



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

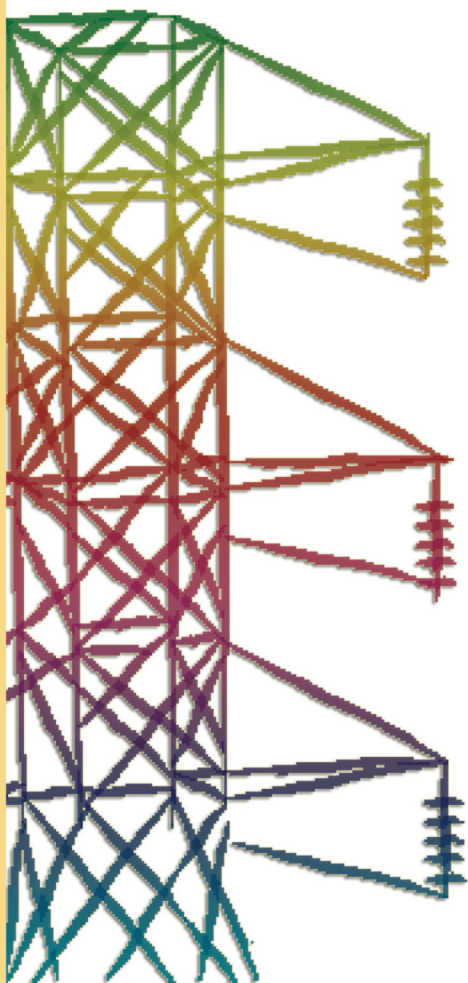


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Elementi di valutazione del costo dell'energia elettrica prodotta dai reattori di nuova generazione rilevanti per il rilancio dell'opzione nucleare in Italia

Fortunato Vettrai





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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Elementi di valutazione del costo dell'energia elettrica prodotta
dai reattori di nuova generazione rilevanti per il rilancio
dell'opzione nucleare in Italia

Fortunato Vettraino

ELEMENTI DI VALUTAZIONE DEL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DAI REATTORI
DI NUOVA GENERAZIONE RILEVANTI PER IL RILANCIO DELL'OPZIONE NUCLEARE IN ITALIA

Fortunato Vettraino (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

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione FPN – P9LU - 026	Rev. 1	Distrib. L	Pag. 2	di 33
--	---	------------------	----------------------	------------------	-----------------



AdP ENEA-MSE del 21.6.2007


LP1: Linea Progettuale 1 – Studi su nuovo nucleare, scenari, ciclo del combustibile e minimizzazione rifiuti radioattivi; segreteria tecnica a supporto istituzioni (Advisor)

D. Costo kWh nucleare e studi economici su reattori di medio/piccola taglia

Elementi di valutazione del costo dell'energia elettrica prodotta dai reattori di nuova generazione rilevanti per il rilancio dell'opzione nucleare in Italia.


F. Vettrino,
ENEA-Bologna

Dic. 2008

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	3	33

INDICE

SOMMARIO	4
1. INTRODUZIONE	5
2. LA STRUTTURA GENERICA DEI COSTI DEL NUCLEARE	6
3. REATTORI D'INTERESSE	8
4. LE COMPONENTI DI COSTO DELL' ENERGIA ELETTRICA DEL NUOVO NUCLEARE	12
4.1 Costo capitale	12
4.2 Costo di esercizio e manutenzione (O&M)	14
4.3 Costo combustibile	15
4.4 Costo di decommissioning	16
5. VALUTAZIONE DEL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA (LCOE) DAGLI IMPIANTI NUCLEARI DI NUOVA GENERAZIONE	17
6. CONFRONTO CON ALTRI STUDI	28
7. CONCLUSIONI	29
8. RIFERIMENTI	31
APPENDICE 1	32
RINGRAZIAMENTI	33

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	4	33

SOMMARIO

Presupposto dell'attività è che l'analisi economica rappresenta un capitolo importante e necessario a supportare la proposta della possibile installazione di un parco nucleare di nuova generazione in Italia con orizzonte temporale 2020-2030, di dimensioni tali da ricondurre ad un riequilibrio del mix della produzione elettrica nazionale.


E' noto, tuttavia, che nel caso del nucleare la dimensione del costo capitale iniziale è tale da non far apparire scontata la competitività rispetto alle altre fonti di generazione elettrica. A questo si associano, comunque, i più bassi costi correnti (combustibile e esercizio) che insieme alla replica in serie delle centrali da installare, sono elementi determinanti e capaci di far risultare il nucleare ben competitivo specialmente nella prospettiva di un mercato delle fonti fossili molto verosimilmente destinato a permanere in uno stato di tensione crescente negli anni a venire. In quest'ottica anche fattori come la security energetica e il peso marginale della materia prima (uranio) nel caso del nucleare, costituiscono punti di forza rilevanti e traducibili in cifre.

L'analisi preliminare del costo dell'energia elettrica, qui riportata, fa riferimento a reattori PWR (Pressurized Water Reactor) di nuova generazione quali EPR, esemplare di grossa taglia, e IRIS esemplare di taglia medio-piccola (SMR-Small Medium Reactor), assunti essere eserciti in modalità *once-through cycle* (ciclo aperto), e collegabili in rete nel periodo 2020-2030.

Lo studio economico si concentra sulla valutazione del kWh elettrico inteso come LCOE (Levelized Cost of Electricity), in funzione della specificità dei sistemi (grossa taglia vs. piccola taglia), del costo capitale, costi esercizio, ciclo combustibile e decommissioning. L'analisi è parametrizzata in un range di costo capitale overnight 2000-3500 Euro/kWe per EPR (comprensivo anche dei valori relativi alle due centrali EPR europee in costruzione in Finlandia e Francia) e 2000-4500 \$/kWe per IRIS, che sono ritenuti rappresentativi e prudenziali della dinamica dei costi nell'arco del prossimo decennio.

I valori di LCOE calcolati, si situano in un range pari a circa 55-90 €/MWh nel caso EPR, e 49-88 \$/MWh per il caso IRIS. Tenuto conto, inoltre, delle assunzioni fatte per il calcolo, i risultati appaiono in linea con le valutazioni di altri studi similari recenti.

La fase di studio successiva prevede, insieme all'affinamento dei dati di input, un'analisi più approfondita che prende in considerazione parametri non considerati nella presente analisi (ammortamento, tassazione, inflazione, ecc.) oltre al completamento con un'analisi di sensibilità rispetto ai parametri che hanno maggior influenza sul valore del LCOE (come ad es. struttura finanziaria dell'investimento, tempo di costruzione, costo del ciclo).

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	5	33

1. INTRODUZIONE


La questione di fondo per il rilancio di un programma importante di costruzione di nuove centrali nucleari per la generazione elettrica, specialmente in Europa (Italia compresa), può essere posta in maniera molto semplice: è sufficiente il minor costo combustibile per una centrale nucleare a confronto dei sistemi alternativi di generazione elettrica, ad abbattere l'elevato costo capitale iniziale ?

L'elevata instabilità che caratterizza le quotazioni del petrolio e gas, che hanno toccato livelli vertiginosi nel corso del 2007 e 2008, mai toccati in precedenza, inducono ad una risposta affermativa. Ma al vantaggio del combustibile si aggiungono altri elementi favorevoli perché il costo capitale iniziale del nucleare non rappresenti un ostacolo insuperabile. Tra questi la security energetica, il contributo importante alla limitazione delle emissioni di gas serra e il prezzo competitivo del kWh generato da un parco nucleare adatto alle condizioni specifiche. L'esempio della Francia, le cui centrali nucleari producono anche il 15 % circa dell'energia elettrica importata dall'Italia, ne è testimonianza.

Nel *White Paper* del NEI (Nuclear Energy Institute) dell'agosto 2008 [2], si afferma: "Mentre i costi capitale possono risultare scoraggianti, è importante riconoscere che essi sono soltanto l'inizio per qualsiasi analisi economica sulle nuove capacità di generazione elettrica. Una misura più accurata della competitività economica, molto più importante per le authority e gli utilizzatori, è il costo dell'elettricità prodotta da un particolare progetto rispetto alle fonti alternative e al prezzo di mercato dell'elettricità quando gli impianti di produzione entreranno in esercizio commerciale. Il costo di generazione tiene conto non solo dei costi capitale e finanziario, ma anche del costo d'esercizio e delle performance del progetto. E continua: "Le analisi delle utilities, quelle delle comunità accademiche e degli esperti finanziari, mostrano che persino con costi capitale che vanno da 4000 a 6000 \$/kWe, l'elettricità prodotta dagli impianti nucleari può essere competitiva rispetto alle altre fonti per la generazione elettrica di base (base-load power), compresi carbone e gas naturale. Questi risultati non contengono restrizioni per le emissioni di CO₂. Laddove venissero implementati programmi regionali o nazionali che pongono un prezzo sulle emissioni, l'energia nucleare sarebbe ancor più competitiva".

E' importante distinguere gli elementi chiave nella struttura dei costi del nucleare e comparare questi agli altri modi di generazione. In questa valutazione giocano, tuttavia, un ruolo importante circostanze e condizioni nazionali e locali. La dimensione e il timing dei costi sono variabili, a seconda delle tecnologie e molto sensibili al contesto di localizzazione.

Con la dimensione di costi e ricavi che si verificano a tempi diversi nella vita operativa dei vari sistemi di generazione, un fattore decisivo è il tasso di sconto per ricondurre ("levelize") gli stessi ad una base comune che permetta il confronto economico. Tale tasso è a volte fissato dall'Autorità pubblica, come il tasso obiettivo di ritorno del capitale, ma nei mercati liberalizzati esso è effettivamente il tasso di ritorno (internal rate of return) richiesto sul progetto da parte dei mercati finanziari. In altre parole il costo del capitale (media pesata

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	6	33

del tasso di interesse del capitale a *debito* e il ritorno richiesto dall'investimento *equity*). Il cosiddetto "Levelized Cost Of Electricity" (LCOE) rappresenta il prezzo unitario dell'energia elettrica necessario a coprire tutti i costi, capitali e operativi dell'impianto e viene usato come indicatore della viabilità economica del progetto, [7].

L'esperienza degli ultimi anni nell'esercizio dei reattori europei e americani dimostra che l'energia elettrica da fonte nucleare è competitiva e affidabile. Contribuisce, inoltre, in maniera significativa sia ad attenuare i vincoli di riduzione dei gas serra posti dal protocollo di Kyoto, che le tensioni sul mercato internazionale delle fonti di energia. Si può solo immaginare, di fronte all'escalation recente dei corsi petroliferi registratasi fino a fine 2008, quale effetto devastante avrebbe avuto sugli stessi il sommarsi di un'ulteriore domanda di fonti fossili, soprattutto gas e petrolio, supponendo il venir meno della generazione elettro-nucleare, ove la stessa rappresenta il 34% dei consumi elettrici in Europa, il 20% in USA e il 16% a livello mondiale.

2. LA STRUTTURA GENERICA DEI COSTI DEL NUCLEARE

Le componenti di costo per le varie tecnologie energetiche sono suddivise tipicamente in:

- costo capitale (comprensivo del decommissioning)
- costo di esercizio
- costo combustibile

Nelle valutazioni di nuovi impianti per la generazione elettrica, gli studi recenti mostrano che il *costo capitale* necessario, inclusivo degli interessi, raggiunge circa il 60% del LCOE per il nucleare, decommissioning compreso (Tab.1). Nel caso degli impianti a ciclo combinato turbo-gas (CCGT, soltanto il 20% è costo capitale, mentre la parte maggioritaria va al costo del combustibile. Nel caso delle energie rinnovabili, l'elemento costo capitale può raggiungere il 90%.

I costi capitale insorgono già nel corso preliminare alla costruzione dell'impianto (tasse di licenza e preparazione sito) per proseguire con la costruzione vera e propria ed includono i costi dei componenti, i servizi di ingegneria, lavori di costruzione, imprevisti ecc., insomma tutti i costi definiti in gergo EPC (Engineering-Procurement-Construction). Questi costi sono i cosiddetti "overnight costs" perché non comprendono gli interessi che si aggiungono nel corso della costruzione.

Una volta che l'impianto è completato ed entra in produzione, il proprietario comincia a ripagare la somma dei costi over-night più gli interessi. E' evidente come il rispetto puntuale dei tempi di costruzione sia fondamentale per non

aggravare il costo capitale con quote importanti di interessi dovuti a ritardi nella costruzione tali da compromettere la competitività dell'impianto (come successe in molti casi, specialmente negli USA, negli anni '80). Lo studio della University of Chicago (2004) ha mostrato che per un tempo di costruzione di 5 anni, il costo degli interessi nel corso di costruzione può arrivare al 30% della spesa totale, che può raggiungere il 40% se il tempo di costruzione diventa 7 anni. Ove l'investitore applichi un premio al rischio sugli interessi praticati sulla realizzazione di impianti nucleari, l'impatto degli oneri finanziari diventa molto rilevante.

I costi di *decommissioning* vengono portati in conto ripartendo gli oneri finanziari sulla vita economica dell'impianto nell'ottica dello smantellamento finale e recupero del sito. Tenuto conto che gli impianti sono previsti avere una lunga vita operativa (60 anni), questi capitalizzandosi sull'intero tempo di vita dell'impianto, risultano essere molto contenuti e pesano marginalmente sul LCOE (ordine del 1%), sia per gli impianti attuali che per quelli futuri.

Sono state identificate negli ultimi anni, da parte dei vendors di reattori, varie misure, in diverse aree per ridurre il costo capitale in un range ritenuto fattibile di 1000-1400 \$/kWe (OECD-NEA, 2000). Le aree importanti per la riduzione del costo capitale vanno dalla larga taglia di impianto per l'economia di scala, alla replica di reattori uguali sullo stesso sito, alla standardizzazione dei reattori e costruzione seriale in officina, al learning-by-doing, alla semplificazione di progetto introducendo sistemi di sicurezza passiva, al processo di licensing certo.

I *costi del combustibile*, con inclusi anche i costi di gestione del combustibile esaurito e dei wastes in generale, costituiscono il vantaggio economico principale del nucleare in confronto alle tecnologie fossili (carbone, olio e gas). Il costo del ciclo combustibile come innanzi detto, rappresenta circa il 20% del LCOE per il nucleare, mentre nel caso dei sistemi CCGT esso è tipicamente pari al 75%. Per il nucleare, il concentrato di uranio naturale o yellowcake (U₃O₈) pesa per circa il 5% del LCOE. Nei nuovi impianti nucleari, che sfrutteranno meglio l'uranio, raggiungendo livelli di burn-up più elevati, è inverosimile che tale frazione di costo possa crescere in maniera significativa anche a fronte di incrementi importanti del costo dell'uranio. Il costo dell'energia elettrica da nucleare è largamente insensibile al prezzo della materia prima (uranio), contrariamente a quanto avviene per le centrali a gas, olio e carbone che devono incorporare necessariamente la volatilità del prezzo del combustibile, specialmente nel caso di gas e petrolio, nel valore del LCOE.

I *costi di esercizio* (O&M-Operation and Maintenance) sono piuttosto variabili, essendo funzione di fattori come taglia e età dell'impianto, ma in media rappresentano il 20% del LCOE. Altri fattori rilevanti per i costi O&M sono il regime regolatorio e l'efficienza dell'esercente dell'impianto. C'è da dire che la liberalizzazione che si è prodotta nel mercato dell'energia elettrica nel corso degli ultimi anni, ha contribuito al miglioramento delle pratiche d'esercizio (best practices) nell'industria nucleare, portando ad un abbassamento dei costi O&M, mantenendo e migliorando nel contempo i già elevati standard di sicurezza.

Le componenti di costo sopra elencate, anche perché molto diversamente distribuite nel tempo, sono sensibili al costo del denaro praticato (tassi d'interesse). E' evidente che quando i tassi sono alti, i progetti con costo capitale iniziale elevato, come è il caso degli impianti nucleari, sono svantaggiati sotto il profilo finanziario.

Tab. 1 – Breakdown tipico dei costi di generazione elettronucleare (%)


Investment	60		
Fuel Cycle	20	uranium	5
		conversion	1
		enrichment	6
		Fabrication	3
		Back-end	5
O&M	20		

Specificità del nucleare è che i suoi costi incorporano anche la maggioranza dei costi esterni, mentre non è così per i sistemi basati sulla combustione delle fonti fossili, come riportato nel rapporto ExternE della Commissione Europea del 2001. I sistemi fossili, anche i più moderni, scaricando liberamente in atmosfera la maggior parte dei loro effluenti, CO₂, polveri e particolato, concretizzano di fatto un vantaggio competitivo "nascosto". I costi del combustibile che includono, nel caso del nucleare, anche quelli relativi alla gestione e disposal finale del combustibile esaurito (circa 0.2 cent\$/kWh), sono ben identificati e validati da organismi internazionali (OECD-NEA, 1994) con previsione dei costi a lungo termine.

3. REATTORI D'INTERESSE

I reattori di potenziale interesse per un rilancio della produzione elettro-nucleare in Italia sono rappresentati al momento dalla Generazione III+ della tipologia PWR (Pressurized Water Reactor), la tipologia di reattori che vanta la più estesa e consolidata esperienza a livello mondiale. Sono tra questi i due reattori di grande taglia, detti anche Large Reactors (LR), il francese EPR (1.600 MWe) e l'americano AP1000 (1.117 MWe). Sul primo dei due esiste già un esplicito interesse nazionale attraverso la partecipazione di Enel, nella misura del 12.5%, alla realizzazione della centrale EPR di Flamanville in Francia, in accordo con EdF.

A questi si può aggiungere il reattore IRIS (335 MWe) che rappresenta un design innovativo di PWR di taglia medio/piccola (SMR-Small Medium Reactor), 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

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	9	33

(CIRTEN, Ansaldo Nucleare, Mangiarotti, ENEA), atteso ricevere la certificazione NRC entro il 2016.

■ **Il Reattore EPR:** è un reattore PWR da 1600 MWe (potenza netta), sviluppato da Areva . Si tratta di una derivazione dei progetti PWR N4 (francese) e Konvoi (tedesco), con una riduzione dei costi pari almeno al 10%. E' progettato per un funzionamento flessibile (load-following) e per conseguire un burn-up nel combustibile di circa 60 MWd/kg (contro i circa 45-50 MWd/kg dei PWR Gen II) con efficienza netta prossima al 37%, ottenuta anche attraverso un gruppo turbo-alternatore innovativo che permette un guadagno di 70 MWe. Oltre all'uso di nocciolo con combustibile standard a uranio arricchito al 4.4%, è previsto il funzionamento con nocciolo interamente (100%) costituito da MOX, ossidi misti di U e Pu. I target operativi in termini di efficienza, disponibilità di impianto (92%) e vita operativa (60 anni) sono tra i più alti attualmente conseguibili. In EPR, la strategia di sicurezza interiorizza l'esperienza di circa 1500 anni-reattore di esercizio di reattori franco-tedeschi ed è basata sulla ridondanza (quadrupla) dei sistemi di intervento attivi e sul miglioramento del sistema di contenimento realizzato in cemento armato a doppia parete di circa 1 m di spessore, con liner di rivestimento in acciaio sulla parete interna. In tal modo:

- la probabilità d'incidente grave (con fusione del nocciolo) è minore di 10^{-5} eventi/reattore.anno)
- le conseguenze di incidenti gravi sono ridotte e confinate anche grazie al sistema di recupero e raffreddamento del nocciolo fuso
- le dosi al personale, i rilasci e i rifiuti radioattivi sono significativamente ridotti (dose collettiva di 0.4 man.Sv contro il valore corrente di 1 man.Sv nei paesi occidentali e circa il 30% di riduzione di volume del combustibile irraggiato a parità di energia prodotta)

L'accresciuta ridondanza dei sistemi (*quattro in luogo di due nei reattori attuali*) assicura in caso di incidente l'arresto immediato del reattore, la refrigerazione del nocciolo, e il mantenimento dei livelli di temperatura e pressione nel sistema di contenimento al di sotto dei limiti di progetto. A questo si aggiunge la protezione rinforzata in c.a. degli edifici sensibili (reattore, sala controllo) contro aggressioni e impatti esterni, anche dei grandi aerei di linea, e il dispositivo di sicurezza (core-catcher) posizionato sotto il vessel, all'interno del sistema di contenimento, che in caso di fusione del nocciolo, è in grado di contenere, partizionare e raffreddare fino a solidificazione il materiale fuso (corium) senza conseguenze per l'esterno. Il primo esemplare EPR è in costruzione in Finlandia (Olkiluoto), il secondo in Francia (Flamanville). Quest'ultimo vede anche la partecipazione dell'Enel nella misura del 12.5% insieme a EDF. Altri due esemplari di EPR sono stati venduti alla Cina (Nov. 2007) e la loro costruzione è iniziata nel sito di Tahishan nella provincia del Guangdong. Il progetto rispetta gli *European Utility Requirements* (EUR), requisiti molto stringenti stabiliti sotto la spinta delle utilities franco-tedesche. In base a tale processo sono stati certificati vari reattori quali EPR e SWR-1000 (Areva), AP1000 e BWR-90 (Westinghouse), e ABWR (General Electric). Il reattore EPR, già confermato come nuovo standard in Francia, è stato certificato dall'autorità di sicurezza francese nel 2004. Nel 2007, una versione americana del


progetto (US-EPR) è stata sottoposta a procedura di certificazione presso l'organo di controllo americano (NRC).

■ **Il Reattore AP1000:** prodotto da Westinghouse è una evoluzione del progetto AP-600 (Advanced Passive, 600 MWe). Anch'esso ad acqua leggera in pressione, ha potenza elettrica netta di 1117 MWe, rendimento del 35%, e vita operativa di 60 anni. La tecnologia AP1000 si basa sulla lunga esperienza di esercizio dei reattori PWR Westinghouse. Rispetto a questi, si avvale di una notevole semplificazione impiantistica che riguarda i sistemi di sicurezza, la sala controllo, la strumentazione, le tecniche di costruzione, il numero di componenti, i volumi degli edifici in classe sismica, ottenendo così un impianto meno costoso nella costruzione e nella manutenzione, e più sicuro nell'esercizio. I criteri di sicurezza sono basati su livelli di difesa multipli e indipendenti (*defense in-depth*) per la mitigazione degli incidenti. La caratteristica peculiare è, tuttavia, l'uso dei *sistemi a sicurezza passiva*, già sviluppati e licenziati per AP-600. Facendo affidamento su circolazione naturale, gravità, convezione e gas compressi, anche nel caso remoto di assenza totale di alimentazione elettrica e operatori, il reattore si auto-spegne e continua ad essere raffreddato in condizioni di sicurezza. L'AP1000 rispetta con ampi margini i criteri di sicurezza NRC. La probabilità di fusione nocciolo (core damage frequency, CDF= 5×10^{-7}) risulta essere 1/100 di quella degli impianti attualmente in esercizio e 1/20 di quella accettabile in base ai requisiti delle utilities USA (Utility Requirements Document, URD) per reattori di nuova concezione.

Le caratteristiche di sicurezza passiva che assicurano la *defense in-depth* sono:

- sistemi *non-safety* per il controllo di transitori e fluttuazioni nel corso del normale esercizio
- sistemi passivi di raffreddamento del nocciolo, isolamento e refrigerazione del sistema di contenimento (*Passive Core Cooling System, Containment Isolation, Containment Cooling System*)
- ritenzione del nocciolo, in caso di fusione, all'interno del contenitore in pressione (*in-vessel retention of core damage*) e refrigerazione diretta del vessel dall'esterno mediante allagamento.
- Controllo del rilascio di prodotti di fissione e sistema di contenimento multi-barriers (1^a barriera: combustibile, 2^a guaina, 3^a vessel reattore-circuito primario, 4^o containment vessel in acciaio, 5^o contenitore esterno in c.a.) con raffreddamento ad aria in convezione naturale rafforzata da evaporazione dell'acqua in un serbatoio posto in testa all'edificio reattore con il fine di mantenere la pressione nel contenitore al di sotto del limite di progetto.

Il reattore AP1000 ha ottenuto la certificazione NRC in USA nel dicembre 2005. Sulla base di tale certificazione, nel maggio 2007, Westinghouse ha presentato richiesta di Generic Design Assessment all'autorità di sicurezza britannica con il supporto di E.ON. e di varie altre utilities europee. Va segnalato inoltre che negli USA nell'ambito del nuovo processo di licensing (ESP-Early Site Permit e COL-Combined Construction and Operating License), le utilities hanno scelto, nelle loro richieste a NRC, l'EPR in 5 casi e l'AP1000 in 4 casi. Per entrambi i reattori, i rispettivi vendors hanno avviato nel corso del 2007 anche il processo di pre-licensing presso l'autorità di sicurezza britannica (HSEEA) presentando richiesta

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	11	33

di Generic Design Assessment (GDA). Quattro reattori AP1000 sono stati venduti in Cina dal consorzio Westinghouse-Shaw (luglio 2007) per essere realizzati nei siti di Sanmen e Haiyang sulla costa orientale.

■ **Il Reattore IRIS (Safety by Design):** fa parte dei sistemi Gen III+ Near Term Deployment destinati ad essere introdotti nei prossimi 10-15 anni, con un ruolo di “apripista” rispetto ai sistemi Gen IV. Si tratta di reattori modulari di tipo PWR di piccola taglia (335 MWe) sviluppati da un consorzio internazionale di 20 partners pubblici e privati operanti in 10 paesi sotto la leadership tecnica Westinghouse. La taglia è stata scelta nella prospettiva di localizzazione in paesi in via di sviluppo, con reti elettriche di piccole dimensioni e allo scopo di produzione combinata di elettricità, calore e/o acqua potabile, nonché di centrali pluri-modulo gestite attraverso un’unica sala controllo. La definizione *safety by design* implica una configurazione impiantistica semplificata caratterizzata dall’alloggiamento di tutti i componenti del circuito primario (generatori di vapore, pompe, pressurizzatore, barre di controllo) all’interno del vessel. Ciò consente l’eliminazione di gran parte delle tubazioni e valvole del circuito primario (eventuale fonte di incidenti gravi con perdita di refrigerante), la drastica eliminazione o mitigazione dell’88% degli incidenti di classe superiore (classe IV) con un CDF (core damage frequency) pari a $\sim 10^{-8}$, contro 10^{-6} - 10^{-7} degli Advanced PWR, arresti per manutenzione con cadenza quadriennale con manutenzioni minori in esercizio (resi possibili dalla ridondanza di componenti modulari facilmente sostituibili) il tutto a vantaggio dell’affidabilità e della disponibilità di impianto.

La mancanza di boro nel circuito primario permette inoltre di ridurre i rischi di frattura da corrosione sotto sforzo (v. Davis Besse, 2002). Il programma di sviluppo IRIS, iniziato nel 1999, prevede il completamento dei test di certificazione entro il 2011-12, la certificazione del progetto negli Stati Uniti (NRC) nel 2015-16 .

Dal lato economico IRIS si prospetta vantaggioso perché permette la modularità e scalabilità dell’investimento, aspetti entrambi particolarmente apprezzabili nel caso di progetti *capital-intensive* come le centrali nucleari. Inoltre, diversamente da EPR ed AP1000, IRIS è in grado di rispondere ai vincoli geo-fisici che precludono l’installazione di siti di elevata potenza, come ad es. i 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, zone remote e a geomorfologia peculiare.

4. LE COMPONENTI DI COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA DEL NUOVO NUCLEARE

Nella Tab. 2 seguente [8], è riportato lo schema delle voci di costo, dettagliate per categoria, che contribuiscono alla formazione del costo di generazione dell'energia elettrica da un impianto nucleare.

Costi capitale Overnight	Costi di O&M	Costi del ciclo combustibile
Costi costruzione diretti - Preparazione sito - Opere civili - Materiali, Componenti, manpower	- Esercizio impianto - Monitoraggio sito - Manutenzione (materiali, manodopera, servizi) - Staff Ingegneria di supporto - Amministrazione - Gestione rifiuti e disposal - Spese generali servizi - Tasse e obblighi (plant specific) - Assicurazione (plant specific) - Ristrutturazioni straordinarie - Supporto alle Autorità di sicurezza - Safeguards - Altro	- Concentrati uranio (yellowcake) - Conversione a UF6 - Arricchimento - Fabbricazione combustibile - Trasporto combustibile fresco - Trasporto combustibile irraggiato - Condizionamento e stoccaggio combustibile irraggiato - Riprocessamento e condizionamento rifiuti - Smaltimento rifiuti - 1a carica nocciolo - Tasse sul combustibile nucleare - Altro
Costi costruzione indiretti - Progettazione e supervisione - Operazioni di procurement - Spese amministrazione sito		
Costi costruzione della proprietà - Amministrazione generale - Pre-operazione - R&D (plant specific) - Ricambi - Selezione sito, acquisizione, licensing e relazioni pubbliche - Tasse (locali, regionali, plant specific)		
Costi Decommissioning - Progettazione, licensing, relazioni pubbliche - Smantellamento e stoccaggio rifiuti - Smaltimento rifiuti - Recupero sito		
Altri Costi capitale Overnight - Ristrutturazioni d'impianto (sostituzione componenti, ecc.) - Contingencies - Miscellanea		

Tab. 2 – Le componenti di costo del kWh nucleare
 (Source: OECD/NEA-IEA: Projected Costs of Generating Electricity, Paris, 2005)

4.1 Costo capitale

Il costo capitale di un nuovo impianto elettro-generatore è la risultante di due elementi principali:

- costo capitale overnight (strutture, componenti, materiali e lavoro richiesto per la costruzione dell'impianto)
- costo finanziario (funzione della struttura del finanziamento, ossia del rapporto debito-equity, e del tempo di costruzione)

I costi capitale overnight e finanziario costituiscono il costo totale del progetto. Il costo dell'elettricità, oltre a questi costi, include i costi d'esercizio intesi come funzionamento/gestione dell'impianto, ciclo combustibile e decommissioning. Quando si parla di costi di realizzazione di un nuovo impianto, normalmente si parla di *costo overnight*. Il termine *overnight* letteralmente sta a significare "nel corso di una notte", equivalente a dire interessi zero nel corso della costruzione. Esso include, pertanto, i cosiddetti costi EPC (Engineering-Procurement-Construction)¹ e i costi incorsi dalla proprietà², al netto dei costi finanziari e degli effetti inflazione e variazione prezzi.

¹ I costi EPC includono ingegneria, materiali e lavori di costruzione

La Tab. 3 seguente mostra un esempio di profilo (sinusoidale) d'investimento nel corso degli anni richiesti per la costruzione (5 anni), collocati prima del tempo zero al quale viene attualizzato il costo overnight, in funzione del tasso di sconto assunto (11.5% WACC), per dare il costo totale (total capital cost), che incorpora gli interessi in corso di costruzione e recupero dell'inflazione (3%).

Tab. 3: Representative Construction Outlays (nominal dollars) (Source MIT)

YEAR	-5 \$/kWe	-4 \$/kWe	-3 \$/kWe	-2 \$/kWe	-1 \$/kWe	TOTAL OUTLAY (mixed \$/kWe)	OVERNIGHT COST (2002 \$/kWe)	TOTAL COST (2002 \$/kWe)
Nuclear	165	444	566	471	185	1,831	2,000	2,557
CCGT	0	0	0	236	243	478	500	549

Nuclear: 5 years construction period, sinusoidal profile, $i=3\%$, WACC=11.5% (50/50 debt/equity, $r_d=8\%$, $r_e=15\%$)
 CCGT : 2 years construction period, uniform profile, $i=3\%$, WACC=9.6% (60/40 debt/equity, $r_d=8\%$, $r_e=12\%$)


Va detto che le stime del costo capitale di un impianto possono risultare fuorvianti se non sono rese chiare le assunzioni che vi stanno dietro. Esse possono, o non, includere le contingencies (imprevisti) per portare in conto fattori come la complessità di un progetto, lo stato del design, il numero di unità da realizzare, le condizioni di mercato o l'effetto FOAKE (First of a Kind Engineering) che, a seconda della politica commerciale del vendor, può comportare un incremento rilevante dei costi di realizzazione del primo (primi) esemplari. Per contro l'effetto scala che si produce man mano che vengono realizzati esemplari dello stesso tipo, e la realizzazione di più unità sullo stesso sito, contribuiscono alla riduzione graduale dei costi.

L'effetto di tali assunzioni è rilevante e può comportare differenze dell'ordine di centinaia di milioni di dollari o euro. Il *costo totale* di un progetto include in effetti tutti i costi: capitale, contingencies e finanziari. Esso può includere, inoltre, la lievitazione dei costi (inflazione) al valore dell'anno in cui i capitali saranno effettivamente spesi³.

I costi finanziari dipenderanno dal tasso medio ponderato (WACC-Weighted Average Capital Cost) risultante dal rapporto tra capitale a debito (debt) e capitale proprio (equity), con il tasso di ritorno atteso per il secondo significativamente superiore al tasso sul debito, e dal fatto che l'impianto sia realizzato in condizioni di tassi agevolati o di mercato, oltre che dal tempo di rimborso del debito (15-20 anni) e periodo di ammortamento d'impianto (15 anni). A tal proposito va rilevato che entrambi i tempi in questione sono inferiori alla vita utile dell'impianto, tipicamente considerata di 40 anni per i reattori in esercizio ma

² I costi della proprietà comprendono altre infrastrutture come l'adeguamento del sistema di trasmissione elettrica, torri di raffreddamento, sistema di presa dell'acqua di raffreddamento e trattamento, edifici amministrativi, magazzini, viabilità, sottostazioni elettriche, project management e sviluppo progetto, permessi, tasse, aspetti legali, personale e suo addestramento

³ I costi espressi in moneta 2015 ad es. saranno superiori ai costi espressi in moneta 2008 a causa del "time value" del denaro.

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	14	33

estesa a 60 anni per gli impianti di nuova generazione (anche per i reattori attuali c'è la tendenza a ri-licenziare il prolungamento della vita a 60 anni, come già fatto per un numero rilevante di casi specialmente in USA e Francia).

Il costo capitale di un impianto di generazione è quello che determina la parte maggioritaria (circa 60%) del costo dell'elettricità prodotta dall'impianto, detto anche "busbar cost", funzione di tutte le componenti di costo (capitale, finanziaria, esercizio e manutenzione, combustibile, decommissioning).

Appare di immediata evidenza, da quanto detto sopra, come il rispetto dei tempi di costruzione e messa in esercizio dell'impianto sia fondamentale per non incorrere in costi finanziari aggiuntivi, che possono risultare anche rilevanti, e che si riflettono direttamente sul costo dell'elettricità generata e sulla sua competitività.

I costi capitale (overnight capital cost) dichiarati per le prime due unità EPR in costruzione in Europa, vanno da 1875 €/kWe (EPR-Olkiluoto, 2003) a 2063 €/kWe (EPR-Flamanville, 2007). Quest'ultimo è stato incrementato a circa 2500 €/kWe a fine 2008, e anche per Olkiluoto si sarebbe raggiunto circa lo stesso livello di Flamanville a causa del ritardo nella costruzione, di circa 2 anni e mezzo, ad oggi, rispetto al planning (incremento di circa 1/3). Per le due unità EPR in Cina (Taishan, 2007) il costo è di circa 1100 €/kWe, in condizioni di contratto molto particolari che prevede una partnership Areva, EDF e società cinesi.

I dati di costo di AP1000 si riferiscono alle 4 unità che verranno realizzate in Cina (Sanmen e Haiyang) e alle altre 6 ordinate dalle utilities USA. Il costo overnight per le unità cinesi è circa 2230 \$/kWe (2007), mentre per gli USA gli overnight costs dichiarati dai vendors (june 2008) sono: W-AP1000: 3000 \$/kWe; GE-Hitachi ESBWR: 3000 \$/kWe; GE-Hitachi ABWR: 3000 \$/kWe. I costi dichiarati dalle utilities USA (FPL, PE, SCEG, SC, NRG) sono in generale più elevati, ma includono interessi passivi, inflazione e overrun-contingency.

Nel 2007, una versione americana del progetto EPR (US-EPR) è stata sottoposta a procedura di certificazione presso l'organo di controllo americano (NRC). Il costo capitale overnight, livellato sulle prime 4 unità, comprensivo delle penalizzazioni di prototipo (FOAKE), è stimato in 2400 \$/kWe. Per il reattore IRIS è previsto un costo di circa 3000 \$/kWe relativo al primo esemplare (FOAKE), sul quale incidono, però, i costi di sviluppo e licensing del progetto nella misura del 50%.

4.2 Costo di esercizio e manutenzione (O&M)

Comprende i costi di personale, i costi di manutenzione per tenere l'impianto in efficienza nel corso della vita operativa, nonché i costi fissi (ad es. le tariffe di connessione alla rete) indipendentemente dall'effettiva produzione dell'impianto.

Sono generalmente suddivisi in una componente fissa (€/MWe.anno) ed una variabile (€/MWh).

Vengono inseriti nei costi O&M anche altri costi come quelli relativi a investimenti aggiuntivi sostenuti durante la fase di funzionamento dell'impianto, i costi di assicurazione per la copertura di rischi connessi a malfunzionamenti dell'impianto, i costi del sistema di controllo delle condizioni di sicurezza, radioprotezione e security. Altri costi sarebbero ad es. quelli relativi al sistema pubblico di ricerca e formazione ad alto livello.

4.3 Costo combustibile

E' una caratteristica degli impianti nucleari avere una incidenza relativamente bassa del costo del combustibile sul costo di generazione elettrica. Ciò è particolarmente vero nel caso dei reattori di III generazione come EPR, progettati per avere un rendimento energetico maggiore rispetto ai reattori della generazione precedente, nonché una minore produzione di residui radioattivi. Il costo del ciclo combustibile è determinato dalle diverse componenti: uranio naturale (yellowcake), conversione, arricchimento, fabbricazione, stoccaggio temporaneo del combustibile esaurito seguito da eventuale ritrattamento e disposal finale. Nella Tabella 4 seguente, sono riportati i valori rappresentativi del costo medio del ciclo combustibile per un reattore LWR commerciale nell'ipotesi once-through mode:

Tab. 4 : Once-through UOX Fuel Cycle Cost for 1kg IHM fresh fuel (4.5 % enrichment)

	M_i	C_i	ΔT_i (yr)	DIRECT COST $M_i \cdot C_i$ (\$)	CARRYING CHARGE $M_i \cdot C_i \cdot \phi \cdot \Delta T_i$ (\$)
Ore purchase	10.2 kg	30 \$/kg	4.25	307	130
Conversion	10.2 kg	8 \$/kg	4.25	82	35
Enrichment	6.23 kg SWU	100 \$/kg SWU	3.25	623	202
Fabrication	1 kg IHM	275 \$/kg IHM	2.75	275	76
Storage and disposal	1 kg IHM	400 \$/kg IHM ^{30, a}	-2.25	400	-90
			Total	1686	353
			Grand Total		2040

a. The cost of waste storage and disposal is assumed to be paid at the end of irradiation, even though the unit cost of \$400/kgIHM is a proxy for the 1 mill/Wehr paid by utilities during irradiation.

I dati riportati della tabella si riferiscono alle seguenti assunzioni:

Source MIT

- Fuel irradiation time: 4.5 years
- Lead times:
 - 2 yrs for ore purchase
 - 2 yrs for conversion
 - 1 yr for enrichment
 - 0.5 yrs for fabrication
- Carrying charge factor: $\Phi=0.1/\text{yr}$
 (ΔT_i is the delay between the investment for stage i and midpoint of irradiation time of fuel (yrs);
 Lead time (yrs) is the time elapsed before starting fuel irradiation)

Dai quali nell'ipotesi di burnup nel combustibile pari a 50 MWd/kgIHM si ricava il costo di incidenza sul costo di generazione elettrica pari a 5.15 \$/MWh (2040/(50x24x0.33)).

I dati MIT si riferiscono al 2003 e non rispecchiano precisamente i valori attuali, specialmente per quanto riguarda l'uranio naturale il cui prezzo spot odierno è di circa 60 \$/lbU₃O₈ dopo aver raggiunto nel corso del 2007 il picco storico di 130 \$/lbU₃O₈. Assumendo un prezzo dell'uranio naturale pari a 1/3 del prezzo spot di picco del 2007, ossia circa 95 \$/kg U₃O₈, il costo combustibile passerebbe a 7.53 \$/MWh (2984/2040x5.15).

Un'ulteriore ipotesi prudenziale di costo combustibile è quello riportato nella Tab. 5 di sotto, ove i valori delle singole voci sono aggiornati a quelli spot odierni eccetto per l'uranio, per il quale viene addirittura assunto un prezzo pari a quello spot di picco del 2007. In tal caso la quota costo combustibile sull'energia elettrica risulta pari a 9.10 \$/MWh (4320/(60x24x0.33), nell'ipotesi di burnup pari a 60 MWd/kg.

Tab.5 : Costo medio di un 1 kg di UO₂ (4.5% U-235) per LWR commerciali


Uranium	8. kg U ₃ O ₈ x \$278	2224
Conversion	8. kg U x \$12	96
Enrichment	8. SWU x \$150	1200
Fabrication	per kg	300
Storage&disposal	per kg	500
Total, approx:		US\$ 4320

(Fonti: WNA, MIT, The Ux Consulting Co.)

Questi valori non sono molto distanti rispetto a quelli riportati da altre fonti come Santi-Gallanti [4]: 5.8 Euro/MWh a cui va sommato il costo di storage e disposal (range 1-4 Euro/MWh) e White Paper NEI [2]: 7.50 \$/MWh).

4.4 Costo di decommissioning

Si assume che per i nuovi impianti nucleari vi sia l'obbligo di accantonare un fondo apposito, soggetto a rivalutazione, per lo smantellamento a fine vita, il ripristino e bonifica del sito e la gestione dei rifiuti derivanti dal decommissioning stesso. E' ragionevole ipotizzare che il decommissioning dei nuovi impianti nucleari come EPR, AP1000, IRIS avrà un costo significativamente inferiore alle

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	17	33

centrali attuali, grazie all’approccio in fase di concezione-progettazione di minimizzazione dei rifiuti e facilitazione delle operazioni di smantellamento dei reattori di III generazione.

Il riferimento attuale per i costi di decommissioning rimane lo studio NEA-2003 [9], che riporta il valore di 500 \$/kWe come limite superiore per i LWR (media 350 \$/kWe).

Per reattori diversi dai PWR e BWR, lo studio dice di far riferimento alle stime del progettista e in assenza di queste applicare la “rule of thumb” del costo totale di decommissioning in dollari costanti pari al 33% del costo capitale overnight di costruzione.

5. VALUTAZIONE DEL COSTO DELL’ENERGIA ELETTRICA (LCOE) DAGLI IMPIANTI NUCLEARI DI NUOVA GENERAZIONE

Le valutazioni preliminari del costo di generazione elettrica (LCOE) qui effettuate si riferiscono ai reattori EPR e IRIS che in accordo a quanto detto sopra e agli scenari nucleari studiati in [1], sono ritenuti entrambi due reattori di potenziale interesse nazionale.

Concettualmente il Levelized Cost of Electricity (LCOE), talvolta detto anche Levelized Unit Electricity Cost (LUEC), coincide con il prezzo minimo dell’elettricità, che nelle condizioni al contorno date (costi di base, tasso di sconto, tempo di costruzione, vita utile dell’impianto, energia prodotta, ecc.) è capace di generare i flussi di cassa (ricavi-costi) nel corso della vita operativa, tali da ripagare l’investimento iniziale d’impianto.

I calcoli sono stati effettuati mediante un modello semplice di analisi finanziaria (Excel spreadsheet) opportunamente adattato da una precedente versione di origine IEA-NEA. Il modello permette di calcolare il valore del LCOE a partire dal costo overnight d’impianto, costo di O&M, costo combustibile e di decommissioning, che combinati all’energia prodotta nel corso di vita utile d’impianto, vengono “scontati” al tempo zero (entrata in servizio dell’impianto).

Tenendo conto della distribuzione del costo capitale nel corso degli anni richiesti per la costruzione (collocati prima del tempo zero), il costo overnight è attualizzato al tempo zero in funzione del tasso di sconto assunto (total capital cost), incorporando in tal modo gli interessi in corso di costruzione.

Le assunzioni di riferimento per le valutazioni relative al **caso EPR** sono riportate nella Tab. 6 di seguito. Come già detto, al fine dei calcoli qui effettuati non sono state considerate esplicitamente variabili quali: tasso d’inflazione, costo FOAKE,

riduzione costo n-mo esemplare, tempo rimborso debito, tempo di ammortamento, oneri fiscali (IRES, IRAP), eventuali costi di refurbishment, durante la vita dell'impianto.

Tab. 6

Preliminary evaluation study of LCOE (Levelized Cost of Electricity) - EPR case main assumptions -	
overnight capital cost range (ovcc)	2000-3500 €/kWe
Power	1600 MWe
construction period	6 yr
Plant Lifetime	60 yr
WACC (weighted average capital cost)	10 % *
Debt/equity ratio	80/20
Investment profile during construction	uniform
Capacity factor	90%
O&M cost	4% ovcc (10-18 €/MWh)
Fuel cycle cost	7-9 €/MWh
Decommissioning cost	500 €/kWe**
<p><i>(*)representative of a market financial structure of 80/20 debt-equity ratio with debt rate=6% and equity rate=15%. A more stringent financial structure would be a 50/50 debt/equity leading to a 11.5% WACC.</i></p> <p><i>(**) Distinction not made between \$ and € since delayed decommissioning costs make almost no effect on LCOE, even for higher value such as 1/3 ovcc.</i></p>	

In considerazione del fatto che nessuna decisione è stata fatta al momento in Italia per quanto riguarda l'inizio preciso della costruzione della prima centrale nucleare, e della possibile aleatorietà dei costi nell'arco di tempo che la decisione maturi, si è ritenuto opportuno fare un'analisi parametrica su un'intervallo plausibile di costi overnight, possibilmente conservativo rispetto ai valori massimi che ci si può attendere nell'arco del decennio a venire nel quale verosimilmente si situerà la realizzazione del primo reattore del nuovo parco nucleare italiano.

Nelle Figure 1 e 2 successive sono riportati rispettivamente l'investimento totale overnight d'impianto e l'investimento totale inclusivo degli interessi in corso di costruzione, con riferimento al costo overnight di base per EPR che va da 2000 a 3500 €/kWe ritenuto rappresentativo e prudentiale della dinamica dei costi nell'arco del prossimo decennio.

1600 MWe EPR - Total overnight investment simulation
(interests during construction excluded)

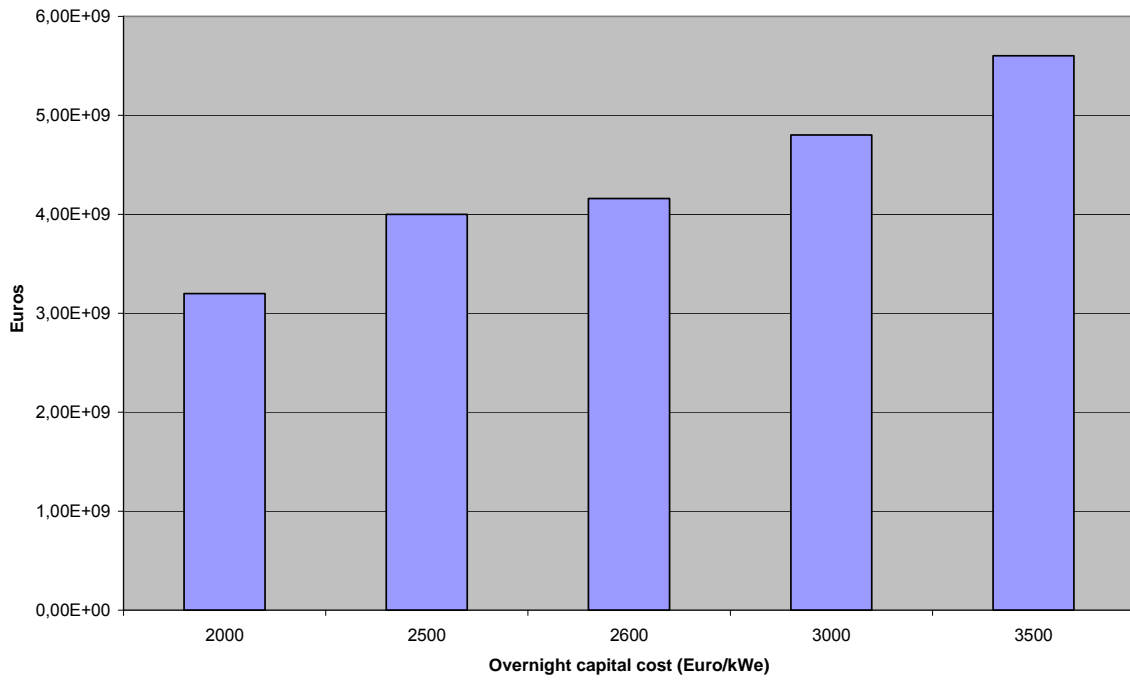


Fig.1

1600 MWe EPR - Total investment simulation
(10 % d.r. interests during construction included, constant yearly o.n. investment)

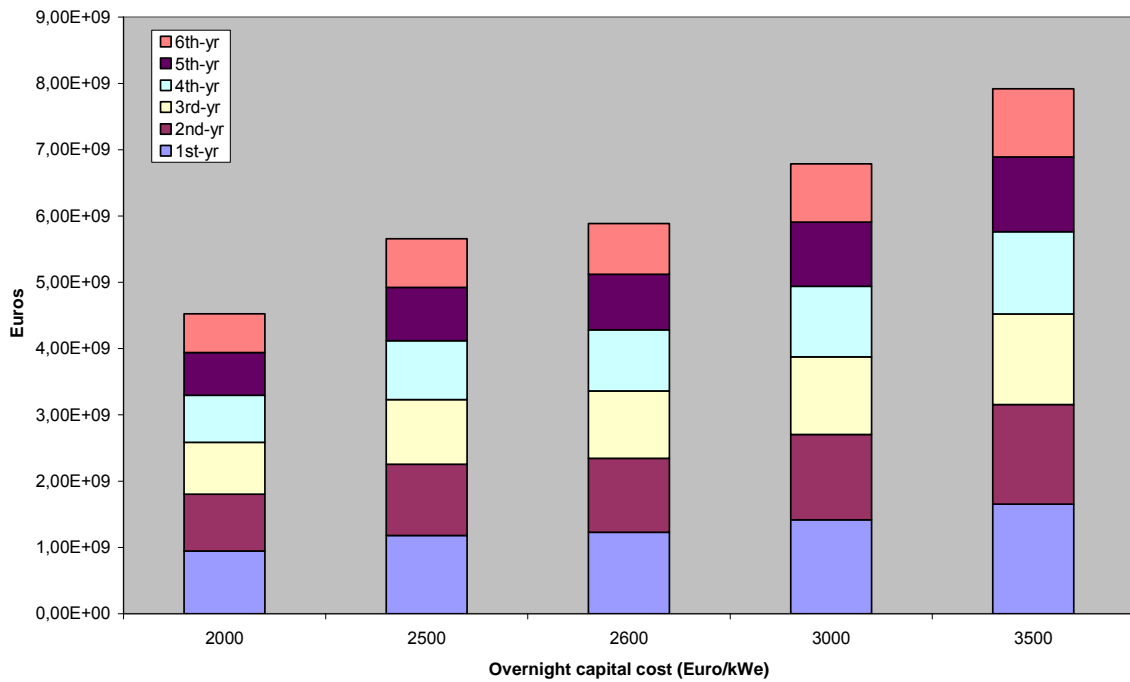


Fig. 2

I valori del LCOE sono riportati nelle Figure 3, 4 e 5 successive, suddiviso anche nelle varie componenti di costo (capitale, O/M e combustibile) in assoluto e percentuale.

Come si nota non appare leggibile sui grafici la componente relativa al decommissioning, essendo la stessa praticamente insignificante, a causa della collocazione temporale, quando la si va a scontare sull'intera vita operativa dell'impianto, più 10 anni di "raffreddamento", prima dell'inizio delle operazioni di smantellamento. Come si vede dai grafici il valore di O/M varia tra 10 e 18 €/MWh, mentre il costo combustibile è stato fissato a 9 €/MWh. Il valore del LCOE si attesta tra 55.2 e 89.8 €/MWh, in corrispondenza rispettivamente di 2000 €/kWe e 3500 €/kWe, passando per 66.7 €/MWh in corrispondenza del costo overnight di 2500 €/kWe corrispondente a quello dell'EPR in costruzione a Flamanville in Francia e rappresentativo anche di quello di Olkiluoto in Finlandia, che vede una lievitazione dei costi a causa dei ritardi accumulati rispetto alle previsioni.

Come si può notare, inoltre, dal grafico della composizione %-ale del costo del MWh, la componente costo capitale è preponderante (caratteristica tipica del nucleare) partendo da un livello di circa 65% per costi del kWe installato più bassi (2000 €/kWe) fino a raggiungere circa il 70% nell'ipotesi di costo massimo assunto per quest'ultimo (3500 €/kWe).

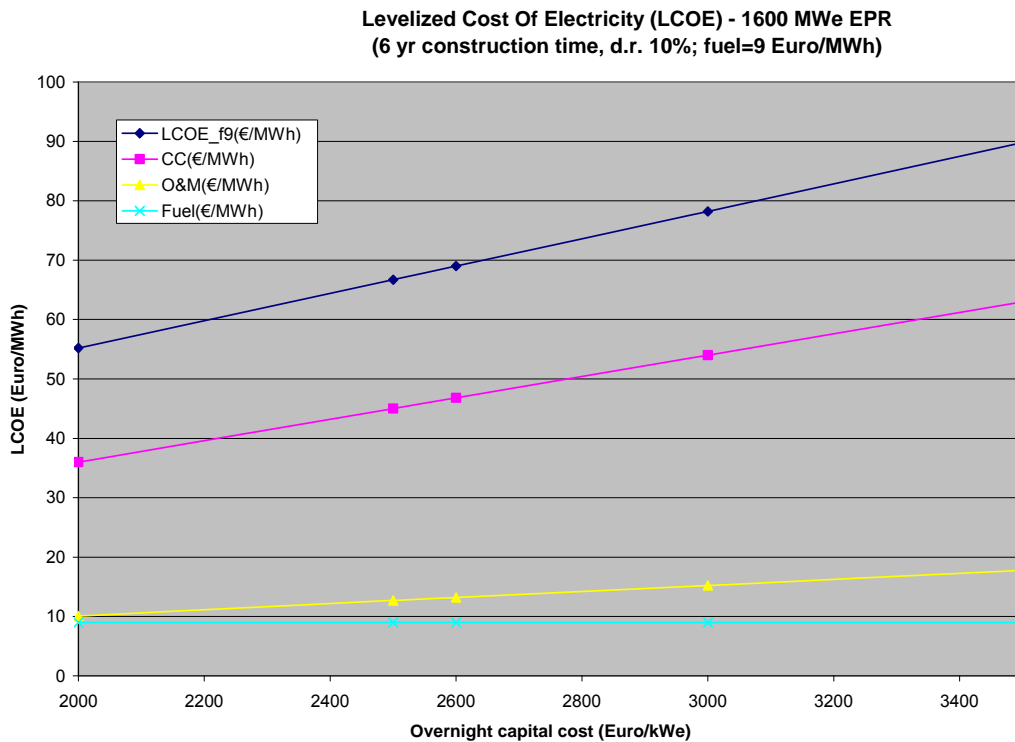


Fig.3

LCOE-Levelized Cost Of Electricity - 1600 MWe EPR
(6 yr construction time, 10% d.r., fuel 9.0 Euro/MWh)

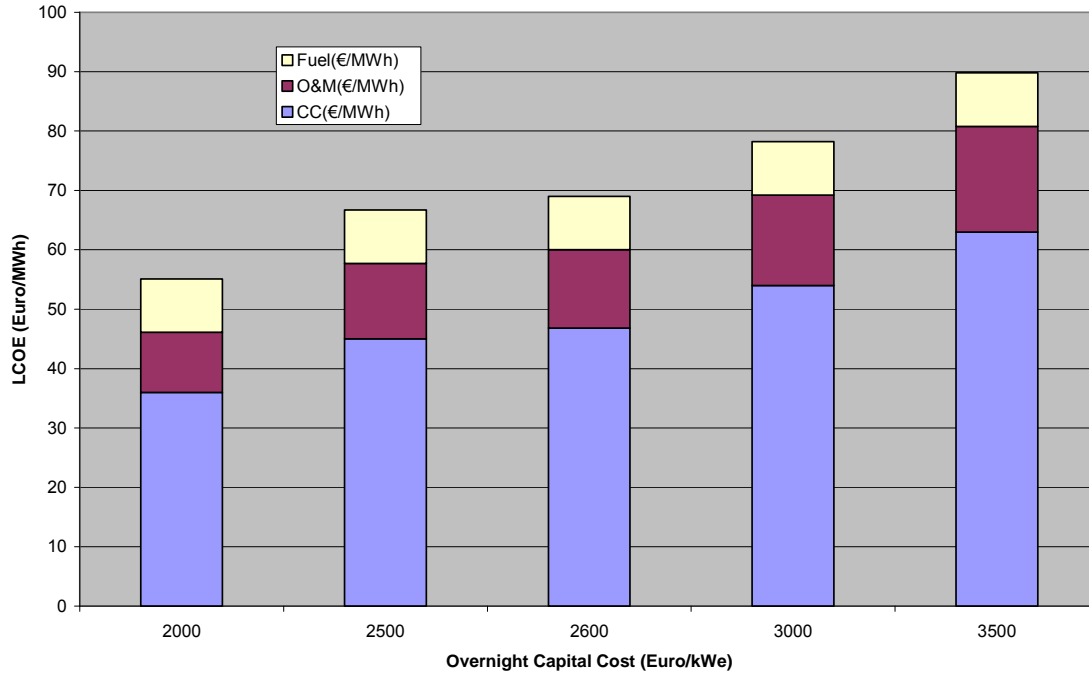


Fig.4

LCOE-Levelized Cost Of Electricity - 1600 MWe EPR
(6 yr construction time, 10% d.r., fuel 9.0 Euro/MWh)

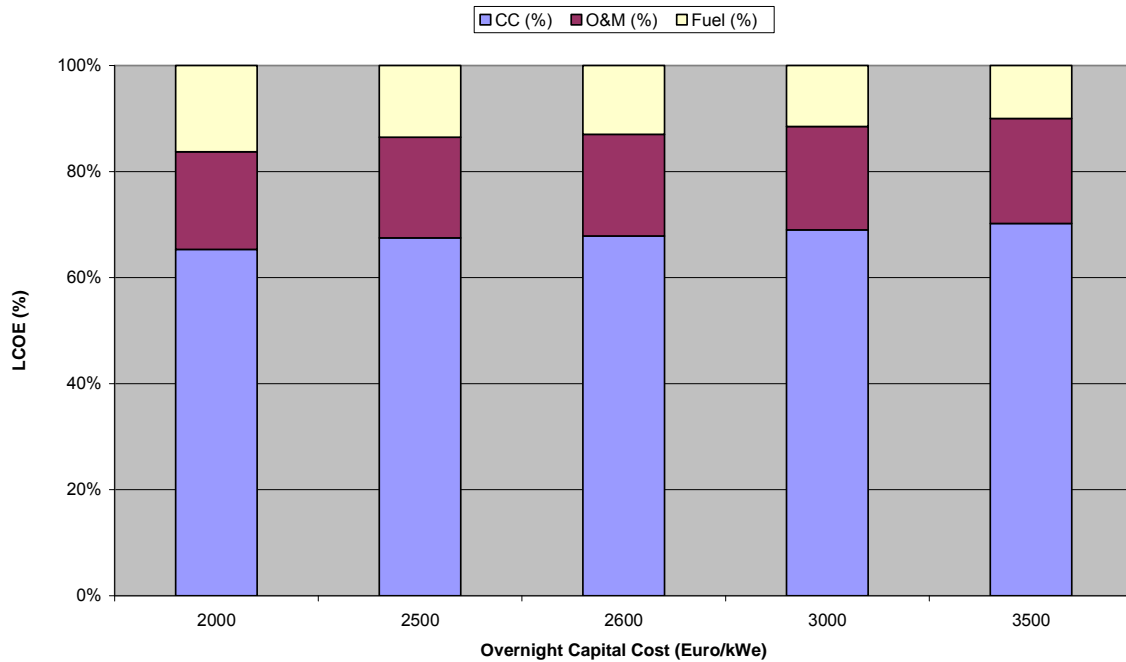


Fig.5

Nella Figura 6 seguente viene messo a confronto il valore di LCOE calcolato rispettivamente per 9 e 7 €/MWh del costo combustibile, il secondo più rappresentativo della situazione attuale dei costi delle componenti del ciclo combustibile.

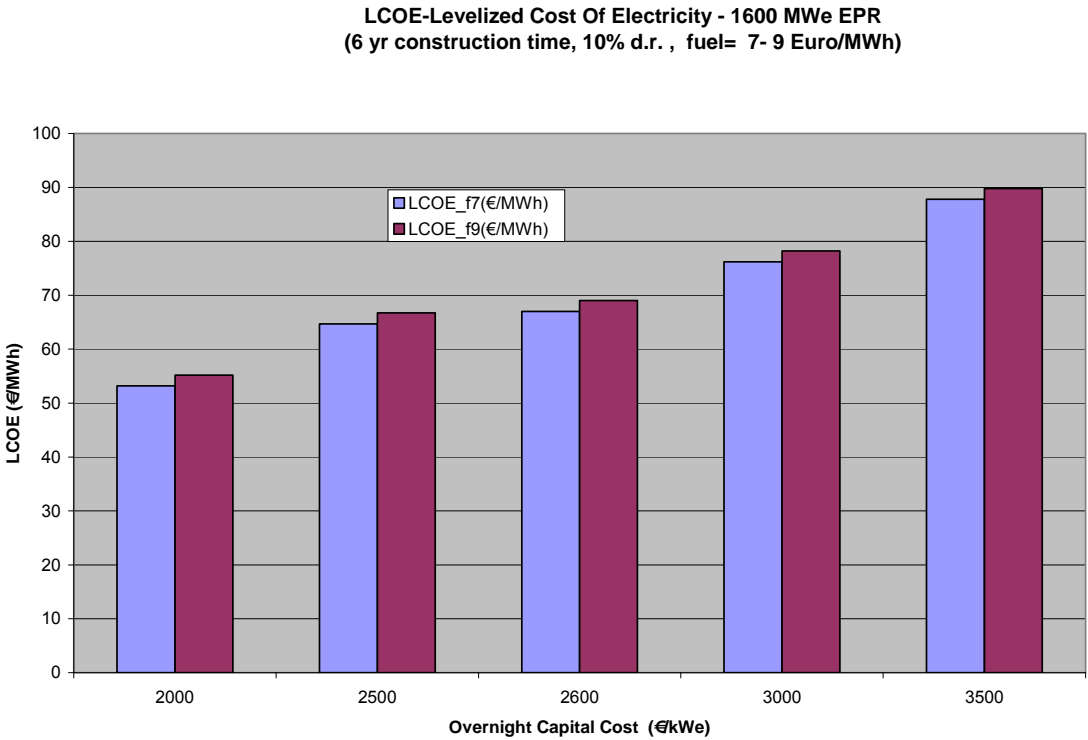


Fig.6

Le assunzioni per le valutazioni relative al **caso IRIS** sono riportate nella Tab. 7 seguente. Valgono le stesse ipotesi fatte per EPR in merito alle variabili considerate per le valutazioni attuali.

Tab. 7

Preliminary evaluation study of LCOE (Levelized Cost of Electricity) - IRIS case main assumptions -	
overnight capital cost range (ovcc)	2000-4500 \$/kWe
Power	335 MWe
construction period	3 yr
Plant Lifetime	60 yr
WACC (weighted average capital cost)	10 % *
Debt/equity ratio	80/20
Investment profile during construction	uniform
Capacity factor	90%
O&M cost	9.5 \$/MWh)**
Fuel cycle cost	7-9 \$/MWh
Decommissioning cost	500 \$/kWe***
<p>(*) <i>representative of a market financial structure of 80/20 debt-equity ratio with debt rate=6% and equity rate=15%. A more stringent financial structure would be a 50/50 debt/equity leading to a 11.5% WACC.</i></p> <p>(**) <i>in accordo a NEI White Paper, Aug. 2008</i></p> <p>(***) <i>Delayed decommissioning costs, at the plant end of life, make almost no effect on LCOE, even for higher value such as 1/3 ovcc.</i></p>	

Nelle Figure 7 e 8 successive sono riportati l'investimento totale overnight d'impianto e l'investimento totale comprensivo degli interessi in corso di costruzione, con riferimento al costo overnight di base che va da 2000 a 4500 \$/kWe.

335 MWe IRIS - Total overnight investment simulation
(interests during construction excluded)

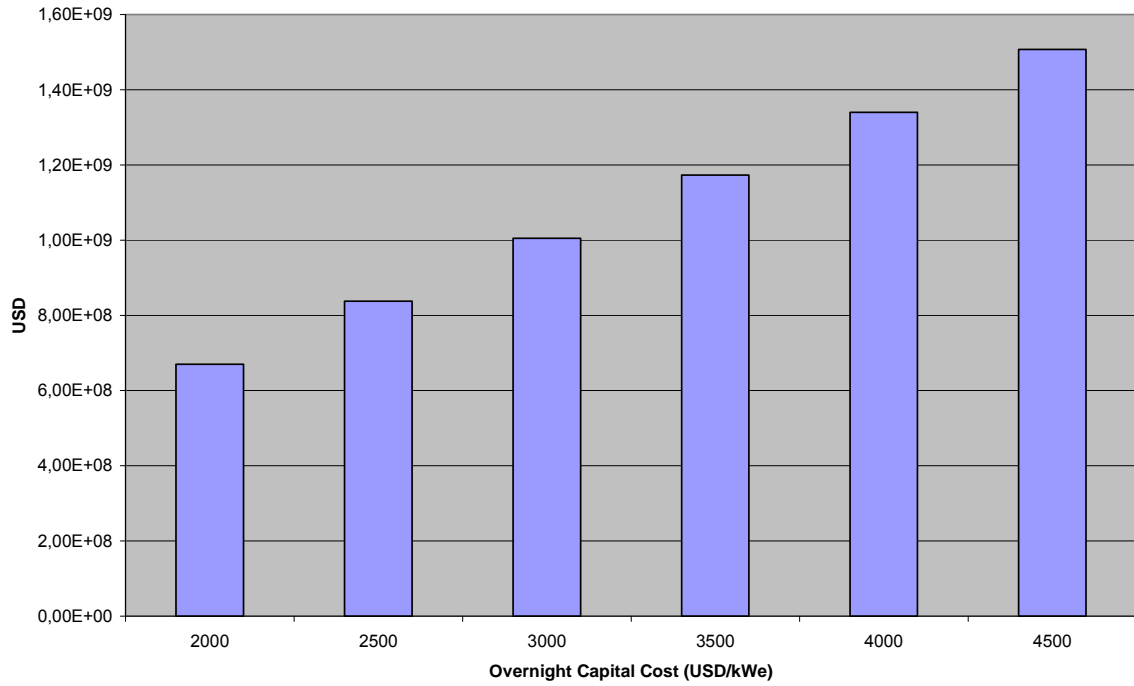


Fig.7

335 MWe IRIS - Total investment simulation
(10 % d.r. interests during construction included, constant yearly o.n. investment)

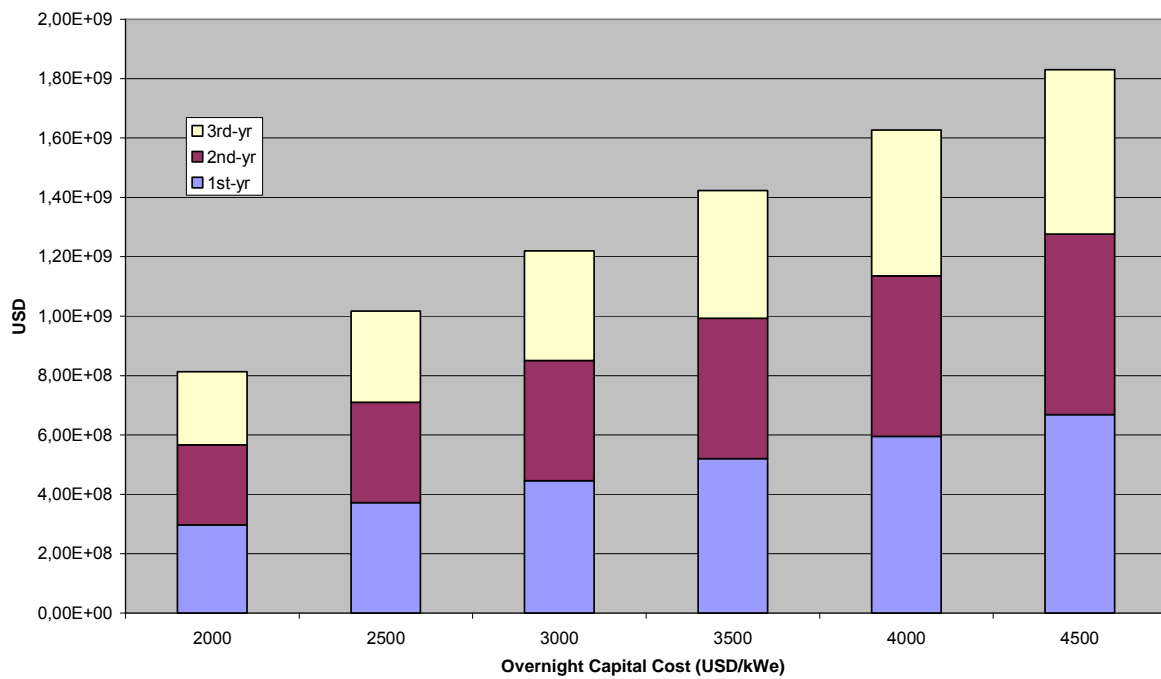


Fig.8

I valori del LCOE sono riportati nelle Figure 9, 10 e 11, suddiviso, come per il caso EPR, anche nelle varie componenti di costo (capitale, O/M e combustibile). Per il decommissioning vale quanto già detto per EPR.

Come si vede dai grafici, sulla base delle assunzioni fatte, il valore del costo O/M e combustibile rimangono costanti rispettivamente al valore di 9.5 \$/MWh e 9 \$/MWh. Il valore del LCOE si attesta tra 49. e 88. \$/MWh, in corrispondenza rispettivamente di 2000 \$/kWe e 4500 \$/kWe. Anche per il caso di un SMR come IRIS, inoltre, si nota dal grafico della composizione %-ale del costo del MWh, che la componente costo capitale è preponderante rispetto alle altre, partendo da un livello di circa 62% per costi del kWe installato più bassi (2000 \$/kWe) fino a raggiungere circa il 79% nell'ipotesi di costo di quest'ultimo più elevati (4500 \$/kWe).

335 MWe IRIS - Levelized Cost Of Electricity (LCOE)
(3 yr construction time, 10% d.r., fuel 9.0 USD/MWh, O&M 9.5 USD/MWh)

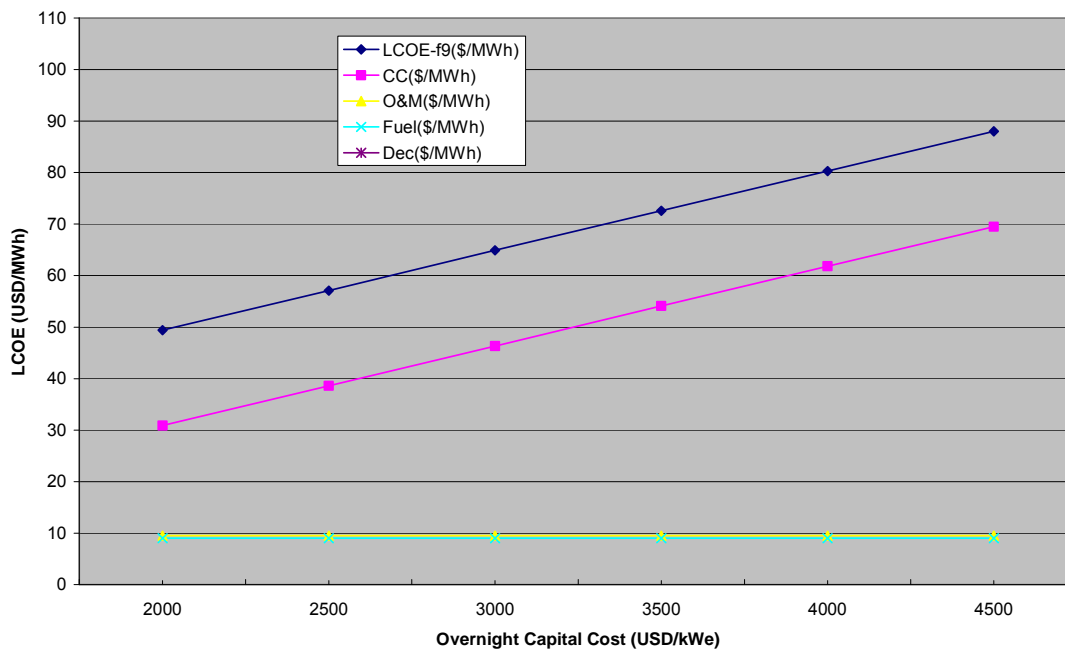


Fig.9

335 MWe IRIS - Levelized Cost Of Electricity (LCOE)
(3 yr construction time, 10% d.r., fuel 9.0 USD/MWh, O&M 9.5 USD/MWh)

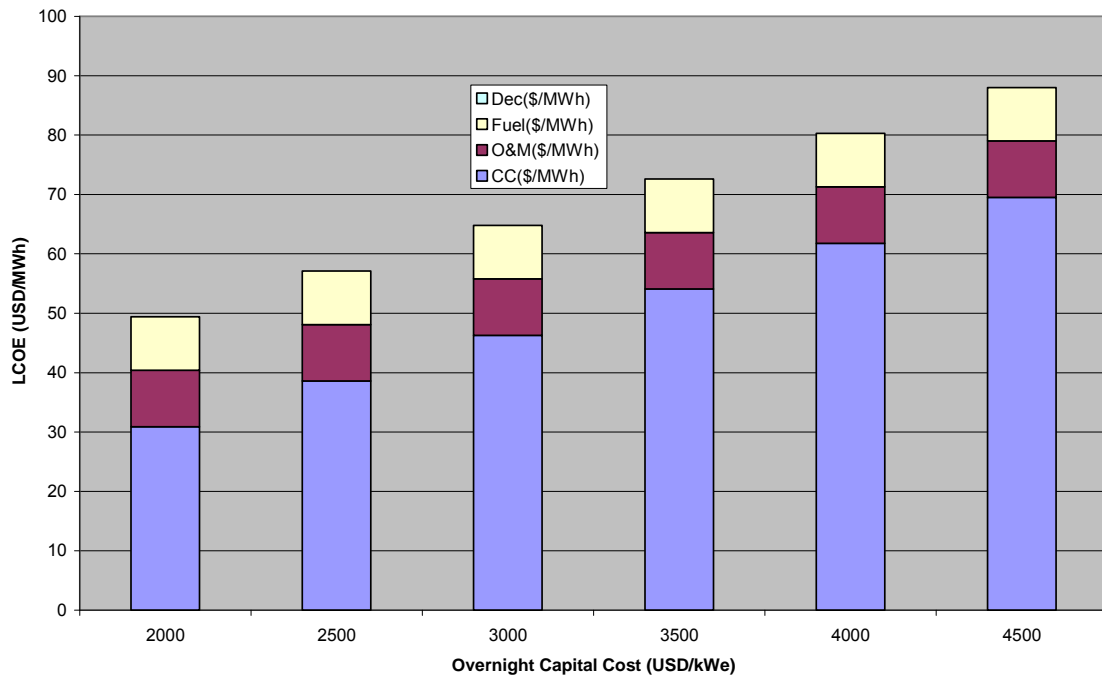


Fig.10

335 MWe IRIS - Levelized Cost Of Electricity (LCOE)
(3 yr construction time, 10% d.r., fuel 9.0 USD/MWh, O&M 9.5 USD/MWh)

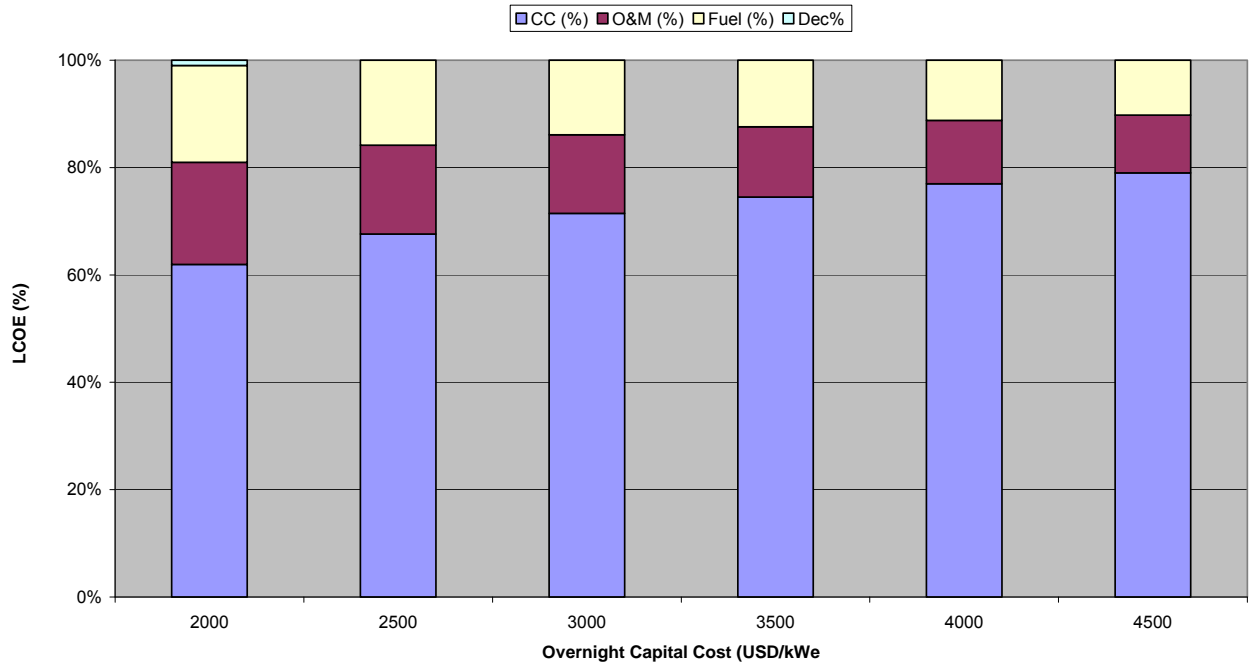


Fig.11

Nella Figura 12 vengono messi a confronto i valori di LCOE, calcolati sia per 9 \$/MWh di costo combustibile che 7 \$/MWh, quest’ultimo più vicino alla situazione attuale dei costi delle componenti del ciclo.

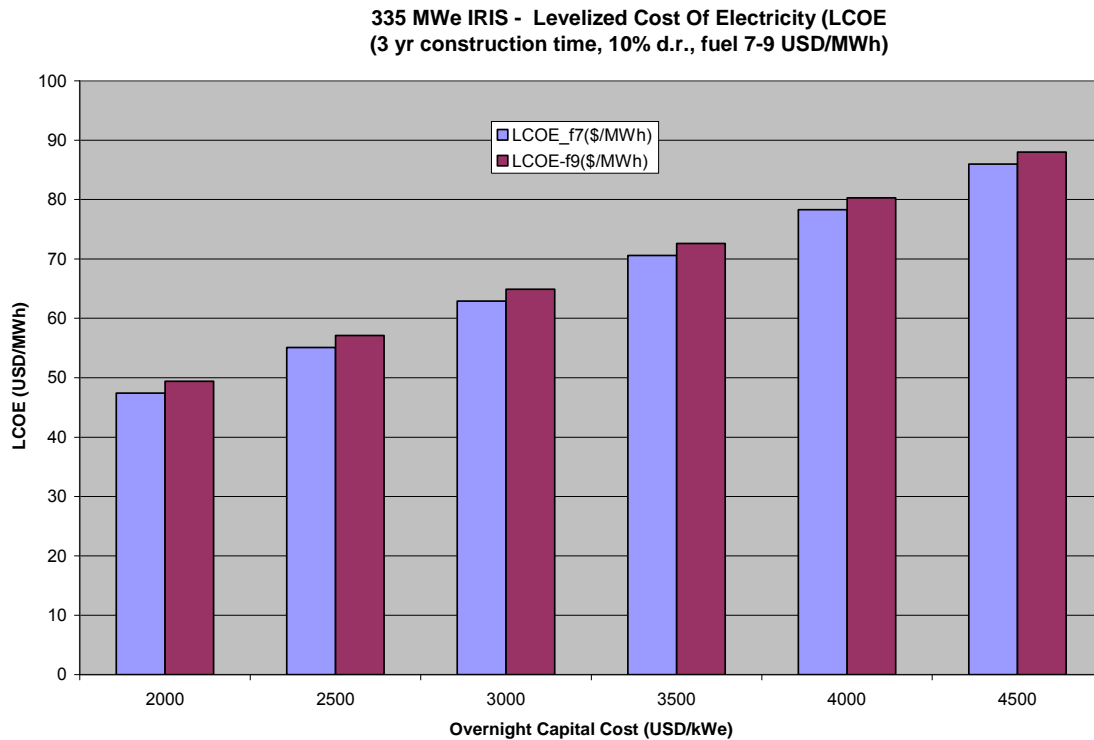


Fig.12

Una delle ipotesi nelle presenti valutazioni è che le differenze grossa taglia-piccola taglia siano già incorporate nei dati di base, riferendosi sia per EPR che per IRIS al reattore *n-th of a kind*, ossia allo stadio di “serie” a regime ove si sono dispiegati tutti gli aspetti utili (unità multiple, learning curve, tempi di costruzione minori, timing nell’accrescimento della potenza da installare, semplificazione del design) ad abbattere il gap da fattore di scala tra LR e SMRs sfavorevole, in prima istanza, a questi ultimi in termini di costo capitale overnight. Vi sono, tuttavia, due variabili fondamentali che influiscono in maniera rilevante sul costo del MWh elettrico relativo ai due reattori: durata di costruzione (3 anni per IRIS contro i 6 anni di EPR) e costi di O&M, assunti variabili per EPR e fissi per IRIS (v. tabelle dati di sopra). Le differenze emergenti dalla Tab.8 seguente, con i valori espressi in \$, al tasso medio di cambio ipotizzato €/ \$=1.2, sono fondamentalmente imputabili alle differenze appena citate.

Tab. 8: Confronto LCOE per LR e SMR

overnight capital cost (€/€=1.2)		EPR (\$/MWh)	IRIS (\$/MWh)	Notes
€	\$			
2000	2400	66	56	<i>a) Construction time: 3 yr IRIS, 6 yr EPR</i> <i>b) O&M costs: fixed for IRIS (9 \$/MWh), variable for EPR (4% ovcc)</i> <i>c) WACC= 10%</i>
2500	3000	80	65	
2600	3120	83	67	
3000	3600	94	74	
3500	4200	108	83	

6. CONFRONTO CON ALTRI STUDI

E' interessante il confronto con altre valutazioni recenti dalle quali appare che, pur partendo da ipotesi non esattamente coincidenti con quelle qui assunte, i valori di LCOE riportati non si discostano eccessivamente dal dominio in cui cadono i risultati delle valutazioni qui effettuate. Sono tra questi:

- i valori riportati nel NEI Financial Model del 2008 [2] che si situano nell'intervallo 64 -76 \$/MWh (struttura finanziaria 80/20 debt-equity) e 74-88 \$/MWh (struttura finanziaria 50/50 debt-equity) in riferimento ad un costo capitale overnight (EPC-Engineering Procurement and Construction) di 3500-4500 \$/kWe.

- i valori riportati in uno dei documenti più recenti della Commissione Europea [3], riferiti ai sistemi Generation III LWR, caso "High Fuel Price Scenario", che si situano nell'intervallo 55-90 €/MWh (state-of-the-art 2007 e proiezioni al 2020) e 55-85 €/MWh (proiezioni al 2030).

- i valori riportati da Santi-Gallanti [4], proiezioni EPR al 2020, di 68.0 €/MWh in riferimento ad un overnight capital cost di 2600 €/kWe.

Tra gli studi meno recenti vi è lo studio MIT (2003) [5], che evidenziava un LCOE pari a 67 \$/MWh, nell'ipotesi di un costo capitale overnight di 2000 \$/kWe, tempo di costruzione 5 anni, WACC pari a 11.5%. Lo studio della UOC (University of Chicago) 2003 [6], che riportava un valore di 51 \$/MWh in corrispondenza di un costo capitale overnight di 1500 \$/kWe, tempo di costruzione 5 anni, WACC pari a 12.5%. Una valutazione più di dettaglio, sempre

dell'UOC, in riferimento ad un'ipotesi di costo capitale overnight di 1800 \$/kWe e WACC pari al 12.5%, forniva i seguenti risultati di LCOE:


<i>Overnight capital cost 1800 \$/kWe, WACC 12.5%</i>		LCOE (\$/MWh)
First unit	7 yr build, 40 yr life	71
	5 yr build, 60 yr life	58
4th unit	7 yr build, 40 yr life	53
	5 yr build, 60 yr life	43
8th unit	7 yr build, 40 yr life	49
	5 yr build, 60 yr life	40

Gli altri studi, DGEMP (2003)-Francia, RAE(2004)-UK, T&L (2003)-Finlandia, CERI (2004)-Canada, evidenziavano tutti, valori ancora più bassi perché basati su assunzioni di costi capitale e finanziari significativamente più bassi rispetto ai valori odierni [7].

Un'idea di come i valori di LCOE per i nuovi impianti nucleari si posizionano rispetto ad altre tecnologie di generazione elettrica di prossima installazione, si può desumere dalla Tabella riportata in Appendice 1, dalla quale emerge il grado di competitività comparata del nucleare, rafforzato nel caso in cui venga prevista per le fonti fossili una carbon tax di 30 \$/tCO₂.

7. CONCLUSIONI

L'analisi preliminare qui condotta, basata su alcune assunzioni piuttosto conservative, in termini di costo capitale overnight, rispetto ai dati disponibili nella letteratura tecnica pertinente, ha permesso di effettuare una prima stima del costo unitario di generazione elettrica riferita ai due reattori EPR e IRIS, ipotizzati entrambi di potenziale interesse nazionale. L'interesse aggiuntivo delle valutazioni effettuate consiste nella possibilità di mettere a confronto il costo del

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	30	33


kWh prodotto da due diverse taglie, Large Reactor (LR) e Small Medium Reactor (SMR).

Con le assunzioni fatte, i valori di LCOE si situano nell'intervallo 55.2 e 89.8 €/MWh nel caso EPR, in corrispondenza rispettivamente di 2000 €/kWe e 3500 €/kWe, passando per 66.7 €/MWh in corrispondenza del costo overnight di 2500 €/kWe per l'EPR in costruzione a Flamanville in Francia. Per il caso IRIS i valori si situano nell'intervallo 49. e 88. \$/MWh, in corrispondenza rispettivamente di 2000 \$/kWe e 4500 \$/kWe.

Considerando un fattore di conversione medio Euro/\$ pari 1.20, i valori di LCOE appaiono penalizzanti per la grossa taglia. La cosa, apparentemente contraddittoria, trova in parte spiegazione nell'elevato costo finanziario incorso a causa del tempo di costruzione (il doppio per EPR rispetto a IRIS) e in parte nell'assunzione favorevole dei costi O&M per IRIS.

I valori trovati risultano, tuttavia, coerenti con quelli prodotti da studi simili.

La fase successiva dell'analisi oltre a permettere le correzioni e affinamenti sui calcoli attuali, nonché un'analisi di sensibilità più completa rispetto alle variabili fondamentali come tasso di sconto, tempo di costruzione, costo del ciclo, si propone di prendere in conto altri effetti importanti quali la struttura finanziaria dell'investimento (rapporto debito/equity più sfavorevole), ammortamento, tassazione, inflazione ecc.. Si prevede, inoltre, l'utilizzo di uno strumento di calcolo indipendente, il codice Open Model [1], ancora in sviluppo presso POLIMI, che permette di determinare, oltre al valore del LCOE, altre grandezze rilevanti dell'analisi finanziaria come NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return), pay-back time (tempo di ritorno dell'investimento).

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	FPN – P9LU - 026	1	L	31	33

8. RIFERIMENTI

- [1] S. Boarin[^], M. Cerini[^], M. Ricotti[^], F. Vettrai^{no*}: “ Studi di Scenario ed Estensione del Modello Economico-Finanziario per la Realizzazione di un Parco-Reattori Nucleari in Italia nell’orizzonte 2020-2030”, Dic. 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”)
- [2] “The Cost of New Generating Capacity in Perspective”, White Paper, NEI, Aug. 2008
- [3] Commission of the European Communities, second Strategic Energy review: “An EU Energy Security and Solidarity Action Plan: Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport”, SEC (2008)2872, Nov. 2008
- [4] M. Gallanti, F. Santi; “Analisi tecnico-economiche – il nucleare a confronto con altre opzioni”, in “L’Opzione nucleare in Italia:Quali Prospettive?”, AIEE, Milano, 7.10.2008
- [5] MIT-2003, The Future of Nuclear Power (An interdisciplinary MIT Study)
- [6] UC-2004, The Economic Future of Nuclear Power Plants
- [7] The New Economics of Nuclear Power (WNA Report, Dec. 2005)
- [8] Projected Costs of Generating Electricity (NEA-IEA Report, 2005)
- [9] NEA Study on Decommissioning Policies, Strategies, and Costs (NEA, 2003)


APPENDICE 1

**Table 1. Cost of Electricity from Various Generating Technologies
(Nuclear Energy Institute Financial Model)**

Technology	Nuclear		SCPC	IGCC		Gas Combined Cycle		
Project Structure	PF LG 80/20	RB CWIP 50/50	RB CWIP 50/50	RB CWIP 50/50	PF LG 80/20	PF 50/50	PF 50/50	PF 50/50
EPC Cost (\$/kWe)	\$3,500 - 4,500		\$2,250	\$3,700		\$1,000		
Total Cost (\$/kWe)	\$5,071 -6,378	\$4,351 -5,473	\$2,424	\$4,164	\$4,855	\$1,195	\$1,206	\$1,218
Fuel Cost (nuclear - \$/MWh) (coal/gas - \$/mmBtu)	\$7.50		\$1.50	\$1.50		\$6.00	\$8.00	\$10.00
Capacity (MWe)	1,400		800	600		400		
First Year Busbar (2007 \$/MWh)	\$64.4 - 75.8	\$96.9 -118.8	\$70.6	\$112.3	\$71.8	\$70.4	\$83.9	\$98.4
Levelized Busbar (2007 \$/MWh)	—	\$73.60 -87.70	\$55.2	\$83.60	—	—	—	—
Impact of \$30/Ton CO2 Price (2007 \$/MWh)	—	—	+ \$25.00	+ \$25.0		+ \$13.0		

Abbreviations: PF=project finance; LG=loan guarantee; RB=rate base; CWIP=construction work in progress.

Notes: The nuclear cases assume 48-month construction, 6-month start-up; owner's cost of \$286/kWe and 10% contingency; 6.5% interest rate on commercial debt for unregulated entities, 6.0% interest rate on commercial debt for regulated entities, 4.5% interest rate on government-guaranteed debt, 15% return on equity; 5% loan guarantee cost in 80/20 loan guarantee case; 90% capacity factor; O&M cost of \$9.50/MWh and fuel cost of \$7.50/MWh. The capital cost estimates for supercritical pulverized coal (SCPC) and integrated gasification combined cycle (IGCC) are from recent regulatory filings for projects.

 Centro Ricerche Bologna	Sigla di identificazione FPN – P9LU - 026	Rev. 1	Distrib. L	Pag. 33	di 33
--	---	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

RINGRAZIAMENTI

Un particolare ringraziamento è dovuto all'Ing. Sara Boarin del Politecnico di Milano-Dip. Ingegneria Nucleare, per le utili discussioni e la rilettura finale del documento.