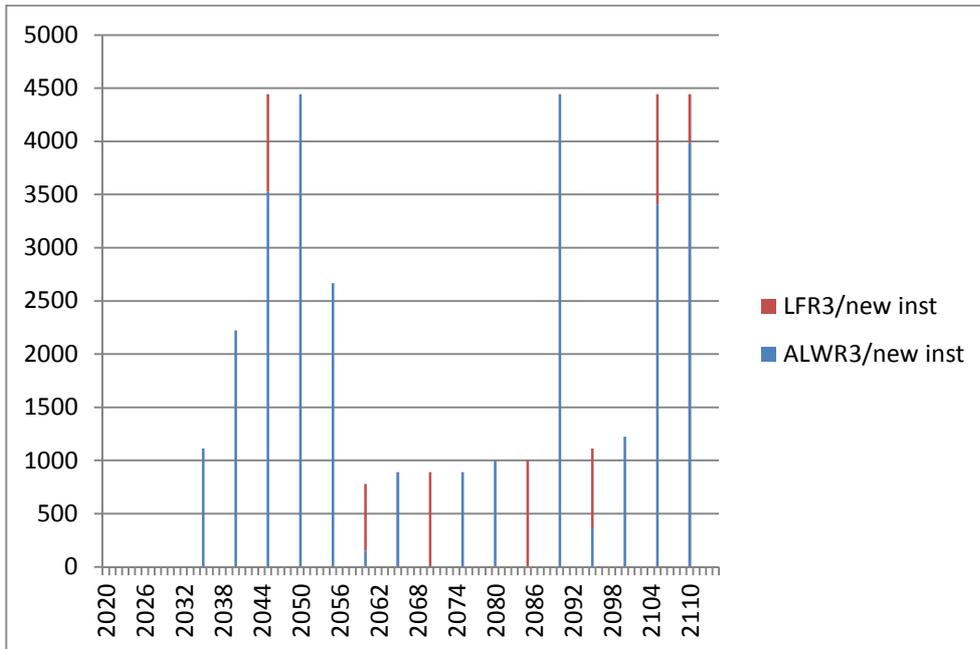
REGIONE I



REGIONE II



REGIONE III



Regione 4

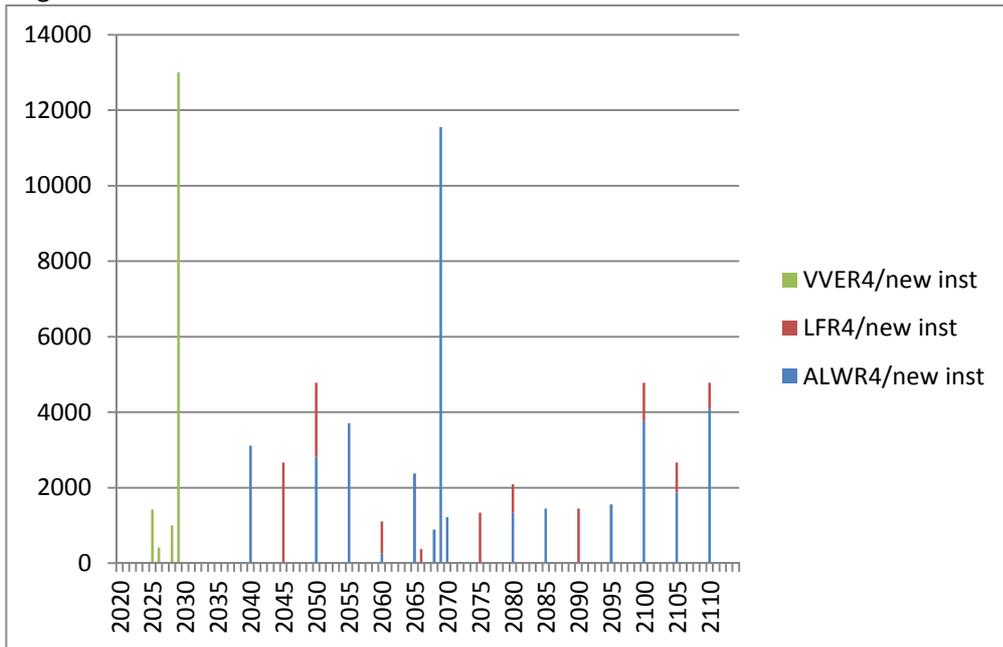


Tabella 9 - Nuove installazioni nel CASO SEP

Regione	VVER (MW)	ALWR (MW)	LFR (MW)
Regione I	4.475	27.333	6.467
Regione II	6.735	18.525	0
Regione III	0	30.325	5.675
Regione IV	15.835	39.980	11.883
TOTALE	27.045	116.163	24.025

Fig 9.a – Andamento nel tempo della potenza totale installata sulle diverse filiere pe il caso CASO SEP

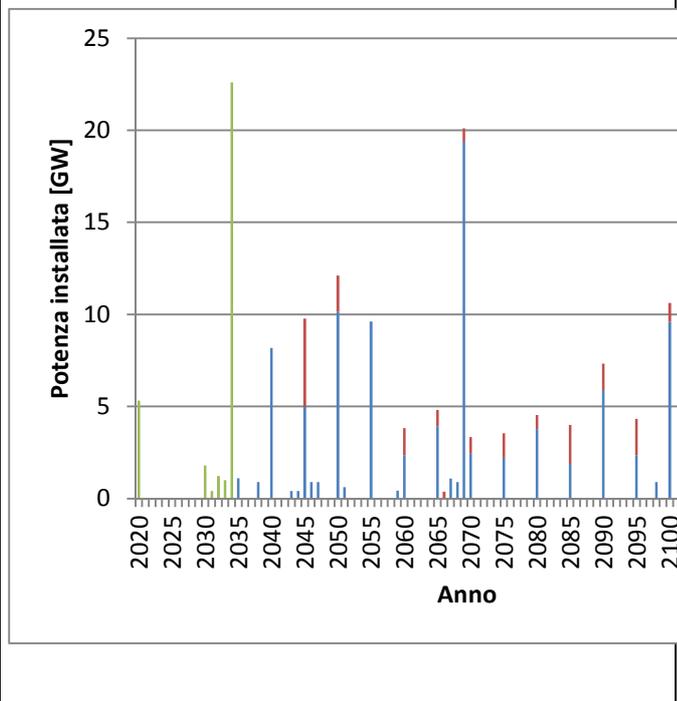


Fig 9.b – Andamento nel tempo della potenza totale installata sulle diverse filiere pe il caso CASO SYN

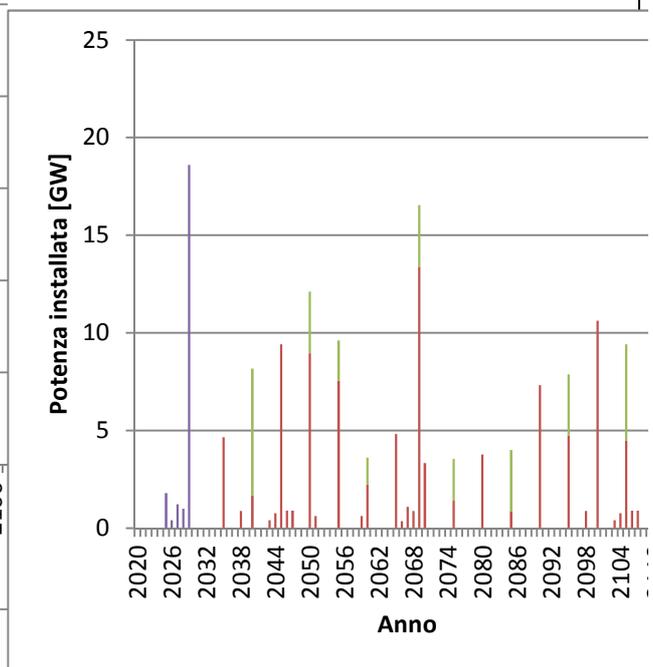


Tabella 10 – confronto nuove installazioni nel CASO SEP e nel CASO SYN

VVER (MW)		ALWR (MW)		LFR (MW)	
CASO SEP	CASO SYN	CASO SEP	CASO SYN	CASO SEP	CASO SYN
27.045	23.045	116.163	113.142	24.025	30.650

Fig 10 – Confronto tra il consumo medio di Uranio naturale nei 3 casi di riferimento

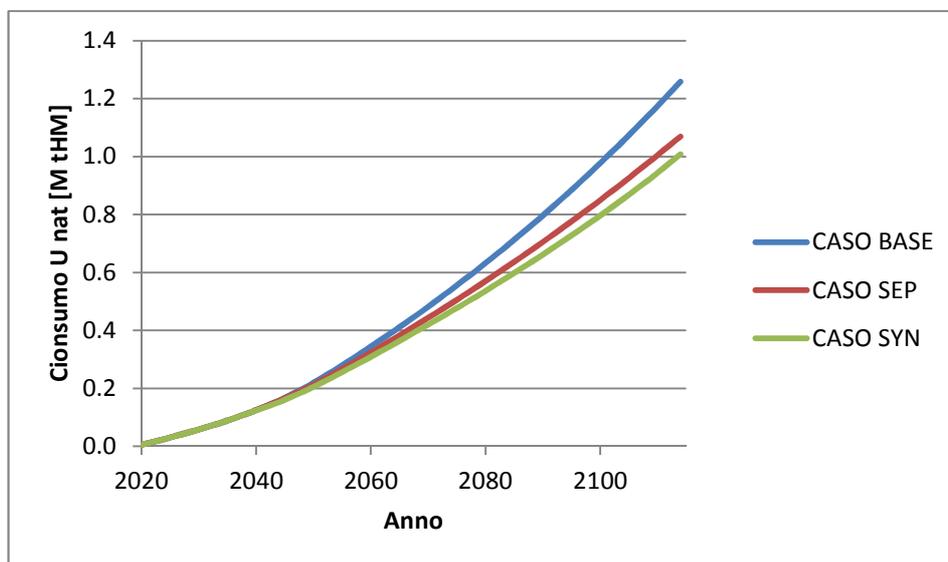


Tabella 11 - Consumo totale di Uranio naturale, al 2114, nei 3 casi.

Scenario	Uranio (t)
CASO SEP	1.069.330
CASO SYN	1.008.015
CASO BASE	1.258.280

Figura 11: accumulo di Pu nel caso Sep e nel caso Base

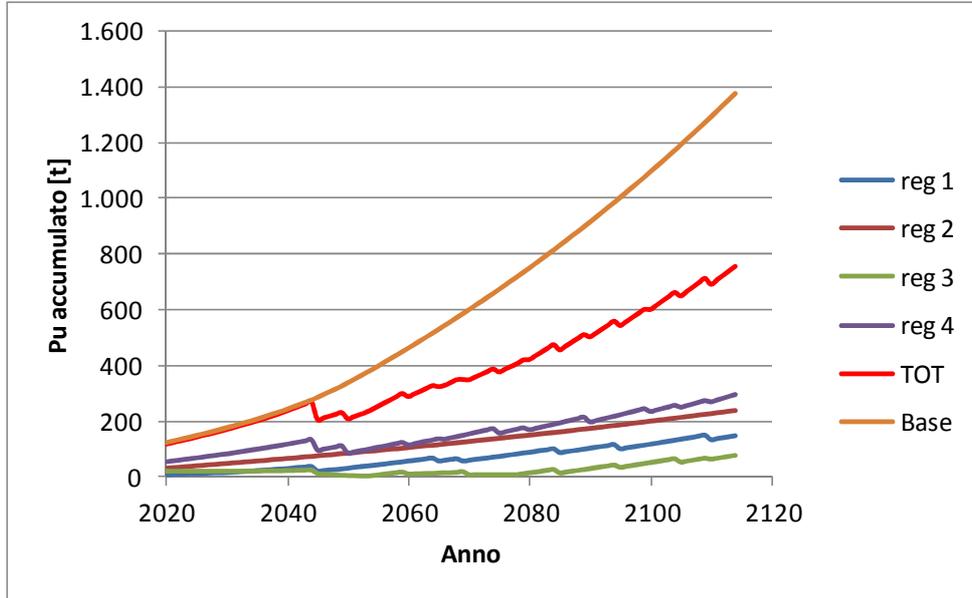


Figura 12: accumulo di Pu nei tre scenari

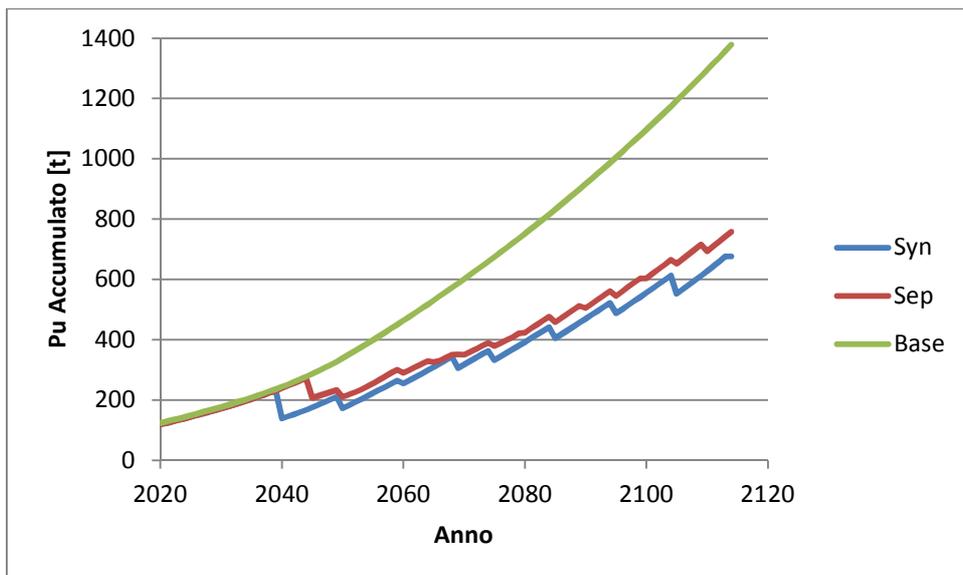


Tabella 12 - Plutonio totale cumulato al 2114 (compresi vecchi stoccaggi precedenti al 2020)

Anno	Caso SEP					Caso SYN	CASO BASE
	Regione I (t)	Regione II (t)	Regione III (t)	Regione IV (t)	TOT (t)	TOT (t)	TOT (t)
Pu dal Back-end dei LWR	150	238	77	293	757	676	1378

In figura 8, si evidenzia che il riprocessamento dell'UOX della filiera termica consente l'avvio di circa 24 GW installati con reattori LFR che si affiancano ai circa 27 GW installati con i vecchi reattori VVER e circa 116 GW installati con la filiera ALWR ; la tabella 9 dettaglia la suddivisione della potenza globale nelle tre regioni interessate, filiera per filiera.

In figura 9 le nuove installazioni nel caso SEP vengono confrontate con quelle del caso SYN: come era da attendersi, nel caso di cooperazione tra le quattro regioni, grazie all'utilizzo del Pu proveniente dal riprocessamento del combustibile esaurito della Regione II, si ottiene l'aumento per gli LFR da 24 a 30.6 GW

Per quanto riguarda il consumo di Uranio naturale, la figura 10 e la tabella 11 riportano il confronto tra il consumo globale medio di uranio naturale nel CASO BASE, ammontante a circa 1.258.300 t, che si avrebbe a parità di energia fornita senza l'introduzione della filiera LFR, da confrontarsi con i consumi del CASO SEP, circa 1.070.000 t, e quelli del CASO SYN, circa 1.008.000 t.

La figura 11 e la relativa tabella 12 mostrano l'andamento nel tempo dello stock di Pu nei casi Base e SEP; si nota che nello scenario SEP, rispetto al caso base, privo della filiera veloce, si ha all'incirca un dimezzamento dello stock di Pu. La figura 12 mostra i risultati per il caso più favorevole quello che prevede la cooperazione tra le quattro Regioni; a fronte di una produzione totale di 1.378 t di Pu che si avrebbe nel caso la filiera veloce non fosse presente, nel caso meno favorevole, il caso SEP, lo stock in accumulo è di sole 757 t, nel caso di regioni cooperanti l'accumulo si riduce a 676 tHM.

6. - Conclusioni

Lo studio effettuato evidenzia le differenze in termini di bilancio del materiale utilizzato nel ciclo del combustibile per i tre diversi scenari ipotizzati.

Ne consegue che l'introduzione di reattori veloci refrigerati al piombo determina una riduzione rilevante del materiale esausto con effetti benefici in termini di impatto ambientale e di dimensionamento dei depositi di accumulo temporaneo e definitivo. Inoltre l'approccio mediante una strategia sinergica migliora l'efficienza globale del sistema sia permettendo l'avvio di un numero maggiore di reattori veloci, sia diminuendo il consumo di Uranio naturale che i volumi di combustibile esaurito. Ulteriori analisi in merito agli effetti economici dei diversi approcci ipotizzati saranno affrontati successivamente.

Vanno valutate strategie che conducano ad una ulteriore riduzione dei prodotti ad alta radiotossicità e lunga vita mediante l'inserimento nei sistemi presi in considerazione di una filiera di ADS (Accelerator Driven System) in aggiunta ai succitati reattori veloci.

BIBLIOGRAFIA

- *MESSAGE, Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessment; IAEA*
- *MESSAGE, User Manual; IAEA*
- *[Com1565]. Energy Roadmap 2050 Impact assessment and scenario analysis. European Commission Brussels, 15.12.2011, SEC(2011) 1565 final.*
- *[REB2004] REBIS: GIS, Volume 2, Electricity demand forecast. REBIS: GIS. Volume 2: Electricity demand forecast. Final report. 31 December 2004. Project funded by the European Union.*
- *[CAS2007] CASES (COST ASSESSMENT OF SUSTAINABLE ENERGY SYSTEMS), WP1 Task 1. "The Drivers of Electricity Demand and Supply" Version April 2007*