



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



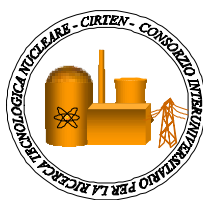
Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Documento CERSE-POLIMI RL 1141/2010

Modelli flussi nella fase di realizzazione di una centrale nucleare

A. Di Giulio, G. Locatelli, M. Mancini



MODELLI FLUSSI NELLA FASE DI REALIZZAZIONE DI UNA CENTRALE NUCLEARE

A. Di Giulio, G. Locatelli, M. Mancini

Settembre 2010

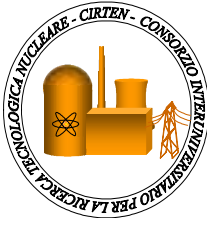
Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Produzione e fonti energetiche

Tema: Nuovo Nucleare da Fissione

Responsabile Tema: Stefano Monti, ENEA



CIRTEN
CONSORZIO INTERUNIVERSITARIO
PER LA RICERCA TECNOLOGICA NUCLEARE

POLITECNICO DI MILANO
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA GESTIONALE

Modello flussi nella fase di realizzazione di una centrale nucleare

CIRTEN-POLIMI RL 1141/2010

AUTORI

A. Di Giulio, G. Locatelli, M. Mancini

Milano, Agosto 2010

Lavoro svolto in esecuzione della linea progettuale LP5 punto A3 - AdP ENEA MSE del 21/06/07
Tema 5.2.5.8 – “Nuovo Nucleare da Fissione”.



INDEX

| | |
|--|--------|
| EXECUTIVE SUMMARY | - 3 - |
| 1 PREMESSA: IL FINANZIAMENTO DI UNA CENTRALE NUCLEARE..... | - 4 - |
| 2 Il Caso olkiluoto3 | - 7 - |
| 3 Fase di bidding | - 8 - |
| 4 Modello di finanziamento | - 9 - |
| 5 Attori coinvolti nel progetto..... | - 12 - |
| 6 Caratteristiche del reattore..... | - 13 - |
| 7 Aspetti organizzativi..... | - 14 - |
| 8 Effetti delle criticità riscontrate | - 17 - |
| 8.1 Ritardi nella schedule e le relative conseguenze..... | - 17 - |
| 8.2 Gestione della qualità..... | - 19 - |
| 8.3 Addestramento e problemi di comunicazione | - 20 - |
| 9 Controllo delle forniture e delle costruzioni | - 20 - |
| 10 Stato di avanzamento del progetto..... | - 22 - |
| 11 Osservazioni conclusive..... | - 27 - |
| 12 Spunti di riflessione | - 27 - |
| NOTA: Il caso base slab..... | - 29 - |
| Bibliografia:..... | - 33 - |



EXECUTIVE SUMMARY

La fase di realizzazione di una centrale nucleare presenta tematiche di criticità e di notevole interesse sotto molteplici profili: tecnologico-industriale, gestionale, economico-finanziario. Persino a livello di ricerca, vista la complessità del sistema da realizzare. L'interesse italiano per questa tematica è oggi decisamente sollecitato.

Per la natura della tematica del Rapporto e la conseguente difficoltà nel reperire esempi e dati utili in ambito occidentale, vista la scarsa esperienza recente nella realizzazione di centrali nucleari, si è deciso di effettuare una analisi “sul campo”, analizzando il caso di Olkiluoto3, in particolare negli aspetti critici della sua costruzione.

Il reattore nucleare EPR ad Olkiluoto segna il ritorno, dopo venti anni, alla costruzione di centrali nucleari in Europa. Il contratto di costruzione tra la utility finlandese TVO e il main contractor (il consorzio AREVA NP e Siemens AG) è di tipo di turn-key e prevedeva l'entrata in servizio del reattore nel 2009 a fronte del pagamento di 3 miliardi di Euro. Attualmente il costo è salito a circa 5,3 miliardi e l'entrata in servizio è prevista per il 2012. Dopo aver illustrato il quadro sintetico della situazione energetica finlandese, sono state ripercorse le tappe del processo di bidding e indagati i presupposti contrattuali, i documenti d'appalto e le principali cause che hanno portato al ritardo e all'over budget.

It has been twenty years from the construction of last nuclear reactor in west Europe, thus the reactor under construction in Olkiluoto represents the return of Europe to the nuclear energy. For this reactor in the 2003 the Finnish utility TVO and the consortium AREVA NP & Siemens AG signed a turn-key contract for 3 billions of Euro. According to contract the reactor was supposed to be completed in the 2009, however the actual situation is quite different: estimate at competition is for 5,3 billions and completion of which is expected on the 2012. This paper first summarizes the energy situation in Finland, then recaps the bidding process and investigate the reasons for the delay and the over budget.

1 PREMESSA: IL FINANZIAMENTO DI UNA CENTRALE NUCLEARE

Quando è necessario finanziare un grande progetto, quale una centrale nucleare o un programma di centrali nucleari, esistono principalmente due flussi di cassa: Equity (capitale proprio) e debito (capitale di terzi).

Sia chi fornisce l'equity (shareholders) che il debito (banche o strutture analoghe) si aspetta di ricevere poi una serie di flussi di cassa, quando l'impianto sarà operativo, tali da coprire l'esborso iniziale e creare un guadagno (remunerare il rischio).

Chiamiamo K_e la percentuale di guadagno attesa dagli shareholders (che forniscono una percentuale di capitale uguale a E) e K_d la percentuale di guadagno attesa da chi ha fornito il capitale di debito shareholders (che forniscono una percentuale di capitale uguale a D). Normalmente K_d e K_e sono proporzionali al rischio dell'investimento tipici valori di letteratura sono presentati nella Tabella 1.

Tabella 1 valori finanziari tipici (Locatelli e Mancini, 2010)

| Source | Plant | D [%] | K_d [%] | E [%] | K_e [%] |
|-------------------------------|-------------------|-------|-----------|-------|-----------|
| (NETL,2007) | Coal/CCGT | 45-50 | 9-11 | 50-55 | 12 |
| (MIT,2007) | Coal | 55 | 6,5 | 45 | 11,5 |
| (EPRI,2006) | Coal/CCGT | 45 | 9 | 55 | 12 |
| (Ayres et al.,2004) | Coal/CCGT/Nuclear | 50 | 8 | 50 | 12 |
| (University of Chicago, 2004) | Nuclear | 50 | 10 | 50 | 15 |
| (MIT,2003) | Coal/CCGT | 60 | 8 | 40 | 12 |
| (MIT,2003) | Nuclear | 50 | 8 | 50 | 15 |
| (Locatelli and Mancini, 2010) | Nuclear | 50 | 9 | 50 | 12 |

Tali valori fanno però riferimento a una situazione di “libero mercato” senza garanzie, tuttavia è possibile che lo stato o enti statali forniscano particolari garanzie capaci di limitare i rischi, e quindi i costi, dei capitali investiti. Esempi di tali garanzie sono:

- prezzo minimo (price floor) di ritiro dell' EE (mitiga il rischio di mercato)
- fondo per coprire i costi di eventuali cambi di normativa
- fondi di garanzia contro il fallimento di eventuali fornitori, etc.

E' bene distinguere ora i soggetti coinvolti: chi fornisce l'equity (semplisticamente possiamo pensare alla utility) e chi fornisce il debito (un pool di banche) non si trova nella stessa situazione:

le banche infatti prestano denaro secondo certe condizioni ben fissare e quindi hanno un ritorno dell capitale “deterministico” (a meno che l’impresa non fallisca), mentre chi corrisponde l’equity (il proprietario della centrale) dovrà usare i flussi di cassa generati dalla vendita di EE per pagare le spese operative, restituire il capitale alla banca (come il mutuo di una casa) e remunerare gli azionisti. La remunerazione degli azionisti è quindi una variabile incerta in quanto prendono “quanto rimane della torta”. Esiste poi una ulteriore complicazione. Se le centrali son costruite in serie (come nel caso degli SMR) esiste il cosiddetto fenomeno di self-financing, ovvero i redditi delle prime unità, dopo aver pagato le spese operative e il debito, invece di essere redistribuiti a chi ha portato l’Equity possono essere impiegati per finanziare, in parte, la costruzione di nuove unità. Se quindi si considera un progetto di n reattori esiste questo ricircolo interno di denaro. La figura 1 prova a chiarificare questo concetto.

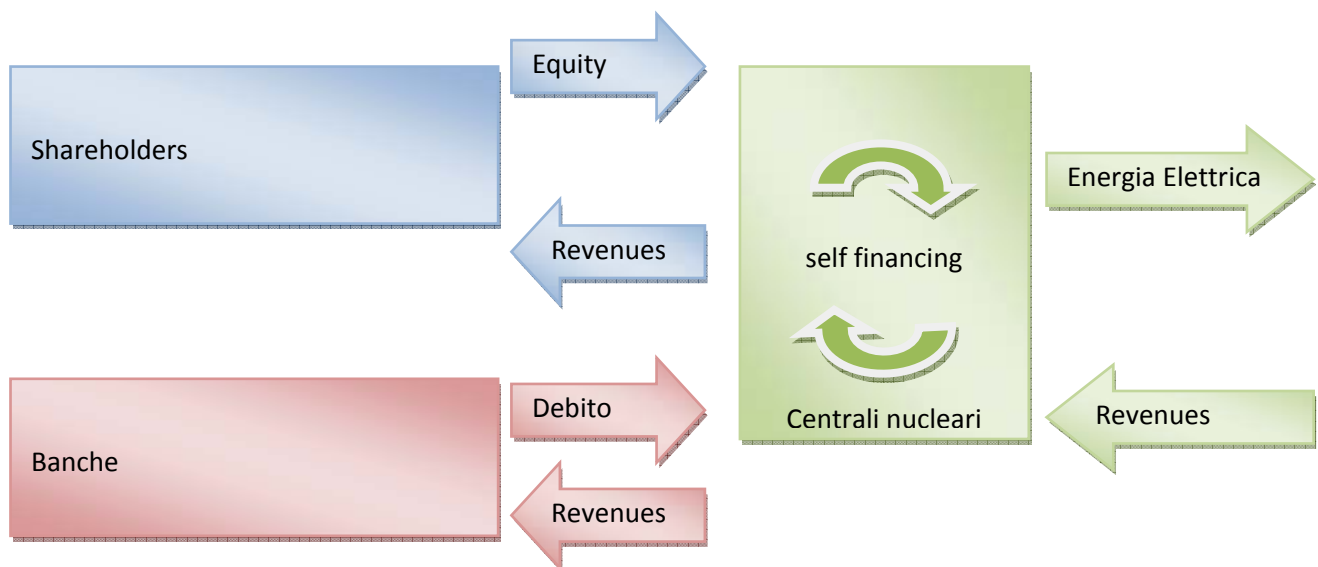


Figura 1 Macro dei flussi di cassa

Da questo punto di vista la principale incognita del problema è quindi K_e , ovvero la remunerazione degli Shareholders (che va a coincidere con l’IRR dell’investimento). Viene quindi costruito un modello come quello riportato nella Figura 2.

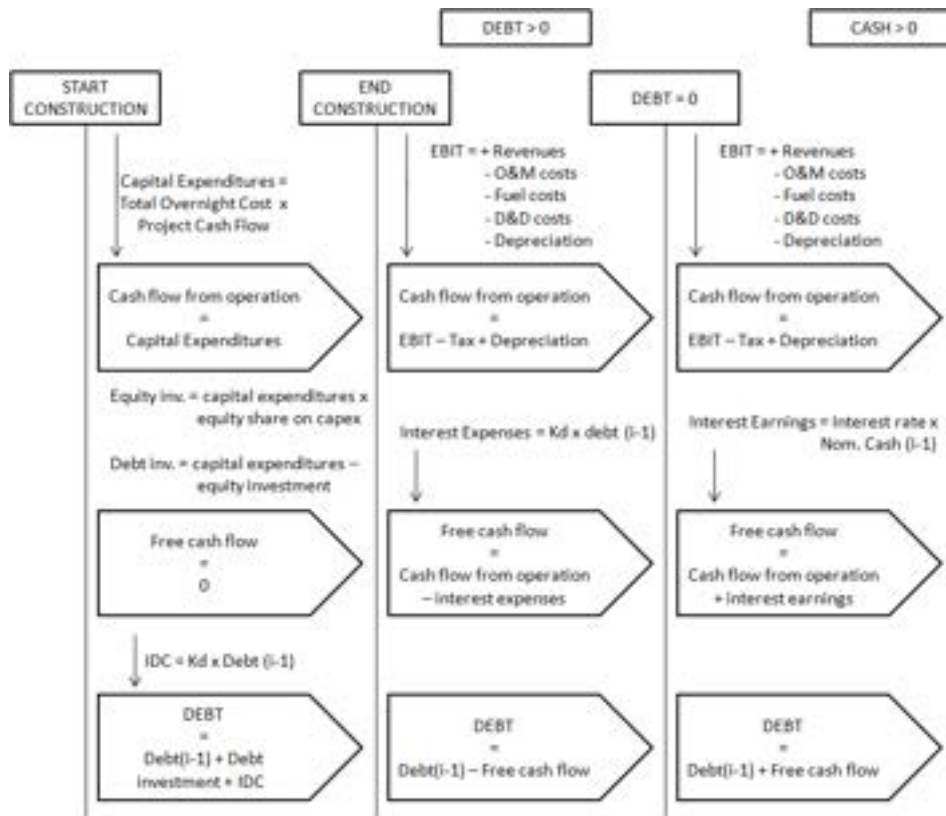


Figura 2 Modellizzazione dei flussi di cassa (Locatelli e Mancini, 2010)

Tuttavia dire che la bontà dell'investimento dipenda da K_e è improprio in quanto esistono almeno altre determinanti principali:

- La varianza di K_e rispetto al suo valore assoluto, ovvero la volatilità (rischio) dei ritorni attesi
- La quantità di flussi di cassa richiesti, sia come valore assoluto che come valore di picco: se è troppo elevata l'investitore potrebbe non avere il capitale per finanziare l'investimento
- Il valore netto generato (NPV)
- Il costo di produzione dell'elettricità prodotta (LUEC)

Quest'ultimo parametro è fondamentale quando non si cerca la massimizzazione del guadagno minimizzando il rischio (come perseguono le imprese in un libero mercato), ma quando le utilities possedute dallo stato cercano di generare Energia Elettrica al minor prezzo possibile per aumentare il benessere dei cittadini e la competitività delle imprese (come accade per EDF in Francia), o come persegue TVO in Finlandia, come si vedrà nel seguito.



2 IL CASO OLKILUOTO3

La Finlandia soddisfa il fabbisogno di energia elettrica nazionale con un portafoglio di generazione riportato in Tabella 1. Per quanto riguarda petrolio, carbone e gas naturale sussiste la quasi totale dipendenza dai paesi esteri e si importa dall'estero il 6% di energia elettrica (prevalentemente dalla Norvegia). La situazione del mercato energia nel Nord Europa prevede che nei prossimi anni diminuirà significativamente la possibilità di importare energia elettrica.

Pertanto è stato necessario programmare la produzione diretta dell'energia elettrica per soddisfare la domanda crescente e compensare la messa fuori servizio degli impianti più obsoleti e meno affidabili. Il tasso annuo di aumento del consumo di energia elettrica negli ultimi 10 anni è stato pari al 2,6% ed è principalmente legato al consumo dell'industria che, nel paese, ha una significativa quota di tipo *energy-intensive*. L'industria cartiera, metallurgica e chimica consuma così tanta energia elettrica da rendere il consumo pro-capite finlandese doppio di quello francese. Nel 2006 il solo settore industriale ha consumato il 54% dell'energia elettrica prodotta.

L'energia nucleare in Finlandia è già oggi soddisfa il 32% del fabbisogno totale di energia elettrica mediante quattro reattori nucleari, con una capacità di generazione di potenza elettrica di 2656 MW. Tutte e quattro le unità sono entrate in funzione tra il 1977 e il 1982: due unità sono ad Olkiluoto, sul mar Baltico, a sud-ovest e due sono a Loviisa sempre sul mar Baltico a sud-est.

Tabella 2 Fonti di produzione dell'energia elettrica in Finlandia nel 2006 (elaborazione da <http://www.iea.org>)

| Fonte | Produzione | |
|---------------|--------------|----------------|
| | [GWh] | % |
| Carbone | 23610 | 33,34% |
| Nucleare | 22906 | 32,35% |
| Gas naturale | 12317 | 17,39% |
| Idroelettrico | 11494 | 16,23% |
| Biomasse | 10566 | 14,92% |
| Petrolio | 483 | 0,68% |
| Rifiuti | 341 | 0,48% |
| Eolico | 156 | 0,22% |
| Solare | 3 | 0,00% |
| Geotermia | 0 | 0,00% |
| Altro | 428 | 0,60% |
| Totale | 70810 | 100,00% |

Il sito di Olkiluoto ha due reattori ad acqua bollente (Boiling Water Reactor - BWR) ciascuno da 840 MW, la cui gestione è affidata alla utility TVO (Teollisuuden Voima Oy), costruiti da ASEA-



Atom, divenuta poi parte di ABB (Asea Brown Boveri, multinazionale svizzero-svedese). Il sito di Loviisa ha due reattori ciascuno da 488 MW, WWER (*Water-Water Energetic Reactor* - progetto russo di reattore ad acqua pressurizzata), la cui gestione è affidata alle utilities Fortum e Heat Oy. TVO è nata nel 1969 con lo scopo di vendere elettricità senza produrre margine¹ per i suoi azionisti, che sono circa una sessantina, la maggior parte appartenenti alle industrie della carta. I due azionisti più grandi sono PVO (Pohjolan Voima Oy), una società elettrica finlandese no-profit (60.2% delle azioni di TVO) e Fortum, la maggiore società elettrica pubblica finlandese controllata (25% delle azioni di TVO) dal Governo (TVO, 2008).

Con l'entrata in funzione del reattore di Olkiluoto 3 il contributo dell'energia nucleare sul totale prodotto salirà al 43% e la utility che gestirà il nuovo impianto (TVO) ha già fatto sapere che è pronta a richiedere la costruzione di un sesto reattore. Il presidente della società PVO, Timo Rajala, spiega: “La situazione del nostro paese è particolare: abbiamo lunghi inverni bui e freddi, il rischio di egemonia [delle fonti energetiche] da parte della vicina Russia e troppe vecchie centrali termoelettriche alimentate con carbone importato; inoltre non è più possibile incrementare la produzione di energia idroelettrica e anche l'energia eolica incontra molte difficoltà perché in inverno le rigide temperature invernali provocano frequenti inattività dei generatori eolici”

3 FASE DI BIDDING

Il governo finlandese, sensibile alle tematiche ambientali, ha adottato una visione strategica nazionale circa le problematiche climatiche del nostro pianeta (15 Marzo 2001) in base alla quale la Finlandia presterà grande attenzione alla riduzione della produzione di gas serra. Di conseguenza, con l'obiettivo di divenire maggiormente autosufficiente in campo energetico e di rispettare il protocollo di Kyoto, il parlamento (24 Maggio 2002) ha dato il via libera alla costruzione del quinto reattore nucleare in Finlandia, Olkiluoto 3, in quanto l'uso di energia nucleare non comporta la produzione di gas serra.

Sinteticamente si riportano i passi principali della fase di bidding:

- 15 novembre 2000: TVO sottopone al governo finlandese il documento per la decisione (DIP, Decision In Principle) di costruire una nuova centrale nucleare, di tipo BWR o PWR (Pressurized Water Reactor) , con una potenza elettrica in output da 1000 a 1600 MW.

¹ Il prezzo di vendita dovrebbe coincidere con il “Levelized Unit of Energy Cost” (LUEC), ovvero il valore monetario dell'energia elettrica misurato come [€/KWh] capace di ripagare i costi del ciclo di vita della centrale.



- 17 gennaio 2002: il documento è fatto proprio dal governo finlandese.
- 24 maggio 2002: il documento è approvato dal parlamento.
- 1° ottobre del 2002: TVO passa alla fase di *tendering*, esplicitando le specifiche per la centrale nucleare da commissionare (Leverenz R., 2004):
 - tipo di centrale: BWR o PWR (nessuna preferenza tra i due tipi di reattore ad acqua leggera);
 - potenza elettrica in output: da 1000 MWe a 1600 MWe;
 - sito della centrale: Loviisa o Olkiluoto;
 - vita utile: almeno 60 anni.
- 31 marzo 2003 i documenti di offerta (Bid) vengono sottoposti a TVO da parte di (Leverenz R., 2004):
 - ABWR, 1400 MW, General Electric, USA;
 - SWR 1000, 1250 MW, Framatome, Germania;
 - EPR, 1550 MW, Areva-Siemens, Francia e Germania;
 - VVER 91/99, 1100 MW, Atomstroyexport, Russia;
- 15 ottobre 2003: TVO annuncia che il vincitore della gara di appalto è il consorzio Areva-Siemens con il reattore EPR e il sito scelto è quello di Olkiluoto.
- 18 dicembre 2003: firma del contratto tra TVO e il consorzio Areva-Siemens

Il contratto firmato è del tipo *turn-key*: TVO (committente) si impegna a pagare al consorzio Areva-Siemens un prezzo prefissato onnicomprensivo, stimato pari a circa 3 miliardi di € in moneta costante del 2003; il consorzio (l'esecutore) ha la responsabilità della progettazione, costruzione e messa in funzione della centrale nucleare (Olkiluoto 3) e si assume tutti i rischi legati ad un eventuale aumento dei costi totali. Le penalità fissate sono pari al 0.2% (6 milioni di euro/settimana) del totale del valore del contratto per ogni settimana di ritardo a partire dal 1° maggio 2009, target per la messa in funzione della centrale, per le prime 26 settimane; 0.1% (3 milioni di euro/settimana) del totale del valore del contratto in seguito. I termini del contratto limitano però il totale delle penalità al 10% del totale del valore del contratto (300 milioni di €).

4 MODELLO DI FINANZIAMENTO

Olkiluoto 3 (OL3) costituisce il primo progetto di costruzione di una centrale nucleare finanziata senza sussidi statali: l'aspetto innovativo consiste nel far pagare alle industrie che consumano

energia una parte dell'investimento necessario (circa il 25%), in cambio di una fornitura di energia ad un prezzo minore di quello di mercato per tutta la durata dell'esercizio. La gran parte dell'energia prodotta sarà ritirata da TVO e indirizzata ai propri shareholders: in questo modo si è limitato il rischio di mercato e si sono ottenuti prestiti dalle banche a tassi relativamente contenuti. È importante ricordare che esiste un fondo in cui TVO accantona i fondi necessari al decommissioning della centrale nucleare e alla gestione del nuclear waste; il prezzo dell'elettricità prodotta comprenderà questi due costi (Intervista a L. Piekkari, Vice Presidente TVO, 12 settembre 2008, Helsinki). Lo schema di finanziamento di TVO e delle relazioni con i diversi attori è riportato in Figura 1.

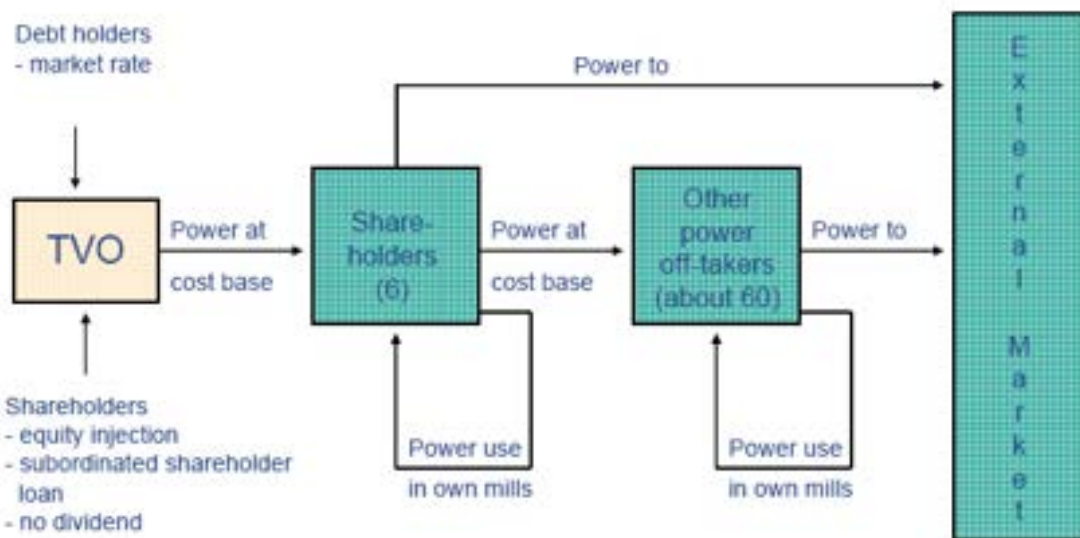


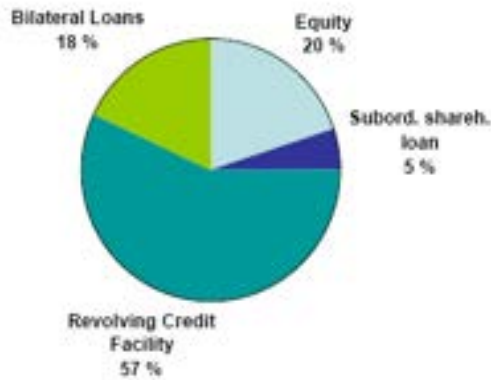
Figura 1 Schema semplificato del modello di finanziamento e delle relazioni tra i consumatori di energia elettrica e TVO (Piekkari, L., 2008)

I dettagli finanziari non sono stati resi pubblici, ma sono disponibili alcuni dati sulla struttura del finanziamento:

- al momento della firma del contratto, a fine 2003, gli azionisti di TVO hanno apportato circa il 25% del capitale (20% in equity e 5% attraverso un prestito subordinato);
- circa 1.95 miliardi di € (57% del capitale totale) sono stati reperiti con un prestito dalle banche: Bayerische Landesbank, BNP Paribas, Handelsbanken, JP Morgan e Nordea;
- un prestito pari al 18% del capitale è stato negoziato con Coface, una istituzione di esportazione di credito francese (Hugo P., 2006 e Intervista a. Piekkari, Vice Presidente TVO, 12 settembre 2008, Helsinki).

La modalità di finanziamento può essere variabile nel tempo con l'ingresso di altre aziende (o banche), come riportato in Figura 2 (Piekkari L., 2008).

Al 18 Dicembre 2003



Al 31 Dicembre 2007



Stima per i primi anni di funzionamento

Estimate for the first years of operation

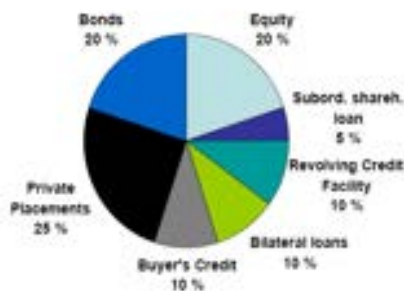


Figura 2 Il finanziamento nel progetto Olkiluoto 3 (Piekkari, L., 2008)

Il modello di finanziamento di TVO presenta i seguenti vantaggi (Piekkari, L., 2008):

- anche piccole imprese e utilities possono investire e di conseguenza i benefici del minor costo dell'energia nucleare saranno suddivisi su un gran numero di utenti;
- rappresenta una public-private partnership;
- per l'investimento è necessario un ammontare relativamente basso di equity, grazie alla condivisione del rischio ritenuto contenuto anche sulla base delle ottime performance delle unità esistenti (Olkiluoto 1 e 2).



5 ATTORI COINVOLTI NEL PROGETTO

Il consorzio formato da Areva NP (a sua volta costituita da Framatome GmbH, Germania e da Framatome SAS, Francia) e Siemens AG, Germania, ha firmato con la utility finlandese TVO il contratto *turn-key* per la fornitura del reattore EPR (Figura 3).

Secondo i termini del contratto:

- Sono responsabilità di Areva i seguenti Work Package:
 - il set completo della Nuclear Island (NI), incluso il sistema di controllo e la prima carica di combustibile;
 - i lavori civili della NI;
 - la costruzione e il commissioning di tutta la NI;
 - la costruzione di parti critiche d’impianto quali l’edificio di accesso;
 - l’edificio per i rifiuti radioattivi;
 - il simulatore dell’EPR;
 - coordinamento del progetto complessivo, inclusa l’integrazione tecnica e funzionale di tutto l’impianto.
- Sono responsabilità di Siemens i seguenti Work Package:
 - la Turbine Island (TI);
 - la fornitura del set completo di generatori e turbine, che include progetto, ingegneria, procurement e consegna delle apparecchiature elettromeccaniche;
 - il sistema di controllo e di protezione del turbo-generatore;
 - i lavori civili della TI;
 - la costruzione e il commissioning di tutta la TI.
- Sono responsabilità di TVO i seguenti Work Package:
 - il coordinamento tra i vari stakeholders ();
 - la gestione processo di rilascio delle licenze necessarie da parte del Governo finlandese e di STUK, in particolare la gestione dei rapporti tra Areva e la stessa STUK²;

² STUK è l’autorità finlandese responsabile per la sicurezza nucleare e fa riferimento al Ministero degli affari sociali e della salute del Governo finlandese. E’ anche un centro di ricerca che impiega una forza lavoro di circa 350 persone. Per quanto riguarda la sicurezza nucleare, STUK da una parte stabilisce i requisiti di sicurezza che riguardano l’uso dell’energia nucleare in Finlandia, dall’altra controlla che le centrali nucleari producano energia secondo le modalità e i requisiti indicati

- l’ottenimento della concessione edilizia da parte del comune di Eurajoki, al quale appartiene il sito su cui sorgerà il reattore;
- la preparazione del sito dei nuovi impianti e i lavori di scavo;
- la realizzazione del circuito dell’acqua fino ai battery limits degli impianti;
- l’impianto elettrico a valle degli interruttori di distribuzione;
- la nuova banchina per le navi in arrivo;
- l’edificio per gli uffici e gli edifici ancillari per il personale.

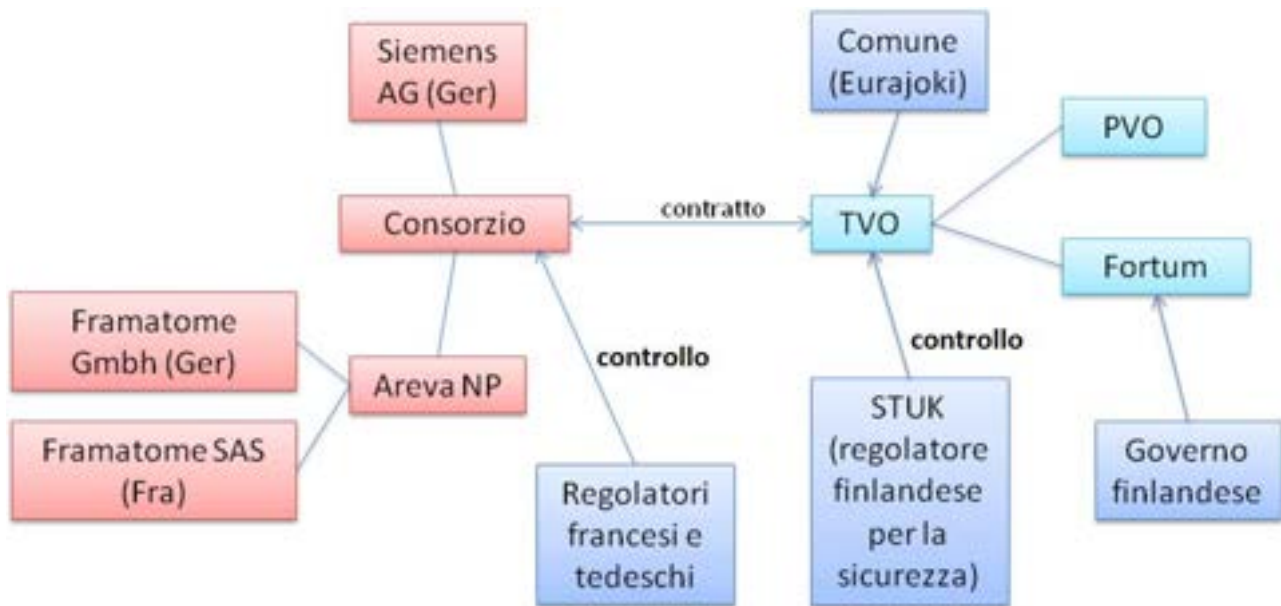


Figura 3 Rapporto tra gli attori del progetto

6 CARATTERISTICHE DEL REATTORE

Il reattore di Olkiluoto 3 (OL3) è del tipo EPR (European Pressurised water Reactor) ed è stato sviluppato da Framatome e da Siemens KWU al tempo unite in Areva NP.

L’EPR è un reattore basato sulle tecnologie applicate nei reattori francesi N4 operativi a Chooz e a Civaux e nei reattori tedeschi Konvoi operativi a Neckarwestheim, Emsland e Isar 2 (Areva, 2006). L’EPR rappresenta dunque l’evoluzione dei reattori ad acqua pressurizzata, la tecnologia più diffusa nel mondo, con 214 reattori su un totale di 442 in funzione.

Le caratteristiche dell’ EPR- OL3 rispetto ai reattori da cui deriva (N4 e Konvoi) sono:

- costo ridotto del KWh generato (principalmente grazie alle economie di scala);

- migliore utilizzo del combustibile (riduzione del 17% nel consumo di uranio per MWh prodotto);
- migliori condizioni di sicurezza;
- ridotto volume delle scorie a lungo termine (meno del 15% nella generazione di attinidi per MWh prodotto);
- maggiore flessibilità operativa: possibile utilizzo del combustibile MOX (“Mixed Oxides” mix di Uranio e Plutonio);
- minor tempo di fermata per manutenzione;
- maggiore vita utile della centrale.

Tabella 3: confronto tra **EPR- OL3, N4 e Konvoi (Areva, 2005)**

| | | EPR- OL3 | N4 (Framatone) | Konvoi (Siemens) |
|-----------------------------|------|-----------|-------------------|---------------------|
| Potenza Termica | MWth | 4300-4500 | 4250 | 3850 |
| Potenza Elettrica | MWe | 1600 | 1500 | 1400 |
| Rendimento | % | 37 | 35 | 36 |
| Numero di “primary loops” | | 4 | 4 | 4 |
| Numero di “fuel assemblies” | | 241 | 205 | 193 |
| Vita utile a progetto | Anni | 60 | 40 | 40 |

7 ASPETTI ORGANIZZATIVI

STUK nel luglio del 2006 ha attentamente esaminato la gestione del progetto OL3 e la relativa gestione della qualità. Il documento ufficiale (STUK, 2006 pag 40-61) fa emergere le criticità di seguito riportate e che vengono dedotte ora a valle di quelle emerse durante il progetto (commenti in corsivo).

1) Definizione dei ruoli dei contraenti

Le parti che sono state interessate della survey sono TVO, licenziatario e committente dell’impianto nucleare, e il consorzio formato da Areva NP e Siemens GmbH, denominato in seguito CAS (Consorzio Areva-Siemens), main contractor. La survey di STUK si è sviluppata essenzialmente sulla performance di CAS e in particolare di Areva NP (in quanto maggiormente coinvolta nell’isola nucleare); sono state analizzate anche l’organizzazione e le attività di TVO.



Nel project plan di OL3, TVO definisce così il proprio ruolo: “responsabile per il project management e per il coordinamento e la supervisione di tutti i lavori e i servizi ad esso relativi. Uno sforzo particolare è diretto alla cultura della sicurezza e al management della qualità”.

TVO in quanto detentore della licenza di costruzione è responsabile nell’assicurare sicurezza e qualità all’impianto. Con il contratto TVO ha trasferito a CAS la responsabilità di ottenere la licenza per produrre energia elettrica, la responsabilità di implementare i lavori e di selezionare il management e i fornitori. Questo significa che, dopo la consegna del sito (febbraio 2005), TVO non comunica direttamente con i fornitori, a parte le attività di audit e di controllo su di essi.

TVO riceve informazioni sull’andamento delle prestazioni dei fornitori e sulla loro qualità da CAS; STUK, a sua volta, riceve informazioni da TVO.

Questo modo di operare potrebbe apparire discutibile perché TVO ha trasferito la responsabilità della licenza per produrre energia elettrica a CAS contrattista per le forniture e per la costruzione, senza responsabilità nella successiva fase operativa. Sarebbe stato prudente per TVO mantenere uno stretto controllo della sicurezza e della qualità.

2) Training

L’addestramento è fatto solo per il personale TVO ed è il canale principale per fornire competenze di base e cultura della sicurezza, in campo nucleare.

Sarebbe opportuno un training specifico sulla normativa finlandese per personale di CAS e per i relativi fornitori, ma così non avviene (probabilmente a causa di una sottovalutazione delle differenze tra la normativa finlandese e quella francese), rendendo poi necessarie significative azioni correttive.

Il personale di CAS avrebbe dovuto ricevere un addestramento specifico per gli standard finlandesi, ma così non è avvenuto.

Su questo aspetto CAS ha sottovalutato la normativa vigente in Finlandia e ciò ha reso necessariE significative azioni correttive

3) Supervisione di CAS e dei suoi fornitori

Le non conformità rilevate, risultato delle attività di Quality Control e Quality assurance (QC e QA) di TVO, sono registrate in rapporti particolari trasmessi a CAS. Secondo il project management di TVO, il meccanismo principale per trasferire cultura di sicurezza e qualità a CAS e ai subcontractor



consiste nell’attività di controllo e ispezione a cui seguono le azioni correttive. Ciò significa che TVO ha ritenuto che CAS e i subcontractor “imparino” durante il progetto a rispettare le norme finlandesi in campo nucleare.

Appare discutibile che TVO, invece di imporre a CAS il trasferimento al suo personale ed ai fornitori dei requisiti di sicurezza e di qualità in campo nucleare richiesti dalla normativa finlandese mediante corsi di addestramento specifici, ritenga opportuno un approccio “learning by doing”, ossia attraverso una possibile serie di errori.

4) Partecipazione di TVO nella selezione dei fornitori

A norma di contratto, nella fase di selezione dei fornitori, TVO ha la possibilità di enfatizzare l’attenzione sui requisiti di sicurezza e qualità richiesti. Nella pratica, per forniture minori, CAS informa TVO dell’invito alla gara solo saltuariamente o su esplicita richiesta di TVO. TVO può raccomandare qualche subcontractor e CAS può tenerne conto se l’impatto sui tempi e sui costi è poco influente. Per le forniture più significative CAS deve informare TVO prima dell’invito alla gara e in fase di selezione del fornitore. TVO ha la possibilità di influenzare il contenuto e la selezione del fornitore e se ne assume gli extracosti.

In linea di principio TVO avrebbe potuto nel contratto con CAS, imporre una lista di bidder preselezionati per le forniture principali evitando così di intervenire in corso d’opera ed evitando i conseguenti extracosti.

5) Relazioni con CAS

TVO sottolinea che il contratto stipulato con CAS è del tipo *turn-key* e quindi deve “aver fiducia” in CAS e lasciarlo lavorare senza (troppi) interventi.

Tuttavia, anche in un contratto chiavi in mano, il committente deve verificare puntualmente che tutti gli obblighi contrattuali siano rispettati soprattutto in termini di sicurezza e di qualità e deve vigilare affinché tali obblighi siano trasferiti completamente ai subcontractor. Questo, a maggior ragione, nel caso di un impianto nucleare per il quale è prevista una vita utile di sei decenni.



8 EFFETTI DELLE CRITICITÀ RISCONTRATE

8.1 Ritardi nella schedule e le relative conseguenze

Le problematiche di tipo organizzativo prima esaminate hanno comportato, in parte, una serie di ritardi che hanno provocato l'aumento dei costi del progetto e ne stanno ritardando la messa in servizio dell'impianto.

L'implementazione del progetto OL3 è stata danneggiata dal ritardo del completamento dell'ingegneria di dettaglio. Questo ha ritardato la fase di procurement delle apparecchiature e il completamento dei lavori da parte degli appaltatori che hanno dovuto attendere la disponibilità dei documenti tecnici.

Quando è stato firmato il contratto tra TVO e CAS, l'ingegneria di base e i requisiti tecnici richiesti ai vari sistemi erano stati completati. Ciò significa che il lay-out degli edifici, le principali caratteristiche dei sistemi (es. valori di pressione, temperatura e portata, caratteristiche delle tubazioni e valvole, delle apparecchiature in pressione, dati di progetto per le pompe ecc.) e la localizzazione dei sistemi negli edifici era stata definita quasi completamente. Non era stata completata l'ingegneria di dettaglio ed era stato significativamente sottovalutato il tempo necessario per completare a questa fase della progettazione.

Va inoltre ricordato che, in fase di stesura del contratto, CAS non aveva approfondito la conoscenza degli aspetti tecnici delle normative di sicurezza vigenti in Finlandia.

L'ingegneria di dettaglio dei sistemi, strutture ed apparecchiature critiche per la sicurezza avrebbe dovuto esser controllata ed approvata da TVO e da STUK prima di iniziarne la costruzione (CAS aveva sottovalutato il tempo necessario per le attività di approvazione).

Altro problema che ha avuto un significativo impatto sui tempi di realizzazione riguarda le limitate risorse umane e i tempi serrati che TVO ha avuto per controllare la documentazione trasmessa a STUK per l'approvazione. Questa è talvolta apparsa di bassa qualità³ tanto da rendere necessario delle ulteriori ispezioni da parte di STUK in loco.

³ Dal report ufficiale di STUK “Deficiencies were also found in the documentation of the examination and approval of the results of tests performed by Forssan Betoni. (STUK, 2006, pag 12) “According to STUK's experience, the



Anche la scelta di subcontractor non qualificati per il campo nucleare (in parte dovuta al “Local Content” o ad offerte a costo minore) ha avuto un impatto negativo sui tempi e costi del progetto: due casi significativi sono stati quelli relativi al *base slab* (si veda box) e allo *steel liner* (mantello di acciaio a protezione del nocciolo del reattore

Figura 4)

Il caso dello steel liner ha comportato un ritardo di svariati mesi, dovuto principalmente ai seguenti fattori:

- utilizzo di metodologie di saldatura di riparazione non approvate (*electrode welding*, mentre l’unico metodo consentito è *flux cored arc welding*);
- fori per il passaggio delle tubazioni eseguiti in posizioni errate a causa di disegni non aggiornati;
- piastre di ancoraggio difettose.

documentation submitted by TVO’s OL3 project to STUK is sometimes of poor quality and inspectors are invited to perform construction inspections on systems or structures for which the approval of design documentation or the quality control documentation has not yet been completed. Even if the situation has improved as the project has progressed, it still appears that due to deficient resources and tight schedules TVO is not able to review all the design documents with a sufficiently questioning attitude (STUK, 2006, pag 12). Perhaps the worst deficiency in the performance of construction inspections has been the fact that the inspection documentation has fallen way behind production. This makes it very difficult to perform construction inspections which are required in order to enable the manufacturer to proceed to the next work stage (=sandblasting + coating) in an optimum production schedule. STUK has made several admonitions about this to TVO (most recently in February 2006) and TVO has correspondingly informed FANP on the matter by letter, at least on two occasions. As a result, the situation has slightly improved lately, although it has not been corrected to the desired level, yet (STUK, 2006, pag 32).

The inspection documentation of the steel liner has not been available in full in construction inspections (STUK, 2006, pag 35).



Figura 4 Steel liner (Galleria immagini da www.tvof.it)

8.2 Gestione della qualità

TVO e CAS impiegano personale competente per la gestione della qualità: le non conformità vengono registrate e trasmesse per le azioni correttive che sono monitorate. Tuttavia non vige una procedura chiara, come richiesto dalla ISO 9001⁴ su responsabilità ed autorità per trattare le non conformità (in generale, STUK ritiene responsabile TVO che a sua volta fa ricadere la responsabilità su CAS). Nell'organizzazione del progetto OL3 non è sempre chiaro chi nell'organizzazione è responsabile dell'approvazione di un prodotto non conforme alle specifiche e secondo quali criteri venga concessa deroga.

In alcuni casi i documenti sono stati sottoposti per approvazione a TVO e a STUK; successivamente sono stati modificati in qualche particolare senza farli ripassare da TVO e STUK. Ad esempio, per lo *steel liner*, si è verificato che “le tolleranze specificate dal progettista fossero troppo severe”. Secondo le informazioni ricevute dal manager Quality Assurance (QA) di CAS, in alcuni casi non è

⁴ TVO and FANP audited the main office of Forssan Betoni on 4.5.2005. Three critical non-conformancies were found in the performance of Forssan Betoni, which together with four minor non-conformancies prove that at the time of the audit the quality system of the company and compliance of operation with the quality system were partly still at design stage. A quality management system compliant with ISO 9001 was under construction, and according to plans was to be certified within a few months (STUK, 2006, pag 12).



stato possibile soddisfare alcuni requisiti tecnici e quindi sono state cambiate le specifiche⁵. Tale evenienza deve essere rigidamente regolata e i relativi documenti devono essere sottoposti ad approvazione da tutte le parti in causa.

8.3 Addestramento e problemi di comunicazione

L'addestramento circa la sicurezza in campo nucleare in molti casi è stato ritenuto insoddisfacente. All'interno di TVO non è stato definito il contenuto dell'addestramento e il livello di conoscenza dei requisiti specifici per il campo nucleare che il personale di CAS e dei suoi fornitori avrebbero dovuto avere.

Per quanto riguarda la lingua, l'inglese è quella ufficiale del progetto; tuttavia in alcuni subappalti risulta che la lingua impiegata sia stata quella del sub contractor che o non posseggono una adeguata conoscenza della lingua inglese o impiegano la lingua madre con un significativo impatto anche sulle problematiche HSE.

9 CONTROLLO DELLE FORNITURE E DELLE COSTRUZIONI

Il programma di controllo di STUK si attua su tutte le forniture e tutte le costruzioni critiche per la sicurezza. In casi particolari, come per le tecniche e i materiali di saldatura tra l'apparecchiatura del reattore e le linee dell'acqua di raffreddamento, queste non sono mai non erano mai state adottate nei reattori attualmente in funzione.

. Pertanto è stato necessario prevedere un programma di controllo delle saldature anche durante l'esercizio dell'impianto. Analogo programma è stato predisposto per il controllo dell'invecchiamento dei componenti elettrici e strumentali dell'impianto e dei componenti maggiormente critici per la sicurezza.

In base a questi controlli sono state riparate e/o modificate le seguenti parti (STUK, 2007):

- saldature tra il reattore e le linee dell'acqua di raffreddamento;
- fusioni del corpo pompe del circuito primario;

⁵ Dal report ufficiale di STUK "...some interviewees mentioned that "the tolerances specified by the designer were too tight". According to information received from the consortium's Quality Manager, in many cases the specified quality cannot be realised in practice and the specification is changed instead. This may be a realistic procedure and acceptable as such, but the acceptability of the specification change should still always be proven and the related documents examined at the same level that granted the original approval." (STUK, 2006, pag 47)



- forgiature di alcuni componenti delle linee di raffreddamento del circuito primario a causa di non conformità nella struttura metallurgica.

Inoltre:

- sono stati rilevati difetti di forgiatura in alcuni particolari del reattore;
- è stato necessario aumentare il numero dei giunti di espansione nell’edificio turbine perché il progetto originario era inadeguato;
- nell’estate del 2007 sono stati riscontrati difetti in alcune saldature di parti dello steel liner che sono state rifatte e radiografate interamente.

Aumento dei tempi del progetto e aumento dei costi sono fortemente correlati: un ritardo nel completamento di un progetto comporta in genere un aumento dei costi dovuti alla mobilitazione di risorse necessarie ad arginare il ritardo e al conseguente aumento dei costi fissi (di cantiere e finanziari).

In sintesi le principali cause rilevate di aumento dei tempi sono:

1. ritardo nel completamento dell’ingegneria di dettaglio con impatto in termini di tempo e costo sui fornitori di componenti e gli appaltatori dei lavori in cantiere per l’indisponibilità dei documenti che li riguardano;
2. scelta di subcontractor non qualificati per il campo nucleare con necessità di rifacimenti e conseguente slittamento dei tempi. In particolare due casi significativi sono stati quelli relativi al *base slab* e allo *steel liner*;
3. non familiarità da parte del consorzio Areva-Siemens con le normative di sicurezza e gestione della qualità finlandesi in campo nucleare. L’ingegneria di dettaglio dei sistemi, strutture ed apparecchiature classificati per la sicurezza, deve essere controllata ed approvata da TVO e da STUK prima di iniziarne la messa in opera. Il consorzio ha sottovalutato il tempo necessario per queste attività di approvazione e ha tentato di recuperare il tempo, provocando omissioni ed errori che hanno ulteriormente ritardato il progetto;
4. utilizzo di un Project Management Information System non sempre all’altezza di un progetto di tale complessità e dimensioni, con inefficienze nella gestione delle informazioni e della conoscenza. Le non conformità rilevate non venivano sempre trasmesse a tutte le parti interessate in modo trasparente e tempestivo. con conseguenti ritardi nelle azioni correttive .

L'aumento dei costi è dovuto principalmente a:

- costi di rifacimento delle parti
- maggiori giorni di apertura cantiere

A titolo esemplificativo le principali cause esterne (non controllabili dagli attori di progetto di aumento dei costi quali):

1. aumento del prezzo del cemento, +30% tra il 2003 e il 2007;
2. aumento del prezzo dell'acciaio, +80% tra il 2003 e il 2007

(www.cement.org/newsroom/april051707.asp).

Hanno inciso per il 2%-3% sull'overbudget del progetto.

10 STATO DI AVANZAMENTO DEL PROGETTO

La tempistica originale prevedeva che la produzione di elettricità avrebbe dovuto iniziare nel maggio del 2009. La schedule, al momento della firma del contratto (18 dicembre 2003) è riportata in Figura 5.

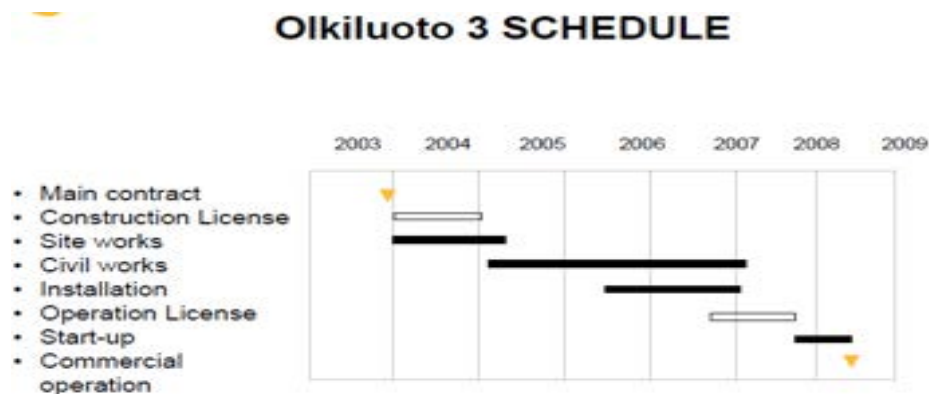


Figura 5 Schedule originale del progetto Olkiluoto 3

Durante il progetto TVO ha emesso vari report di monitoraggio dell'avanzamento (www.tvo.fi/www/page/2770/).

Di seguito è riportato il confronto tra la schedule originale e l'avanzamento effettivo.

- A gennaio 2005 i lavori di preparazione del sito da parte di TVO per la consegna al consorzio Areva-Siemens sono quasi completati, mentre il comune di Eurajoki ha già rilasciato la concessione edilizia per la costruzione di Olkiluoto 3. La fabbricazione dei generatori di vapore sta procedendo presso l'azienda di Sant Marcel (in Francia) come anche



la fabbricazione del *reactor vessel* presso Mitsubishi Heavy Industries (in Giappone). Il generatore sarà invece fabbricato da Siemens negli Stati Uniti.

- Nel febbraio 2005 TVO ha consegnato al consorzio Areva-Siemens il sito per la costruzione di Olkiluoto 3 e trasferito la responsabilità dell’implementazione del progetto.
- In aprile gli scavi necessari per il tunnel del sistema di raffreddamento del condensatore sono stati completati. I lavori per la messa in opera del calcestruzzo del *base slab* sono programmati per il mese di maggio, mentre il fornitore del calcestruzzo, Forssan Betoni Oy, ha predisposto un impianto dosatore accanto al sito di costruzione di OL3.
- A giugno 2005, i lavori di livellamento per l’edificio del reattore sono stati completati, e sono in corso per l’edificio delle turbine. Il training del personale per il funzionamento del reattore OL3 è iniziato in Finlandia e Germania. Addetto presenti nel sito: circa 550.
- Alla fine del 2005, sono stati emessi gli ordini di una parte significativa delle apparecchiature e dei lavori civili e meccanici: 780 ordini/contratti a fornitori di 25 paesi; il 47% degli ordini è stato affidato a imprese finlandesi.

Fino a questo momento, stando alla reportistica pubblica, si è avuto un sostanziale rispetto della schedule; da qui in avanti cominciarono a emergere ritardi e extracosti.

- Gennaio 2006: si registra un ritardo rispetto allo schedule originale di 6 mesi, dovuto alle incompletezze nell’ingegneria di dettaglio e ad alcune non conformità nei processi di fabbricazione di componenti presso i subcontractor. Totale forza lavoro al sito: 570.
- *A febbraio non conformità nella qualità sono state riscontrate nella produzione di calcestruzzo: il lavoro presso gli impianti dosatori è stato interrotto fino alla verifica delle non conformità.* Addetto presenti nel sito: circa 600.
- Aprile 2006: *il progetto è in ritardo di 8-9 mesi.* Il riempimento del base slab dell’edificio del reattore è stato completato e l’installazione della parte inferiore dello *steel liner* sul base slab è in programma per l’inizio di maggio. Addetto presenti nel sito: circa 500.
- A giugno, l’analisi dei problemi connessi con la gittata del calcestruzzo è stata completata. Nessuna non conformità è stata trovata, ma un ulteriore strato sarà aggiunto al base slab come protezione contro l’umidità. Addetti presenti nel sito: circa 700.
- A luglio il progetto è in ritardo di circa 1 anno: la fermata nella produzione del calcestruzzo è la causa maggiore di questo ritardo. Addetti presenti nel sito: circa 730.



- Agosto 2006: la maggior parte della gettata del calcestruzzo nelle fondamenta dell’edificio delle turbine è stato completato. I test di pressione delle tubazioni di raffreddamento dell’acqua che portano ai condensatori sono stati effettuati con successo Addetti presenti nel sito: circa 730.
- Ottobre 2006: la messa in opera dello strato di calcestruzzo di spessore pari a 1,5m sopra la parte inferiore del *steel liner* è stata realizzata con un flusso continuo che ha richiesto più di 24 ore di pompaggio. Circa 15 betoniere hanno trasportato incessantemente il calcestruzzo dagli impianti dosatori di Forssan Betoni alla stazione di pompaggio al sito. Addetti presenti nel sito: circa 870.
- A dicembre 2006, il ritardo registrato è pari a 1 anno e mezzo: l’aumento del ritardo è dovuto alla lunghezza della fase di costruzione, maggiore del previsto. TVO continua a verificare che venga data priorità alla sicurezza e che le specifiche di qualità siano rispettate. Addetti presenti nel sito: circa 1000.
- Febbraio 2007: la fabbricazione dei componenti continua secondo quanto pianificato; le operazioni di rinizio dei getti del calcestruzzo continuano. Le ispezioni riguardanti il condensatore delle turbine sono state portate a termine in Indonesia, e il condensatore sarà installato durante l’estate.
- A maggio, il rifacimento delle otto tubazioni principali di raffreddamento del reattore (giudicate non conformi) è stato completato ad opera di Areva. Gli ultimi due anelli dello *steel liner* sono pronti per essere saldati insieme. Lo *steel liner* (altezza totale 12m) sarà installato nell’edificio del reattore. Inoltre è cominciata la gettata del calcestruzzo per i muri esterni degli edifici contenenti i sistemi di sicurezza (*safeguard buildings* Addetti presenti nel sito: circa 1360.
- Luglio 2007: vengono iniziati i lavori di costruzione della linea elettrica da 400kV. I test di velocità dei due rotor per le turbine a bassa pressione sono stati completati con risultati positivi. Addetti presenti nel sito: circa 1700.
- A settembre, i lavori di rifacimento della saldatura orizzontale difettosa dello *steel liner* sono in corso. Si stanno terminando le ultime gettate di calcestruzzo nell’edificio delle turbine. Addetti presenti nel sito: circa 2200
- Novembre 2007: è cominciata l’installazione dei componenti per l’impianto di ventilazione. La turbina ad alta pressione è pronta per essere spedita a Olkiluoto. Ritardo stimato del progetto: 2 anni. Addetti presenti nel sito: circa 2400.



- Febbraio 2008: si passa dalla fase delle costruzioni civili alla fase di installazione (lavori meccanici, elettrici e strumentali). Circa metà della quantità di calcestruzzo è stata messa in opera, 110.000 m³. La maggior parte delle mura dell’edificio del reattore che sono sul base slab è stata completata. La prima sezione del muro esterno di contenimento del reattore è stata completata ed è iniziata l’installazione dell’armatura della sezione successiva. L’edificio del combustibile ha raggiunto l’altezza del tetto. Nell’edificio delle turbine le strutture in acciaio sono state installate fino all’altezza della trave di colmo e l’installazione dei condensatori sta per essere completata. Il carroponte ad alta portata dell’edificio turbine sarà installato in marzo. Il lavoro di costruzione continua nell’edificio delle pompe di circolazione dell’acqua e lavori di finitura sono in corso nell’edificio delle apparecchiature elettriche. Tutti i maggiori componenti delle isole del reattore e delle turbine sono in fase di fabbricazione. La prova di pressione del reactor vessel sarà effettuata presso il fornitore nell’estate 2008, e il vessel sarà spedito a Olkiluoto verso la fine dell’anno. Il mantello esterno delle turbine a bassa pressione è in fase di saldatura per l’assemblaggio. Addetti presenti nel sito: circa 2500.
- Maggio 2008: la seconda fase di gettata del calcestruzzo armato del muro esterno di contenimento è stata completata. I lavori nell’edificio ausiliario e in altri edifici continuano come previsto. Il condensatore è stato installato e i lavori di installazione portati a termine nell’edificio turbine comprendono scambiatori di calore, pompe e tubazioni a bassa pressione. Gli addetti presenti nel sito sono circa 3100. Il numero di vendor impiegati nel progetto è pari a 1900, da 28 nazioni diverse.
- A febbraio 2009, il ritardo complessivo del progetto OL3 ammonta a 38 mesi: si prevede infatti che l’impianto sia pronto e testato a metà 2012 (www.tvo.fi), quindi per il 1° luglio 2012. Questo implica un *time overrun* pari al 59%, essendo la durata prevista inizialmente di 5 anni e 4 mesi (si considera come inizio del progetto il 1° gennaio 2004, quando il contratto è entrato in vigore e sono iniziati i lavori di preparazione del sito da parte di TVO).

In

Figura 6 sono riportate la schedule originale e quella aggiornata al febbraio 2009; in

Figura 7 si riporta il numero di lavoratori presenti nel sito di OL3 durante la costruzione.

Attualmente è in corso un contenzioso tra il consorzio Areva-Siemens e TVO reso pubblico il 27 gennaio 2009 nel documento relativo ai risultati del primo trimestre di Siemens (World Nuclear News, 2009). Il consorzio ha chiesto, a dicembre 2008, pagamenti addizionali pari a 1 miliardo di € indicando che la causa del ritardo nel completamento del progetto risiede nella lentezza con cui TVO ha processato la documentazione che la passa a STUK; a sua volta TVO chiede al consorzio Areva-Siemens 2,4 miliardi di € di danni per il ritardo (World Nuclear News, 2009). I dettagli della questione sono riservati.



Figura 6 Confronto diretto tra lo schedule originale di OL3 e lo schedule a febbraio 2009

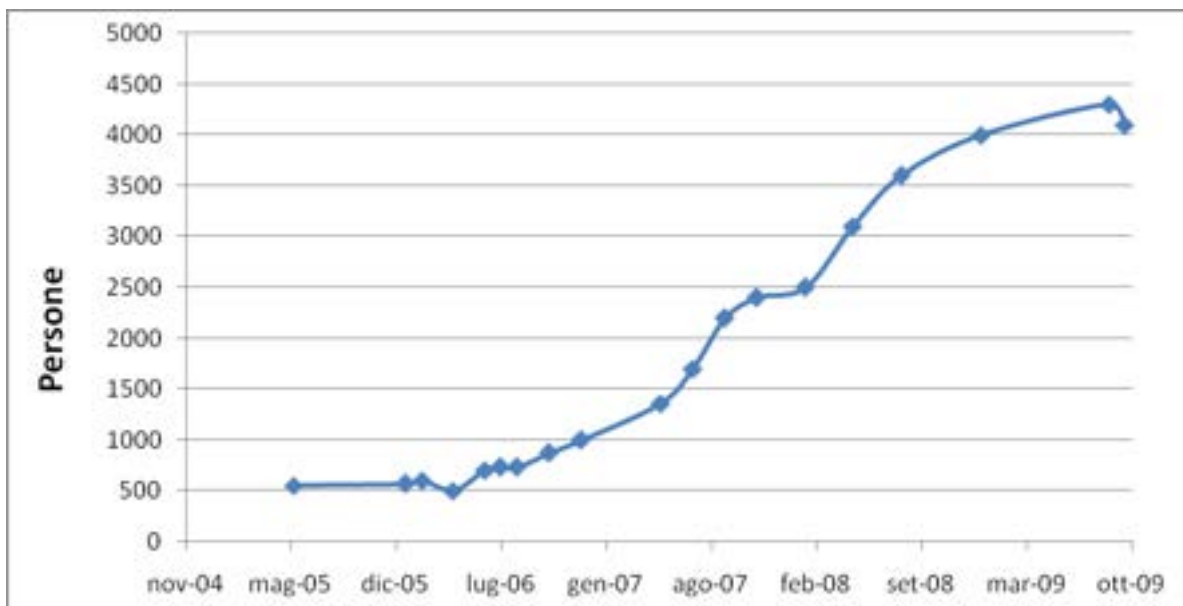


Figura 7 Andamento della forza lavoro nel sito (elaborazione da www.tvo.fi)



11 OSSERVAZIONI CONCLUSIVE

Secondo Lauri Piekari (Vice Presidente di TVO) i due principali punti di forza del progetto OL3 sono: (intervista del 12 settembre 2008):

- per quanto riguarda il finanziamento dell'opera l'adozione di un modello che non attinge a risorse pubbliche o sussidi statali;
- per quanto riguarda la percezione della sicurezza da parte dell'opinione pubblica la decisione di costruire nelle vicinanze di OL3 il deposito nazionale delle scorie radioattive.

Le dimensioni principali con si misura il successo di un progetto sono: il contenuto del lavoro (scope), il costo e il tempo. Per le ultime due voci va rilevato che si sono verificati sensibili scostamenti dai valori preventivati.

Tuttavia, OL3 è la prima centrale nucleare costruita in Europa dopo l'incidente di Chernobyl, nell'ex Unione Sovietica nel 1986, e sarà la prima centrale di terza generazione. È quindi un progetto di tipo FOAK (First Of A Kind): non aver realizzato in precedenza un progetto simile ne rende incerto l'esito e superiore il numero di imprevisti e problemi tecnici attesi. Areva agiva poi per la prima volta con responsabilità da EPC sostanziale, infatti i 58 reattori francesi di proprietà di EDF sono stati realizzati con la stessa EDF che fungeva da Main Contractor/EPC. In quest'ottica, gli scostamenti dei tempi e dei costi possono apparire accettabili e sarà possibile misurare il reale successo del progetto Olkiluoto 3 attraverso le lessons learned, che guideranno i progetti successivi. Secondo i piani di Areva questa esperienza darà l'opportunità di proporre al mercato mondiale un nuovo reattore tecnicamente avanzato.

Il governo italiano ha in programma di promuovere il ritorno all'energia nucleare entro la fine del mandato in corso. Il 24 febbraio 2009 è stato firmato un accordo intergovernativo tra Italia e Francia che prevede la creazione di una joint-venture tra Enel e Edf (Electricité de France) per la progettazione e realizzazione di quattro unità EPR sul territorio italiano per una potenza complessiva pari a 6400MW; la prima centrale dovrebbe entrare in funzione nel 2020.

12 SPUNTI DI RIFLESSIONE

Nel seguito sono riportati una serie di spunti di riflessione derivati dall'analisi del progetto OL3.



- Il committente della centrale nucleare deve mantenere un ruolo di centralità nella fase di verifica dell'implementazione dei processi di qualità e per gli aspetti di sicurezza quale responsabile della produzione di energia elettrica. È compito del committente approvare tutta la documentazione fornita dal main contractor, in funzione dei rapporti e dei vincoli normativi con la competente Autorità nazionale per la sicurezza nucleare, al fine di verificare che tutti i criteri di qualità e sicurezza siano rispettati scrupolosamente.
- È altresì compito del committente verificare che la qualità delle opere eseguite e delle forniture sia conforme alla documentazione approvata. Quindi il committente, non il main contractor, deve essere garante della qualità e della sicurezza finale dell'impianto. Su questi aspetti particolare attenzione deve essere posta nella stesura delle clausole contrattuali. La condizione secondo cui Main contractor e EPC coincidano, se pur accelera l'intero iter di realizzazione dell'impianto, può creare situazioni difficilmente controllabili.
- È opportuno che il vendor della tecnologia (Areva, Westinghouse, General Electric o altri) non sia il main contractor, anche per evitare specifiche per i fornitori non adeguatamente motivate. Il controllo tra fornitore della tecnologia ed EPC potrebbe favorire una maggiore trasparenza sugli approvvigionamenti della tecnologia, ampliando significativamente le prospettive di mercato per i componentisti del nostro paese.
- È fondamentale avere un elevato grado di dettaglio dell'ingegneria di base fin dalla firma del contratto per evitare situazioni di divergenze interpretative in fase esecutiva con conseguenti claim.
- Il main contractor deve conoscere approfonditamente le normative di sicurezza in vigore nel paese dove viene costruita la centrale nucleare. Ad esempio, nel caso di OL3, le pratiche finlandesi sono molto diverse da quelle francesi con le quali Areva ha ampia familiarità: in Finlandia e in altri paesi i documenti devono essere inviati all'Autorità nazionale per la sicurezza nucleare per approvazione già nella fase di ingegneria di base [Ruuska I. et al., 2007, pag. 4]. Tenuto conto della specificità del settore, analoga competenza deve possedere l'EPC.
- Nei progetti complessi come quello di un impianto nucleare, non bisogna sottovalutare particolari che potrebbero sembrare marginali. Circa un anno di ritardo a Olkiluoto 3 è stato causato in gran parte dall'errata formulazione del mix di design del calcestruzzo del base slab.
- È necessario un efficace sistema di project management (vero motore del rispetto di tempi e costi di progetto) con particolare attenzione all'utilizzo di un Project Management



Information System in grado di favorire una comunicazione efficace tra tutti gli stakeholder. Nel caso di Olkiluoto 3 non ci sono strutture di governance atte a un allineamento degli obiettivi: i vari attori del progetto presentano obiettivi disallineati e la comunicazione è risultata spesso inadeguata [Ruuska I. et al., 2008].

Recenti stime [DOE, IEA] indicano per un reattore di grande taglia un costo di costruzione dell'ordine dei 3000-4000 €/kWe installato (il costo di un impianto è di circa 5-6 miliardi). Un programma nucleare di 4-6 reattori di grande taglia (come quello attualmente previsto per il nostro paese) comporta quindi investimenti per 20-30 miliardi. Questo ingente investimento dovrà vedere protagoniste sia le imprese EPC italiane, che operano con notevole successo soprattutto in campo internazionale nella realizzazione di impianti complessi, sia le imprese produttrici di componentistica. Entrambe queste realtà, anche al fine di conseguire più elevati standard di qualità e sicurezza degli impianti, dovranno avere un ruolo importante nella project delivery chain sia per la costruzione delle centrali sia durante l'intero ciclo di vita per le attività di manutenzione.

NOTA: IL CASO BASE SLAB

I lavori riguardanti il *base slab*, ovvero la piastra di fondazione in cemento armato per l'edificio del reattore, sono stati caratterizzati da numerosi problemi e deficienze nel sistema qualità. Il base slab (Figura 8) è lungo 100.8 m e largo 103.1 m; con uno spessore pari a 3.15 m (STUK, 2006, pag 6-27). Le criticità incontrate nella realizzazione del base slab hanno principalmente interessato i seguenti soggetti (Figura 9):

- Finnprima (il designer della struttura del base slab);
- Forssan Betoni Oy (fornitore del calcestruzzo);
- Hartela Oy (impresa responsabile della messa in opera del calcestruzzo);
- AREVA (coordinamento e supervisione).

A questi si aggiungono TVO, STUK e alcuni consulenti esterni di Areva (Kymenlaakso College e Dartmund Tech. University).



Figura 8 Base slab prima della messa in opera del calcestruzzo, autunno 05 (Martti K., 2006)

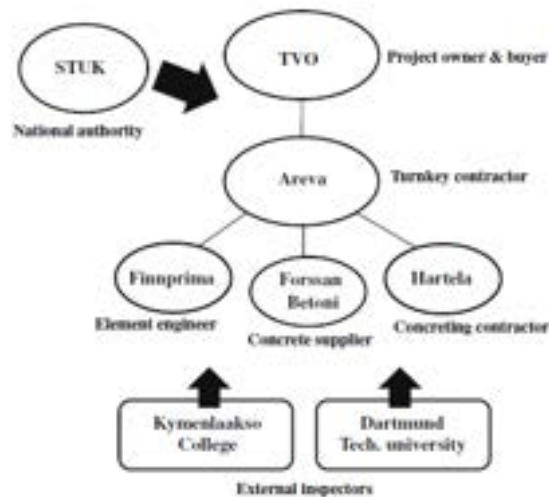


Figura 9 parti coinvolte nel caso del base slab (Ruuska I. at al., 2008)

Di seguito sono elencati i principali problemi occorsi durante la realizzazione del *base slab*, suddivisi per fasi (STUK, 2006, pag 6-27).

1. Selezione del fornitore di calcestruzzo

Al momento del *call for tenders* per le forniture del calcestruzzo per il *base slab*, non sono stati specificati sufficientemente i requisiti particolari necessari alla gestione della qualità della



costruzione della centrale nucleare: ciò ha causato una valutazione non corretta, da parte dei possibili fornitori, del lavoro extra per rispettare tali requisiti e quindi la difficoltà a lavorare sotto la pressione di costi non previsti, dovuti al controllo qualità.

Il criterio di scelta principale per il confronto dei potenziali fornitori è stato principalmente il prezzo.

Il sistema qualità di Forssan Betoni non rispettava al momento della selezione i requisiti ISO 9001.

2. Impianti dosatori e personale

Forssan Betoni non aveva esperienza nella costruzione di una centrale nucleare prima del progetto OL3 e i requisiti speciali di sicurezza del campo nucleare non sono stati sottolineati da Areva nel training del personale degli impianti dosatori prima che cominciasse la produzione di calcestruzzo. Quando il sito fu pronto per l’inizio dei lavori, Areva e Forssan Betoni discussero i requisiti di qualità e le *work practice* ripetutamente, e Forssan Betoni constatò che erano stati aggiunti alcuni requisiti non compresi nell’accordo contrattuale. Di conseguenza, la produzione di calcestruzzo non fu implementata secondo le specifiche e i requisiti evidenziati in ritardo da Areva: le non conformità non furono segnalate se non con ritardo e ci furono ritardi anche nelle azioni correttive.

La responsabilità del manager dell’impianto dosatore nei riguardi della qualità del calcestruzzo non era chiara, in quanto gli esperti assunti da Areva ebbero un ruolo significativo nel determinare la composizione del calcestruzzo e i cambi nella composizione furono fatti anche durante l’operazione di messa in opera del calcestruzzo.

3. Preparazione delle gettate del calcestruzzo del *base slab*

Sono state riscontrate variazioni nella qualità del calcestruzzo (consistenza, segregazione, pompabilità) in diversi contesti prima della gettata del calcestruzzo del *base slab* dell’edificio del reattore. Esperti delle imprese partecipanti erano consapevoli del problema, ma tentativi di correggere la situazione non cominciarono prima dell’autunno 2005, poco prima della data d’inizio programmata della gettata del calcestruzzo (3 ottobre 2005), quando ad esempio il plastificante fu cambiato e un ritardante fu aggiunto per incrementare il tempo di lavorabilità.

La cooperazione tra Finnprima e Forssan Betoni è stata virtualmente inesistente. Areva ha richiesto che tutte le comunicazioni fossero gestite attraverso Areva stessa, non controllando però se le azioni correttive fossero poi veramente messe in pratica.



4. Calcestruzzo

La composizione del calcestruzzo fu cambiata durante la gettata in violazione del manuale YVL (l'insieme delle norme che regolano la sicurezza in campo nucleare in Finlandia). Secondo Areva, la variazione non era rilevante; in realtà la variazione superava i limiti specificati nel Codice di Costruzione Finlandese, parte B4, strutture in calcestruzzo: “variazioni massime del peso più o meno 3%”.

5. Corso degli eventi dopo la gettata del calcestruzzo

Le informazioni sui risultati del report degli esperti di Areva non furono divulgate neanche all'interno di Areva stessa. Questo indica un'attitudine non trasparente in relazione alle specifiche della sicurezza.

Il calcestruzzo utilizzato ha caratteristiche differenti da quelle previste a progetto, in particolare è più poroso; dopo una serie di controlli, STUK ha deciso di ritenere comunque accettabile l'opera. Dal punto di vista di project management, la gestione dei lavori riguardanti il *base slab* ha causato circa un anno di ritardo nello schedule generale di Olkiluoto 3.



BIBLIOGRAFIA:

- Areva, 2005, Olkiluto 3: a turnkey EPR project, Areva <http://www.areva-np.com/scripts/info/publigen/content/templates/show.asp?P=494&L=US>
- Areva, 2006, Finnish EPR Olkiluoto 3, Areva <http://www.areva-np.com/scripts/info/publigen/content/templates/show.asp?P=494&L=US>
- Ruuska I., Artto K., Eloranta K., Lehtonen P., 2008, Dimensions of distance in a project network: Exploring Olkiluoto 3 nuclear power plant project, International Journal of Project Management 26 (1) 87-94
- Leverenz R., 2004, Framatome Anp, ATS Seminar 2004-02-23 http://www.ats-fns.fi/archive/esitys_leverenz.pdf
- Martti K., 2006, Olkiluoto 3 project, TVO http://www.tvo.fi/www/page/julkaisut_pdf_en/
- Piekkari, L., 2008, ENEF WG Opportunities Meeting, Brussels 10 March 2008, TVO
- Sarparanta, Kathe , 2007, Olkiluoto 3 Project: Nuclear Power Day at KTH, Stockholm, Sweden, TVO <http://www.neutron.kth.se/NuclearPowerDay/Sarparanta.pdf>
- STUK, 2006, Management of safety requirements in subcontracting during the Olkiluoto 3 nuclear power plant construction phase, INVESTIGATION REPORT 1/06 1, Translation 1.9.2006.
- STUK, 2007, Regulatory control of nuclear safety in Finland, pag 37-44, STUK
- TVO, 2008, Annual Report 2007, TVO, http://www.tvo.fi/www/page/julkaisut_pdf_en
- Peek H., 2006, Banking and new build, ABN AMRO http://www.westminsterenergy.org/Upload/2006-2008-public-events/nuclear20060119/Peek_ABN_AMRO.pdf
- World Nuclear News, 2009, <http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=24553&terms=tvo>