

Capitolo 4 - I reattori ad acqua pressurizzata (PWR)

4.1 Evoluzione dei Reattori ad Acqua in Pressione

Il concetto di reattore ad acqua in pressione (PWR) fu sviluppato dagli USA nell’ambito del programma per la messa a punto di un reattore nucleare da utilizzare per la propulsione di sottomarini. Il primo prototipo in piena scala, denominato STR Mark-1, fu costruito a terra e raggiunse la criticità nel marzo 1953. Il primo sottomarino a propulsione nucleare, cui fu dato il nome “Nautilus”, iniziò le prove in mare nel gennaio 1955. A questo seguirono, come è noto, un grande numero di altri sottomarini ed alcune navi di superficie, prevalentemente militari, che sono tutte dotate di un apparato motore alimentato da un reattore nucleare ad acqua in pressione.

Il primo impianto nucleare ad acqua in pressione destinato alla produzione di energia elettrica fu costruito nell’Unione Sovietica ed entrò in funzione il 27 luglio 1954. La potenza dell’impianto era molto bassa: 5 MW_e (30 MW_{th}).

Alla fine del 1957 (anno successivo a quello della messa in funzione a Calder Hall, in Inghilterra, della prima centrale elettronucleare con un reattore GCR) entrò in esercizio negli USA la prima centrale PWR denominata “Shippingport Pressurized Water Reactor”. L’esercizio della centrale suddetta, avente una potenza di 68 MW_e (231 MW_{th}), ha fornito numerose informazioni di particolare interesse relativamente alla tecnologia ed alle caratteristiche di funzionamento delle centrali elettronucleari alimentate con reattori PWR.

Alla metà del 1961 è entrata in funzione la centrale Yankee Rowe avente inizialmente la potenza di 110 MW_e. Successivamente la centrale è stata autorizzata per una potenza di 185 MW_e; tale aumento è stato reso possibile dalla successiva adozione del controllo chimico.

Nel dicembre 1962 è entrata in funzione, ancora negli USA, la centrale di Indian Point da 265 MW_e, caratterizzata dalla utilizzazione di un sistema di surriscaldamento del vapore di tipo convenzionale.

Questa soluzione che sembrerebbe a prima vista particolarmente interessante in quanto consente l’utilizzazione dell’energia nucleare per fornire calore a bassa temperatura e di quella termica convenzionale per fornire calore ad alta temperatura, non è stata più adottata negli anni successivi. Ciò è dipeso soprattutto dal fatto che con l’accoppiamento di un impianto nucleare e di uno convenzionale si sono certamente sommati i problemi relativi ai due impianti senza trarne, peraltro, i vantaggi sperati.

Agli inizi del 1959 fu decisa la costruzione di un piccolo reattore, da considerarsi come unità sperimentale. Tale reattore, noto come Saxton dal nome della località dove è installato, aveva una potenza di 6 MW_e (28 MW_{th}) ed è stato diffusamente impiegato per lo sviluppo di esperienze relative al controllo chimico.

La prima centrale PWR realizzata in Italia è quella di Trino Vercellese, ordinata “chiavi in mano” alla Westinghouse dalla Edison nel 1960 (la centrale è passata successivamente all’ENEL in applicazione della legge sulla nazionalizzazione dell’energia elettrica). La costruzione fu iniziata nel 1961, il reattore raggiunse la criticità alla fine del 1963 e la piena potenza nel 1964.

La centrale di Trino Vercellese fu inizialmente concepita come una copia di Yankee Rowe. La potenza prevista era di 185 MW_e. Successivamente, con l’adozione del controllo chimico, la cui fattibilità era stata dimostrata dai risultati delle esperienze condotte nel reattore Saxton, è stato possibile aumentare la potenza fino al valore di 250 MW_e.

La potenza delle centrali PWR è andata nel tempo rapidamente aumentando fino a raggiungere, nelle versioni più moderne, valori di 1400 MW_e per ciascuna unità. Questo tipo di reattore costituisce la filiera più affermata nel mondo. A parte i reattori impiegati per la propulsione navale, il numero delle unità elettronucleari PWR in esercizio al settembre 1989 in 20 diversi Paesi era pari a 233 con una potenza complessiva di oltre 195000 MW_e. A questa si devono aggiungere altre 95 centrali in costruzione con una potenza complessiva di circa 89000 MW_e. Alla data suddetta, la potenza delle

centrali PWR in esercizio o in costruzione rappresentava nel complesso oltre il 65% della potenza elettronucleare.

4.2 Evoluzione dei Reattori ad Acqua in Pressione

Nella tab. 4.1 sono riportate le principali caratteristiche di tre reattori PWR appartenenti a fasi successive di sviluppo della filiera. Un semplice esame di dati riportati nella tabella può fornire una prima indicazione dello sviluppo di questa filiera. Si può in primo luogo constatare che non si sono avute nel tempo modifiche di rilievo paragonabili a quelle manifestatesi per le altre filiere. Le scelte di fondo inizialmente adottate sono state mantenute e la disposizione generale dell'impianto è rimasta praticamente inalterata.

Caratteristiche		Trino Vercellese (1964)	Main Yankee (1979)	ENEL V (1985)
Potenza termica	MWt	825.	2440.	2775.
Potenza elettrica netta	MWe	247.	800.	952.
Rendimento	%	30.	33.	34.
Dimensioni del nocciolo (h x d)	m	2.65 x 2.50	3.6 x 3.5	3.6 x 3.04
Peso del combustibile	t	37.	87.	72.
Numero elementi		112 + 52	217	157
Numero di barrette per elemento		208 - 28	176 (14 x 14)	264 (17 x 17)
Diametro delle barrette	mm	9.4	10.7	9.5
Diametro delle pastiglie	mm	8.8	9.3	8.2
Tipo di combustibile		UO ₂	UO ₂	UO ₂
Arricchimento	%	3.94	3.1	3.2
Materiale guaina		AISI 304	Zr 4	Zr 4
Burn up all'equilibrio	MWd/t	25,000.	30,000.	33,000.
Dimensioni del vessel (h x d)	m	11. x 3.6	12.5 x 4.4	13. x 4.
Densità di potenza (media / massima)	kW/l	63 / 195	75 / 221	104 / 261
Potenza specifica media	kW/kg	22.	28.	38.
Potenza specifica lineare (media/massima)	kW/m	13.5 / 40.5	18.8 / 55.6	17.8 / 44.5
Fattore di picco totale		3.1	2.9	2.5
Pressione primario	kg/cm ²	140.	158.	158.
Temperatura ingresso nocciolo	°C	266.	282.	288.
Temperatura uscita nocciolo	°C	297.	315.	325.
Pressione del vapore	kg/cm ²	34.	51.	63.2
Temperatura del vapor saturo	°C	240.	264.	277.
Tipo di controllo		chimico / barre	chimico / barre / veleni bruciabili	chimico / barre / veleni bruciabili
Tipo di barre		cruciformi	rod cluster	rod cluster
Materiale assorbente		Ag Cd In	Ag Cd In	Ag Cd In
Refuelling		a zone con shuffling radiale	a zone con shuffling radiale	a zone con shuffling radiale

Tabella 4.1 - Caratteristiche di tre impianti di riferimento PWR

A partire dalla centrale di Trino Vercellese, tutti gli impianti successivi presentano le caratteristiche seguenti:

- Impiego di UO₂ arricchito come combustibile
- Impiego delle leghe di zirconio come materiale utilizzato per la costruzione delle guaine
- Adozione del controllo chimico
- Adozione di barre di controllo del tipo “rod cluster”

- Impiego di pompe di circolazione a tenuta meccanica a perdite controllate
- Adozione di un ciclo del combustibile con ricambio a zone e shuffling radiale degli elementi

Nello sviluppo della filiera sono stati naturalmente apportate continue modifiche migliorative, suggerite anche da risultati di esercizio che si andavano acquisendo. Tra questi si possono ricordare:

- Un continuo innalzamento delle caratteristiche del vapore prodotto, con conseguente aumento del rendimento del ciclo termico. A tale fine è stato necessario aumentare la temperatura del refrigerante all'uscita dal reattore, cosa che è stata peraltro possibile con incrementi relativamente modesti della pressione di esercizio del circuito primario, conseguentemente alla accettabilità dell'ebollizione nucleata del fluido all'interno dei canali
- Un costante aumento del burn-up medio allo scarico, che è passato da circa 12000 MWd/t nei primi impianti a oltre 35000 MWd/t negli impianti più recenti. Ciò è stato reso possibile soprattutto dal progressivo sviluppo della tecnologia di fabbricazione degli elementi del combustibile
- Un continuo aumento della potenza installata in ciascuna unità, che è passata da circa 200 MW_e a circa 1000 MW_e, fino a raggiungere 1475 MW_e nell'ultimo impianto Framatome "classico" (i.e. di II Generazione). Tali aumenti (avutisi anche in altre filiere e nelle stesse centrali termoelettriche convenzionali) che comportano una sensibile riduzione del costo di impianto per unità di potenza installata, sono stati in effetti possibili grazie al potenziamento delle reti (a sua conseguenza della crescente domanda di energia elettrica) che, per le loro caratteristiche, giustificano pienamente in molti Paesi la presenza di unità di produzione di elevata potenza
- Un costante adeguamento dei sistemi di emergenza (con particolare riferimento a quelli per la refrigerazione del nocciolo) alla evoluzione delle normative di sicurezza, predisposte dalle Autorità di Controllo tenendo conto dei risultati delle ricerche svolte e di quelli derivanti dall'esercizio degli impianti esistenti
- L'adozione sempre più frequente di sistemi di refrigerazione del condensatore utilizzanti torri di refrigerazione ad umido, con conseguente minore impatto termico sulle acque superficiali
- L'adozione di sistemi di contenimento attivi sempre più sofisticati, atti a garantire insieme alla protezione dell'ambiente, anche quella dell'impianto

La novità più importante che si è avuta nello sviluppo (e, peraltro, già nella sua fase iniziale) dei PWR è stata senza dubbio l'adozione del controllo chimico. L'utilizzazione di veleni neutronici (acido borico o sali di boro) in soluzione nel moderatore per il controllo delle variazioni di reattività a lungo termine consente una significativa riduzione del fattore di canale caldo F_Q (da valori superiori a 3, a valori poco superiori a 2) in quanto, funzionando il reattore con barre di controllo praticamente estratte, si ha un sensibile miglioramento della distribuzione assiale di potenza che non risulta più perturbata dalle modificazioni indotte dallo spostamento delle barre di controllo stesse. È stato pertanto possibile aumentare la potenza dell'impianto, praticamente nella stessa proporzione con la quale si è ridotto il fattore di canale caldo, mantenendo inalterati i limiti all'estrazione di potenza imposti nella progettazione termoidraulica. Un ulteriore vantaggio, anche se certamente meno significativo, è quello conseguente alla riduzione del numero delle barre di controllo che comporta in primo luogo un'economia di valore non trascurabile tenendo conto del costo della barra e del relativo meccanismo di comando ma anche della riduzione dei costi di manutenzione delle stesse.

Per altro, ad una riduzione delle barre consegue una riduzione del numero delle penetrazioni nel coperchio del recipiente in pressione con diminuzione del costo del recipiente stesso ed innegabili vantaggi per la sua integrità strutturale. Nel reattore di Trino Vercellese l'adozione del controllo chimico (chemical shim) ha consentito di ridurre il numero delle barre dalle 44 inizialmente previste a 28. Si deve infine osservare che essendo stata notevolmente ridotta la reattività controllata dalle barre (limitata alla variazione di reattività a breve termine), è stato possibile sostituire alle barre a sezione cruciformi, inizialmente adottate, barre a cluster di barrette (rod control cluster) con

eliminazione dei prolungamenti necessari nelle barre cruciformi e conseguente riduzione dell'altezza del recipiente in pressione di una quantità sostanzialmente uguale all'altezza del nocciolo (circa 4 m). Come è noto, la centrale di Trino Vercellese è stata la prima nel mondo nella quale è stato adottato il controllo chimico. Tutte le centrali PWR successivamente installate utilizzano questo tipo di controllo, che è stato inoltre esteso anche a quelle che erano già in funzione (Yankee Rowe ed Indian Point).

Una consistente attività di ricerca è stata necessaria per accettare la fattibilità e la piena utilizzabilità di questo sistema. Si è dovuto dimostrare in particolare che:

- a) la sicurezza dell'impianto non veniva in alcun modo compromessa
- b) l'adozione del “chemical shim” non poneva problemi particolarmente complessi per l'esercizio dell'impianto

Le numerose esperienze condotte inizialmente in circuiti fuori pila e, successivamente, nel reattore Saxton dimostrarono che:

- a) Con le concentrazioni di veleni chimici necessarie (2000÷4000 ppm), non esiste il pericolo che questi vadano a depositarsi sulla superficie delle guaine delle barrette o, comunque, in qualsiasi altra zona del nocciolo e che vengano successivamente rilasciati in modo repentino con conseguenti massicce escursioni di reattività
- b) Non si hanno depositi irreversibili di veleni sulle superfici delle barrette (qualora ciò si fosse verificato, si sarebbero avuti aumenti locali della resistenza termica con conseguenti surriscaldamenti delle guaine che avrebbero potuto avere serie conseguenze sul comportamento dell'elemento)
- c) Il coefficiente di temperatura del moderatore, pur diminuendo in valore assoluto all'aumentare della concentrazione di veleni, rimane negativo fino a concentrazioni di circa 2000÷2500 ppm

A proposito di quanto riportato al punto c), si deve ricordare che la sicurezza intrinseca dei PWR è sostanzialmente garantita dal coefficiente negativo di temperatura del combustibile. Il coefficiente di temperatura del moderatore ha invece importanza fondamentale per la regolazione automatica dell'impianto e contribuisce, se negativo, alla stabilità intrinseca del reattore. Se quest'ultimo coefficiente è positivo od anche negativo, ma molto piccolo in valore assoluto, la regolazione automatica dell'impianto non potrà essere ottenuta senza l'azionamento delle barre di controllo.

4.3 Schema di Impianto

I reattori ad acqua in pressione sono, come già anticipato, reattori termici, eterogenei, moderati e refrigerati con acqua che, attraversando il nocciolo, non è soggetta a cambiamento di fase (si può accettare, al massimo, una locale ebollizione nucleata). Ciò comporta, in primo luogo, l'adozione di un ciclo indiretto, con produzione di vapore nei generatori di vapore anziché direttamente nel recipiente in pressione. Per evitare l'ebollizione diffusa del fluido primario, questo deve essere portato e mantenuto ad una pressione superiore alla tensione di vapore relativa alla sua massima temperatura. A tal fine, uno dei rami del circuito primario del reattore è collegato ad un sistema di pressurizzazione (pressurizzatore), il cui funzionamento è illustrato nel seguito.

La necessità di ottenere vapore con caratteristiche termiche sufficientemente elevate ($p_v \approx 7 \text{ MPa}$; $T_v \approx 285^\circ\text{C}$) per consentire un'accettabile utilizzazione industriale del calore prodotto impone, anche in considerazione della inevitabile degradazione del calore stesso nel trasferimento del fluido primario a quello secondario, di operare il circuito primario a pressioni piuttosto elevate (15÷16 MPa). In generale risulta accettabile una qualità del vapore secondario comunque relativamente scarsa perché il rendimento non è stato considerato (almeno per gli impianti nucleari fino alla II Generazione) un parametro fondamentale (tra l'altro, come noto, il combustibile ha un'incidenza sul costo finale del kWh molto limitata).

Nel generatore di vapore, la minima differenza di temperatura tra fluido primario e secondario (pinch-point) è di circa 10 °C. Ciò richiede che la temperatura di ingresso del fluido primario nel generatore (praticamente uguale alla massima temperatura del fluido stesso) sia pari a circa 300÷350 °C (i.e. ~ 50 °C al di sopra della temperatura media del vapore prodotto), cui consegue una tensione di vapore di 14÷15 MPa. Nel nocciolo si mantiene un margine di sottoraffreddamento intorno a 10 °C in modo da evitare ebollizione di massa, pur ammettendo, come già anticipato, fenomeni di ebollizione locale di tipo nucleato nelle zone più calde.

Nella fig. 4.1 è riportato lo schema funzionale di PWR, nel quale per semplicità è indicato un solo circuito primario di refrigerazione anche se il numero di tali circuiti, sempre maggiore di uno, è generalmente compreso tra tre e quattro.

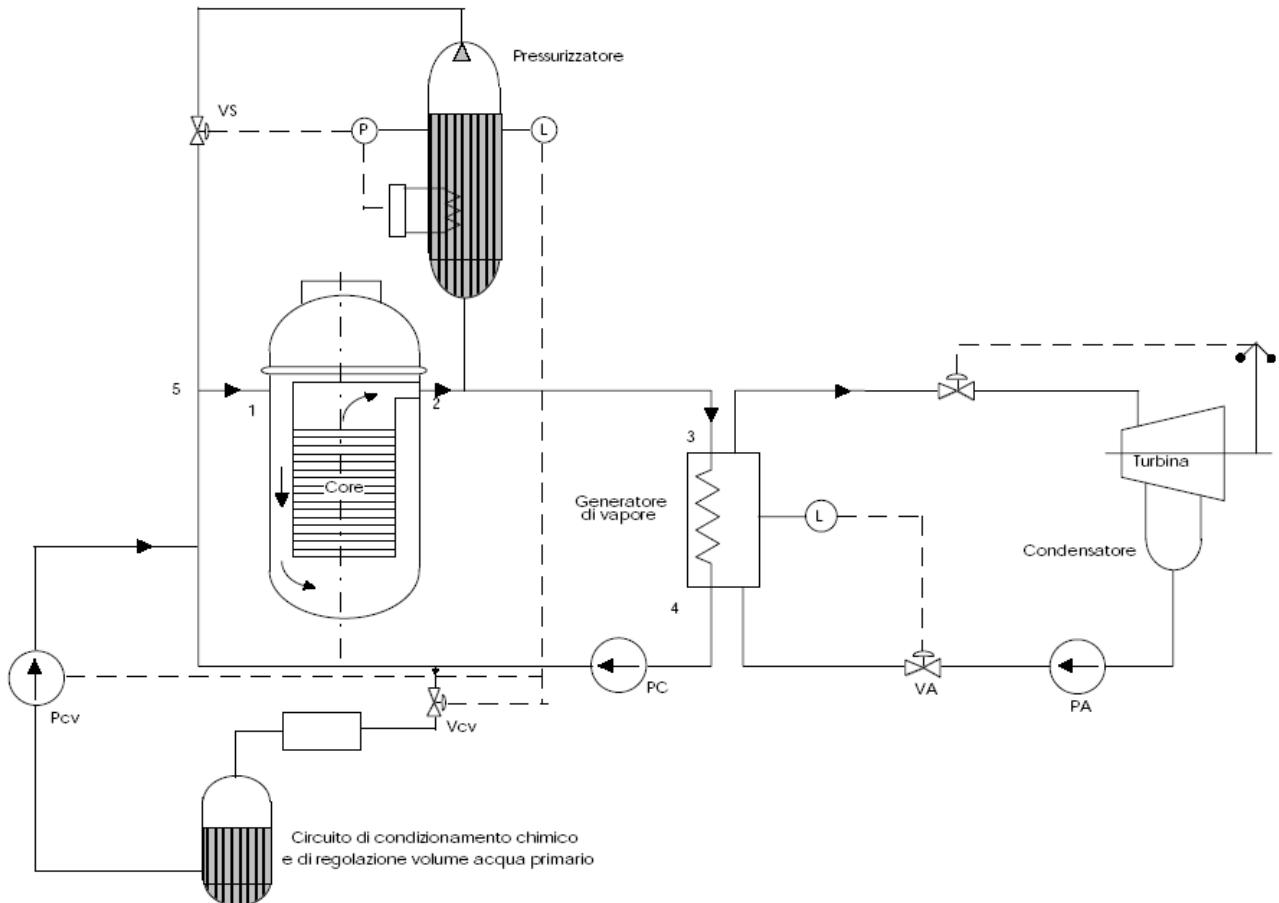


Figura 4.1 - Schema funzionale di un PWR

L'acqua di refrigerazione, immessa nella parte superiore del "vessel" (punto 1), attraversa con flusso discendente la cavità anulare compresa tra la parete interna del vessel stesso ed il "barrel" prima di essere avviata all'ingresso del nocciolo. Attraversa quindi il nocciolo stesso in deflusso ascendente (up-flow) refrigerando le barrette degli elementi di combustibile con conseguente aumento della propria entalpia, ma mantenendosi comunque in condizioni di sottoraffreddamento. Fuoriesce infine dal vessel (punto 2) e viene avviata al generatore di vapore (punto 3) ove, passando all'interno dei tubi del fascio tubiero, cede calore al fluido (acqua-vapore) secondario. La diminuzione della temperatura dell'acqua primaria nel generatore di vapore (praticamente uguale all'aumento della temperatura della stessa nell'attraversamento del nocciolo) è pari a circa 30÷40 °C. L'acqua primaria ritorna quindi nel recipiente in pressione, chiudendo il proprio ciclo. La pompa di circolazione installata nel circuito a valle del generatore garantisce la portata sufficiente per assicurare le condizioni termoidrauliche necessarie per la corretta refrigerazione del nocciolo. Come è stato prima anticipato, uno dei circuiti primari è collegato al pressurizzatore. Il vapore prodotto è inviato alla

turbina e, all'uscita di questa, al condensatore. L'acqua, estratta dal condensatore, dopo essere stata opportunamente preriscaldata, torna al generatore di vapore. Anche se in realtà presenti, per non appesantire eccessivamente la rappresentazione grafica, non sono stati riportati nello schema di fig. 4.1 le componenti utilizzate per il miglioramento del rendimento del ciclo termodinamico e per il corretto funzionamento della turbina (surriscaldatori, separatori di condensa, preriscaldatori rigenerativi dell'acqua di alimento, etc.).

4.4 Disposizione dell'Impianto

La centrale è costituita da una o più unità di produzione (fig. 4.2); ciascuna di queste unità comprende: l'isola nucleare, la parte convenzionale ed i sistemi per la refrigerazione, etc. In edifici annessi alla centrale trovano posto: laboratori, officine, servizi amministrativi, centro informazioni, etc.

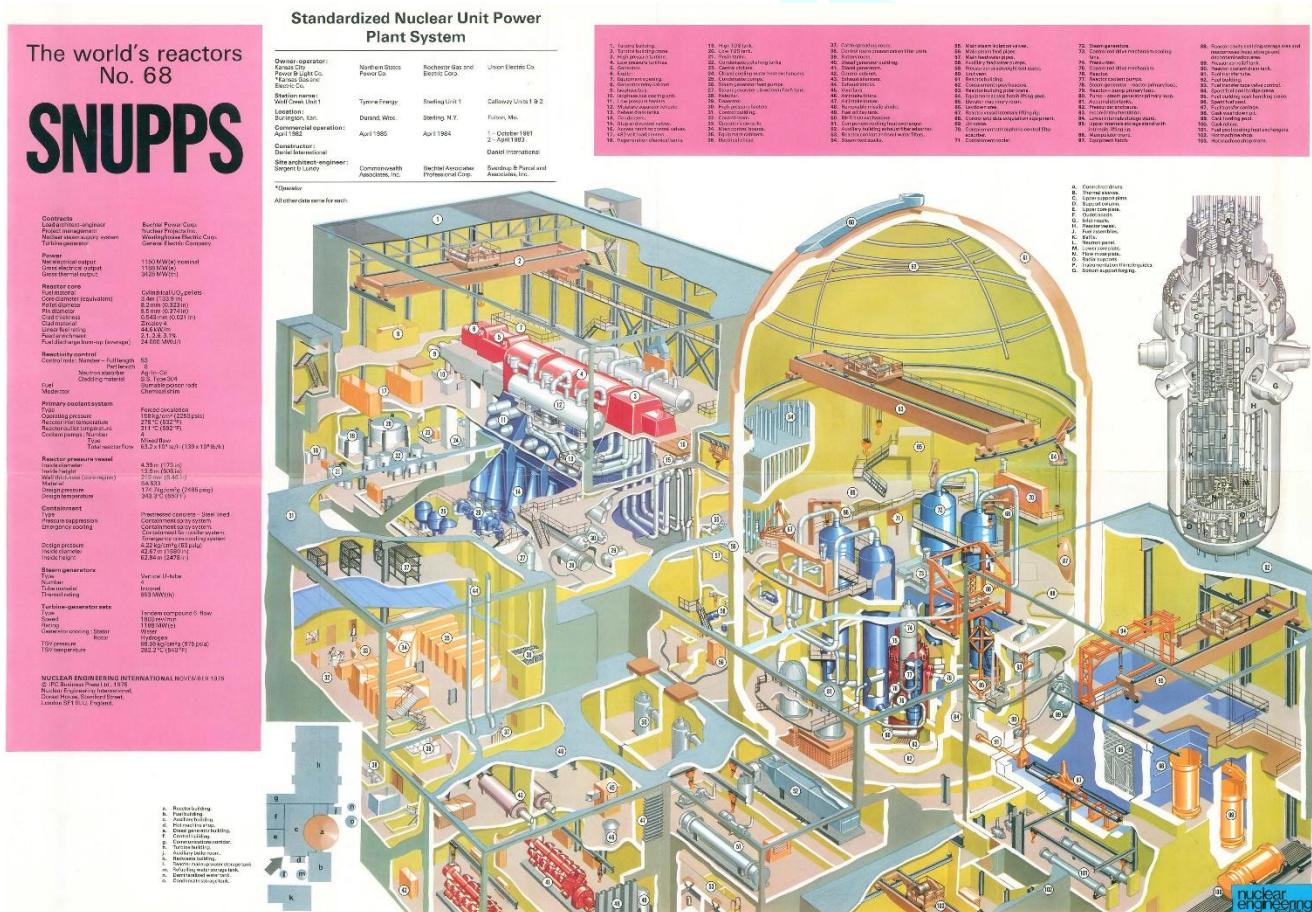


Figura 4.2 - Impianto PWR SNUPPS (Standardized Nuclear Unit Power Plant System), USA

4.4.1 Isola Nucleare (Nuclear Island)

Comprende essenzialmente la cosiddetta “caldaia nucleare” costituita:

- dal sistema primario nel suo complesso (nocciole del reattore, vessel e suoi componenti interni, circuito primario, etc.) con i relativi sistemi per la sicurezza del reattore nucleare;
 - dai circuiti per il condizionamento chimico e la regolazione dell'acqua nel circuito primario;
 - dai sistemi di refrigerazione di emergenza del nocciole;
 - dai sistemi di alimentazione elettrica;
 - dai sistemi di comando e di protezione del reattore, etc.

Alla caldaia nucleare sono associati numerosi altri sistemi e circuiti tra i quali:

- il sistema per il trattamento degli effluenti;
- il sistema di ventilazione;
- il sistema acqua servizi;
- i gruppi diesel per l'alimentazione elettrica di emergenza.

Nella fig. 4.3 è schematicamente rappresentata la disposizione generale dell'isola nucleare di un PWR “classico” della II Generazione (Framatome N4).

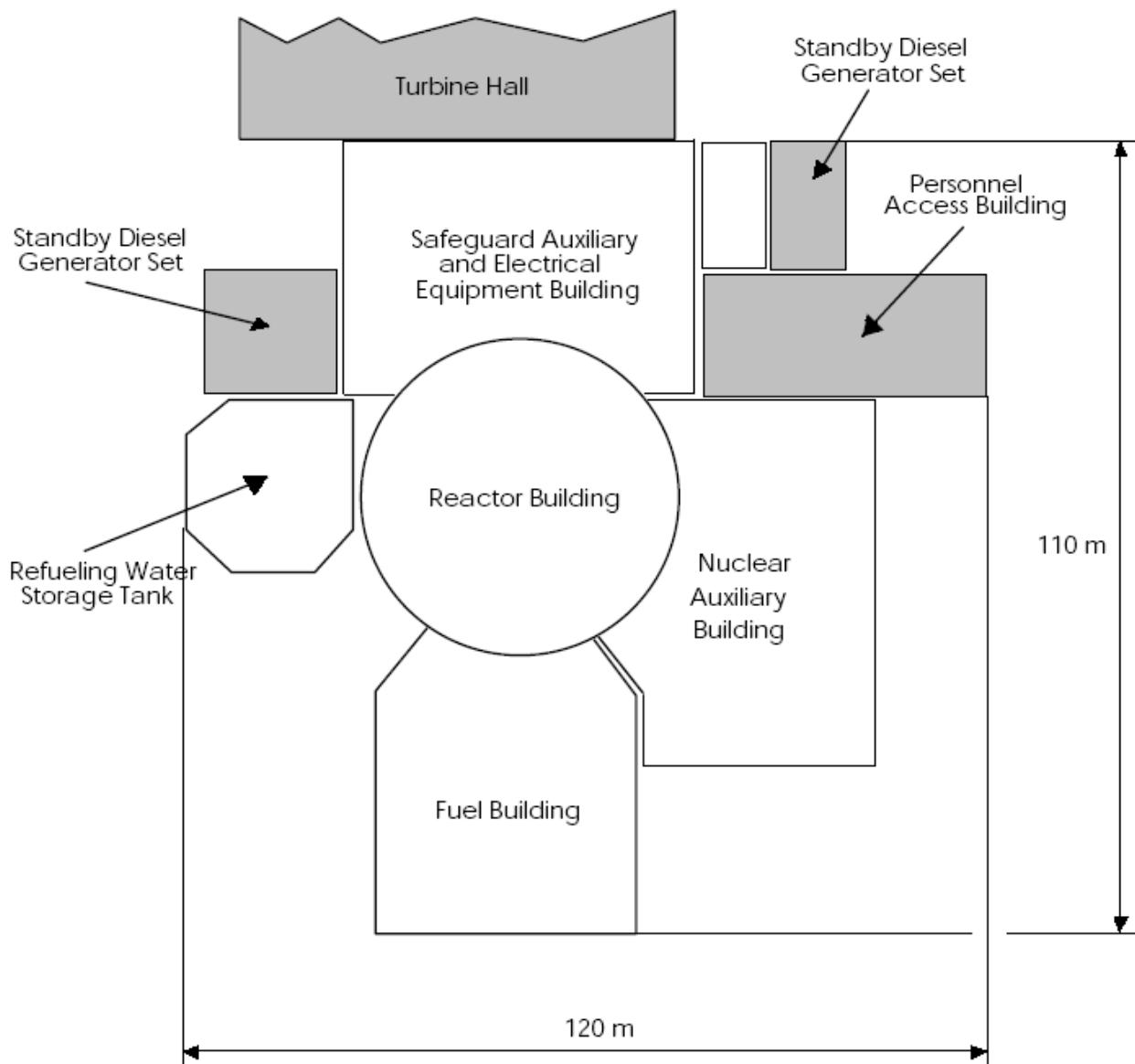


Figura 4.3 - Disposizione generale di un impianto PWR

4.4.2 - Parte Convenzionale

Comprende il gruppo turboalternatore con i suoi sistemi annessi, la stazione elettrica ed i servizi generali. L'unità di produzione nel suo complesso comprende, essenzialmente, le seguenti strutture:

- edificio reattore;
- edificio combustibile;
- edificio ausiliari del reattore;

- edificio alimentazione elettrica, comprendente anche la sala di comando e di controllo;
- sala macchine;
- edifici per i diesel di emergenza;
- opere di presa e restituzione dell’acqua di refrigerazione del condensatore;
- stazione elettrica.

4.5 Descrizione di dettaglio dell’Isola Nucleare

4.5.1 - Nocciolo del reattore

Il nocciolo è costituito da alcune centinaia di elementi di combustibile appoggiati sulla griglia di sostegno e mantenuti in posizione verticale all’interno del recipiente in pressione. I carichi (peso proprio ed azioni fluidodinamiche) trasmessi dall’elemento alla griglia di sostegno sono trasferiti attraverso il “barrel” al recipiente in pressione.

L’elemento, concepito in modo da poter alloggiare le barre di controllo a grappolo, è privo di scatola di contenimento, per cui l’acqua primaria assolve, senza alcuna differenziazione, alle funzioni di moderazione e di refrigerazione. La uniforme distribuzione del moderatore nel nocciolo evita, tra l’altro, maldistribuzioni locali del flusso neutronico termico e, quindi della potenza, al contrario di quanto può avvenire, per esempio, nei BWR. Gli elementi sono provvisti di due boccagli. Il boccaglio inferiore controlla l’afflusso del refrigerante e, nel contempo, serve come componente strutturale dell’elemento; quello superiore ha anch’esso funzioni strutturali e costituisce un “plenum” locale nel quale l’acqua “calda” proveniente dall’elemento viene raccolta e convogliata attraverso la piastra forata nel “plenum superiore” del vessel.

Per avere una migliore distribuzione radiale della potenza, tenendo conto che non possono essere utilizzate a tale scopo le barre di controllo, il nocciolo della prima carica è formato da elementi con combustibile a diverso arricchimento collocati in zone (generalmente tre) sostanzialmente concentriche. Gli elementi a più elevato arricchimento sono posizionati alla periferia del nocciolo, mentre quelli a più basso arricchimento sono sistemati nelle zone più interne. Ciò è ovviamente necessario soltanto nella fase transitoria iniziale del ciclo; a regime, infatti, con l’adozione di un ciclo del combustibile a zone con spostamenti radiali degli elementi, è possibile avere nel nocciolo combustibile con caratteristiche nucleari differenti, pur utilizzando elementi freschi aventi tutti lo stesso arricchimento.

Come già anticipato, l’acqua primaria è immessa nella parte alta del vessel ove sono localizzati i bocchelli di ingresso, percorre in deflusso discendente la cavità anulare compresa tra la parete interna del vessel e quella esterna del barrel raccogliendosi nel plenum inferiore; attraversa la calotta forata, la piastra di diffusione (se presente) e la griglia di sostegno e lambisce in flusso ascendente le barrette di combustibile provvedendo alla loro refrigerazione. All’uscita dal nocciolo, il refrigerante si raccoglie nel plenum superiore e fuoriesce dal vessel attraverso i bocchelli di uscita del barrel e del vessel stesso. L’adozione di questo percorso a prima vista tortuoso del fluido refrigerante permette di ottenere una serie di vantaggi:

- Grazie alla presenza di acqua “fredda” nell’intercapedine fra il vessel ed il barrel, a parità di caratteristiche operative del nocciolo, la parete interna del vessel stesso (che è l’elemento che deve garantire la funzione contenitiva di recipiente in pressione) è mantenuta ad una temperatura più bassa e sottoposta ad un flusso neutronico di minore intensità e con spettro meno duro (grazie all’effetto di cattura, di rallentamento e/o di riflessione dei neutroni in uscita dal core ad opera dell’acqua stessa)
- La scelta di avere i bocchelli di ingresso e di uscita ad un livello più alto della parte superiore del nocciolo permette di non avere penetrazioni nella zona inferiore del vessel (i.e. dal core in giù), garantendo così che, in caso di perdita da una qualsiasi tubazione del circuito primario, la parte del vessel che contiene il core (che, va ricordato, è volutamente quella posta più in basso

dell'intero primario) sia l'ultima a svuotarsi (facilitando di conseguenza il raggiungimento dell'obiettivo di mantenere il nocciolo allagato in tutte le condizioni operative ed incidentali)

- La presenza di un plenum superiore e del downcomer inferiore permette una migliore omogeneizzazione del fluido refrigerante sia prima dell'ingresso nel core che prima dell'ingresso nelle tubazioni del ramo “caldo” del primario

La velocità del refrigerante nel nocciolo è pari a circa 3÷4 m/s e l'aumento della sua temperatura nell'attraversamento del nocciolo medesimo è pari, come già anticipato, a circa 30÷40 °C.

Le barre di controllo assolvono, essenzialmente, alle seguenti funzioni:

- controllo delle variazioni di reattività a breve termine;
- adeguamento della potenza dell'impianto alle richieste della rete;
- spegnimento rapido del reattore.

Ciascuna “barra” di controllo è in realtà costituita da un gruppo di barrette, aventi approssimativamente le stesse dimensioni delle barrette di combustibile, appese ad una struttura di collegamento a forma di “ragno” (spider) accoppiata ad un'asta. Quest'ultima può essere spostata in direzione verticale attraverso il proprio meccanismo di comando a martinetto magnetico, montato sulla testa del vessel. La reattività viene variata mediante estrazione o inserzione controllata delle barre nel nocciolo. Le barrette scorrono all'interno dei tubi guida che fanno parte integrante dell'elemento di combustibile stesso. Per lo spegnimento rapido del reattore è sufficiente disattivare i tre gruppi di spire del meccanismo di comando. In queste condizioni l'inserimento della barra è affidato soltanto alla gravità. Il meccanismo di controllo delle barre è quindi di tipo “fail-safe”: in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica le spire si smagnetizzano e le barre vengono inserite per gravità.

I tubi guida delle barre di controllo sono isolati nel tratto sottostante la piastra superiore per facilitare (quando le barre sono estratte) l'ingresso di acqua che evita eccessive differenze di pressione fra interno ed esterno, ristagni, accumuli di materiale radioattivo, etc. Comunque, all'estrazione delle barre di controllo, i tubi guida non vengono riempiti solo da acqua ma, almeno parzialmente, da opportune strutture con lo scopo di evitare un eccessivo picco di moderazione.

La compensazione della reattività a medio e lungo termine viene operata nella prima carica utilizzando veleni bruciabili, oltre che, naturalmente, variando la concentrazione del veleno (acido borico) in soluzione nel moderatore.

Nella fig. 4.4 è riportata in forma schematica la spaccato di un reattore PWR.

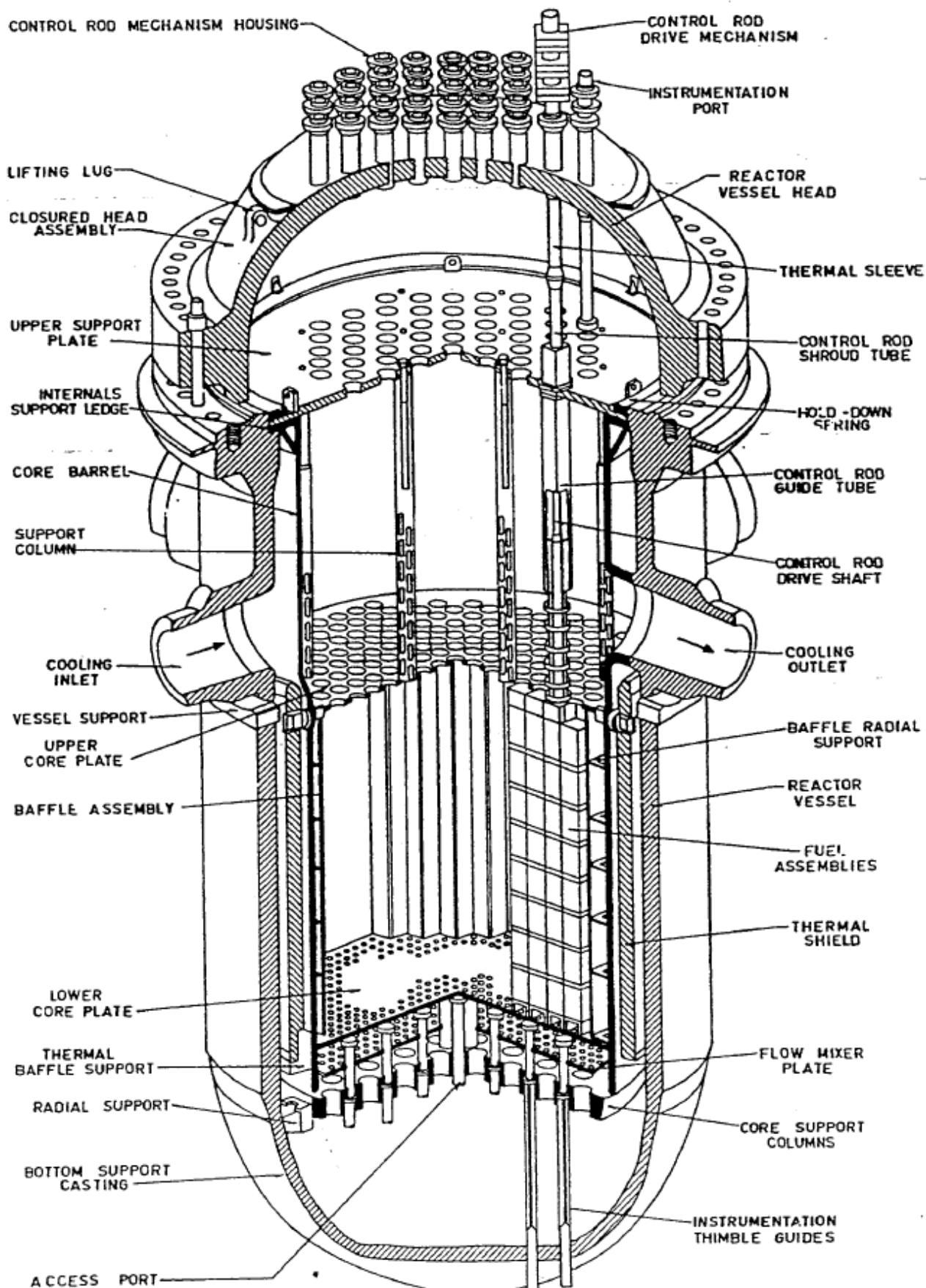


Figura 4.4 - Spaccato del vessel di un PWR

4.5.2 - Elemento di combustibile

L'elemento di combustibile è formato da un insieme di barrette, ciascuna delle quali, come già anticipato, è costituita da un tubo in Zircaloy-4 (guaina), chiuso alle due estremità con tappi saldati, contenente pastiglie di UO_2 a relativamente basso arricchimento ($\approx 3\div 5\%$). Le pastiglie sono ottenute per sinterizzazione di polveri di UO_2 di diversa granulometria, dopo pressatura a freddo. La densità iniziale delle pastiglie è pari a circa il 95% di quella teorica (per permettere una parziale ritenzione dei prodotti di fissione gassosi già all'interno delle pastiglie stesse). Le facce delle pastiglie presentano un incavo (dishing) che consente alle stesse di seguire la maggiore espansione assiale della parte centrale, mantenendo il contatto tra loro nella parte più esterna dove più bassa è la temperatura.

Nella zona superiore della barretta è lasciato un volume libero, non occupato dalle pastiglie (gas plenum) per la raccolta dei gas di fissione rilasciati dal combustibile durante il funzionamento. Il volume del plenum è pari a circa il 5% del volume complessivo della barretta. Per ridurre la temperatura, e quindi la pressione dei gas nel plenum, si è soliti inserire al termine della colonna attiva una pastiglia di materiale non fissile, per esempio, allumina sinterizzata. Una molla elicoidale è collocata tra quest'ultima pastiglia e la faccia inferiore del tappo superiore per mantenere il posizionamento delle pellet durante il trasporto dell'elemento, assorbendo al contempo durante il funzionamento del reattore le inevitabili dilatazioni assiali senza però provocare l'insorgere di tensioni aggiuntive.

Il collegamento tra le pastiglie e la guaina è del tipo "free standing"; la sola guaina deve essere pertanto in grado di sopportare i carichi derivanti dalla differenza di pressione tra il fluido primario ed i gas in essa contenuti. Per ridurre tale differenza che, all'inizio della vita, risulterebbe particolarmente elevata (anche 160 kg/cm^2), le barrette vengono riempite durante il processo di fabbricazione con elio a pressione relativamente elevata ($20\div 30 \text{ kg/cm}^2$). Ciò consente, peraltro, di verificare con certezza e semplicità il grado di tenuta della guaina dopo la costruzione e di migliorare (principalmente ad inizio vita) le condizioni di scambio termico fra le pellet e la camicia.

L'elemento di combustibile è costituito, nella maggior parte dei casi, da 264 barrette combustibili disposte secondo un reticolo a passo quadrato 17×17 . Le altre posizioni sono occupate da:

- 24 tubi in Zircaloy-4 per la guida delle barre di controllo;
- 1 tubo centrale per l'alloggiamento del sistema di strumentazione del nocciolo.

Il corretto posizionamento delle barrette di combustibile è assicurato dalla presenza di grigliette distanziatrici poste ad intervalli regolari in senso longitudinale. Le grigliette sono dotate di elementi elastici che consentono lo spostamento delle barrette in direzione assiale, ma ne limitano quelli in direzione trasversale; sono connesse alle barrette stesse mediante tre soli punti di contatto (giunzione a "trifoglio") per minimizzare l'insorgenza potenziale di fenomeni di stress corrosion. I tubi guida delle barre di controllo sono collegati ai boccagli inferiori e superiori dell'elemento ed alle grigliette distanziatrici; si realizza in tal modo una adeguata struttura di sostegno dell'elemento, anche senza la presenza della scatola di contenimento. Come già anticipato, i due boccagli, oltre alle funzioni strutturali suddette, hanno anche lo scopo di regolare l'afflusso del refrigerante (boccaglio inferiore) e di raccogliere e convogliare nel plenum superiore del vessel l'acqua primaria in uscita dall'elemento.

L'elemento sopra indicato ha sostituito quello analogo con reticolo 15×15 per molto tempo impiegato nei reattori PWR (le motivazioni che hanno consigliato l'adozione del nuovo elemento sono le stesse che hanno portato alla sostituzione nei BWR dell'elemento 7×7 con quello 8×8 , vedi anche Cap. 5): il nuovo elemento è caratterizzato da un aumento del numero di barrette e della superficie di scambio termico dell'ordine, rispettivamente, del 30% e del 25%. Le barrette hanno diametro minore in modo da mantenere immutate le dimensioni trasversali dell'elemento stesso. La modifica apportata ha come conseguenza una riduzione, a parità di potenza del nocciolo, della potenza specifica lineare e del flusso termico superficiale dello stesso ordine di quello prima indicato.

Le conseguenze di queste riduzioni sono molteplici ed i benefici relativi afferiscono sia alla sicurezza del nocciolo, sia al comportamento dell'elemento durante il normale funzionamento.

Per quanto attiene alla sicurezza, i vantaggi sono essenzialmente relativi alle condizioni in cui l'elemento verrebbe a trovarsi durante il transitorio conseguente ad un LOCA (Loss Of Coolant Accident). Per il nuovo elemento, infatti, si ha un abbassamento di circa 276 °C (500 °F) della temperatura massima della camicia rispetto a quella che si sarebbe raggiunta nell'elemento 15x15. La diminuzione del flusso termico superficiale porta ad un aumento, valutabile intorno al 15%, del margine di sicurezza alla crisi termica. La diminuzione a regime della temperatura massima del combustibile, conseguente all'abbassamento della potenza specifica lineare ha, peraltro, effetti benefici non trascurabili sul comportamento in esercizio dell'elemento stesso. Dalla suddetta diminuzione della temperatura deriva inoltre una riduzione della frazione dei prodotti di fissione rilasciati che, a pari valore del burnup e della pressione a fine vita all'interno della barretta, consente di aumentare la pressione iniziale dell'elio e, conseguentemente, il tempo necessario per rendere significativa l'interazione fra combustibile ed incamiciatura.

Infine, riducendosi la quantità dei prodotti di fissione raccolti all'interno della barretta, sono minori le conseguenze derivanti dal loro rilascio dalla camicia nel caso di lesioni della medesima.

Per proteggere le barrette di combustibile è comune, prima della messa in opera, un preriscaldamento in autoclave che permette la formazione di uno strato di ossido nero aderente che passivizza la barretta stessa; in condizioni nominali, tale strato rallenta fortemente l'ulteriore ossidazione.

Nella fig. 4.5 è rappresentato in forma schematica l'elemento di combustibile di un PWR.

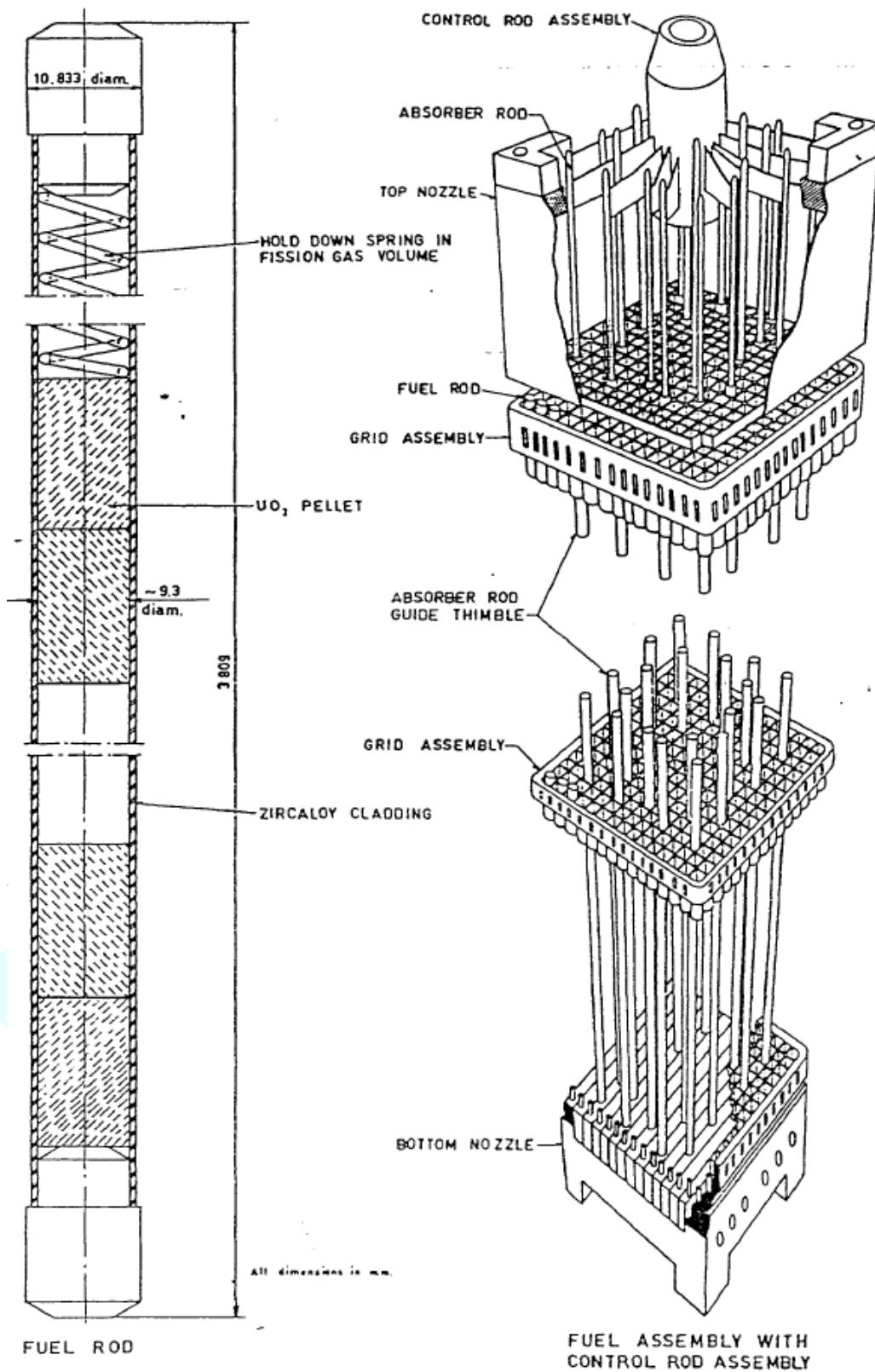


Figura 4.5 – Barretta ed elemento di combustibile di un PWR

4.5.3 - Componenti Interne al Recipiente in Pressione

Alle componenti interne al recipiente in pressione (internals) sono affidate principalmente le seguenti funzioni:

- Supportare il nocciolo del reattore ed assicurare il corretto posizionamento degli elementi di combustibile

- Limitare gli spostamenti radiali degli elementi in modo da garantire un sostanziale allineamento tra gli stessi ed il sistema di comando delle barre di controllo
- Assicurare la corretta distribuzione del fluido refrigerante
- Provvedere alla riduzione dell’irraggiamento gamma e neutronico del vessel
- Garantire la disponibilità di opportune strutture tra gli elementi di combustibile ed il fondo del vessel per il passaggio dei cavi del sistema di strumentazione del nocciolo
- Consentire il posizionamento di capsule contenenti i campioni da prelevare e sottoporre a prova in attuazione del programma di sorveglianza

Tutte le componenti interne, realizzate in acciaio inossidabile di tipo austenitico, sono classificate in classe I e livello di qualità 1. Le parti principali degli internals sono:

- La struttura inferiore di sostegno del nocciolo, comprendente:
 - il “barrel” appoggiato sulla faccia superiore della flangia del vessel e dotato nella parte inferiore di supporti radiali che consentono allo stesso spostamenti assiali, ma ne limitano quelli trasversali
 - la piastra inferiore sulla quale si appoggiano gli elementi di combustibile; i carichi conseguenti sono trasmessi dalla piastra al barrel e, quindi, al recipiente in pressione
 - i deflettori (“baffle assembly”), posti all’interno del barrel che limitano la portata del refrigerante all’esterno del nocciolo (bypass)
 - i tubi per il passaggio e la protezione dei componenti del sistema di strumentazione del nocciolo
- Nella zona compresa tra la faccia superiore del piastrone forato del barrel e quella inferiore della piastra di sostegno del nocciolo è collegata un’altra piastra forata che consente di ottenere una più uniforme distribuzione della portata del refrigerante all’ingresso del nocciolo
- La struttura superiore di sostegno del nocciolo, localizzata al di sopra del nocciolo stesso. Questa struttura comprende:
 - la piastra superiore che appoggia direttamente sugli elementi del combustibile
 - la piastra di sostegno dei tubi di guida e di protezione delle aste di comando delle barre di controllo
 - le colonne di supporto che garantiscono il collegamento tra le due piastre sopra indicate

La struttura superiore suddetta viene rimossa per consentire le operazioni di refueling. Anche la struttura inferiore può essere estratta, dopo la rimozione del core, quando si voglia procedere alla ispezione del recipiente in pressione. Gli internals che devono essere estratti durante il refueling vengono stoccati in apposite piscine (per evitare, tra l’altro, contaminazioni).

Per tutti gli internals vanno attentamente considerati, in fase di progettazione, le sollecitazioni sismiche.

Nella precedente fig. 4.4 sono riportate in forma schematica le componenti interne al recipiente in pressione di un PWR.

4.5.4 - Sistema di Raffreddamento Primario

Il sistema di raffreddamento primario costituisce la struttura di confinamento del refrigerante primario. A tale sistema sono affidate principalmente le seguenti funzioni:

- trasferimento del calore dal nocciolo del reattore ai generatori di vapore;
- controllo della reattività mediante variazione della concentrazione del boro, congiuntamente all’azionamento delle barre di controllo;
- controllo della pressione del fluido primario.

Le componenti fondamentali che costituiscono il sistema sono:

- Il recipiente in pressione
- Il pressurizzatore
- I diversi rami del circuito primario, ciascuno dei quali comprende:
 - le tubazioni di collegamento
 - il generatore di vapore
 - la pompa di circolazione

4.5.4.1 - Recipiente in Pressione (Vessel)

Il recipiente in pressione che contiene il nocciolo del reattore, può essere considerato il componente principale del sistema di refrigerazione primario. Per un PWR “classico” (II Generazione) da 1000 MW_e ha un diametro di circa 4 m. I suoi scopi sono:

- sostenere e mantenere nella giusta posizione il nocciolo del reattore, le componenti interne ed i meccanismi di comando delle barre di controllo;
- assicurare una completa tenuta del fluido primario;
- contribuire alla protezione dalle radiazioni.

Il vessel è un recipiente cilindrico, con fondo emisferico o policentrico, provvisto di una testata di chiusura semisferica rimovibile. Esso è progettato prendendo a riferimento i carichi relativi a tutte le condizioni operative dell'impianto (coerentemente con la classificazione per esso adottata: classe I, livello di qualità 1) nel rispetto di specifiche normative disponibili al riguardo (e.g. ASME Section III). È ottenuto mediante saldatura di elementi semilavorati. Le operazioni di saldatura, i trattamenti termici connessi ed i controlli conseguenti sono eseguiti all'interno dell'officina prima del suo trasporto nel cantiere. Il recipiente in pressione consiste di una flangia forgiata, di una parete cilindrica formata da più anelli sovrapposti e di un fondo. All'anello superiore del recipiente sono saldati i bocchelli per l'ingresso e l'uscita del fluido refrigerante.

La testata di chiusura è costituita, come anticipato, da una testa semisferica forgiata a caldo saldata ad una flangia sulla quale sono praticati i fori per il passaggio dei prigionieri utilizzati per il collegamento della testata stessa alla flangia del recipiente. Sulla testa sono presenti numerosi fori attorno ai quali sono saldati gli adattatori necessari per la sistemazione dei meccanismi di comando delle barre di controllo e per il passaggio dei cavi della strumentazione termica.

Oppunti organi (2 O-rings metallici concentrici) disposti tra la faccia superiore della flangia del recipiente e quella inferiore della flangia del coperchio assicurano la tenuta del complesso. Tali guarnizioni sono anelli cavi di acciaio inox che si deformano adagiandosi sulle sedi in modo da ricalcarne le asperità oppure anelli pieni rivestiti di materiali più morbidi in modo da permetterne comunque un analogo comportamento. A volte fra prima e seconda guarnizione è presente una tubazione collegata ad una pompa a vuoto che crea una depressione e che (per mezzo di un rivelatore) permette la segnalazione di eventuali perdite dalla prima guarnizione preventivamente a potenziali perdite anche dalla seconda.

Il vessel è generalmente realizzato in acciaio ferritico (migliore resistenza all'irraggiamento neutronico). La zona di contatto fra vessel e coperchio è di inconel, lega costosa ma ad alta resistenza. Tutte le superfici del recipiente e della testa che possono venire a contatto con il fluido primario sono rivestite con acciaio inossidabile (austenitico) riportato per saldatura.

Le prove eseguite periodicamente su campioni dello stesso materiale impiegato per la costruzione del recipiente sistemati al suo interno in prossimità del nocciolo, consentono la determinazione delle variazioni delle caratteristiche meccaniche del materiale per effetto dell'irraggiamento neutronico.

Come già parzialmente anticipato, nei PWR la piastra per il centraggio delle barrette non ha anche funzioni strutturali di sostegno (in quanto precaricata in modo da scaricare il peso su un'ulteriore piastra posta più basso); il motivo della presenza della doppia piastra è che così su quella di centraggio si “scarica” solo il danneggiamento da radiazioni (e buona parte del carico termico) mentre su quella di sostegno soltanto (o quasi) i carichi strutturali.

Il vessel è concepito cercando di evitare saldature in corrispondenza del core (e quindi sia tutte quelle longitudinali che quelle circonferenziali all'altezza del core stesso) sulle quali potrebbe risentirsi eccessivamente l'effetto dell'fragilimento neutronico.

All'interno del vessel è di norma presente lo schermo termico (che, a seconda delle realizzazioni, può avere forme diverse) che può anche assolvere alla funzione di schermo neutronico; tale schermo è appoggiato su apposite mensole circonferenziali sporgenti internamente al vessel stesso. Esistono schermi termici integrali o costituiti da più piastre non collegate fra loro e poste in corrispondenza dei punti del core più vicini al vessel; questa seconda soluzione costituisce un sistema più leggero, economico ed efficace (si uniformizza maggiormente il flusso sul vessel).

La zona di collegamento fra i bocchelli (facenti parte del vessel e quindi di acciaio al carbonio) e le tubazioni (di acciaio inox) è costituita da inconel o acciaio austenitico (inox); per evitare che la zona di transizione in prossimità delle saldature sia eccessivamente soggetta a formazione di carburi e perdita delle sue caratteristiche, la saldatura fra bocchelli e parte (manicotto) in inconel/acciaio inox è effettuata in officina (e subisce così tutti i trattamenti termici controllati a cui è sottoposto il vessel) mentre quella fra quest'ultima e le tubazioni è fatta in cantiere (essendo però meno delicata perché entrambi i materiali sono inossidabili e di matrice austenitica e quindi meno soggetti al fenomeno della formazione di carburi a seguito del processo di saldatura stesso).

4.5.4.2 - Generatore di Vapore

Il generatore di vapore (Steam Generator, SG) è l'elemento di interfaccia fra l'isola nucleare e la parte convenzionale dell'impianto. I generatori di vapore impiegati nei PWR (soprattutto dopo l'incidente di TMI, vedi par. 4.9) sono normalmente del tipo a tubi ad U e sono collocati con asse verticale attorno al recipiente in pressione. Ciascun generatore è costituito:

- da un mantello formato da due gusci cilindrici di diverso diametro, raccordati con un elemento troncoconico, chiuso nella parte superiore da una calotta policentrica;
- dalla testa semisferica inferiore contenente i bocchelli di ingresso e di uscita del refrigerante primario.

La parte interna della testa è divisa da due porzioni mediante un setto realizzato congiuntamente alla testa stessa. All'interno del mantello è sistemato il fascio tubiero. Le parti terminali dei tubi sono mandrine sulla piastra tubiera che viene stretta tra le flange del mantello e della testa. La spaziatura tra i tubi viene garantita da piastre forate collegate all'involucro dal fascio tubiero. Al di sopra del fascio sono sistemati il separatore di vapore e gli essiccatori. L'acqua primaria entra ed esce attraverso i bocchelli situati nella testa, dopo essere passata all'interno dei tubi del fascio.

In maniera simile a quanto avviene nel vessel (e per motivi parzialmente analoghi), l'acqua di alimento entra nel generatore da un bocchello disposto al di sopra dei tubi e scorre verso il basso nell'intercapedine compresa tra il mantello e l'involucro dei tubi, mescolandosi con l'acqua di ricircolo proveniente dai separatori di vapore. Nella parte bassa del generatore, immediatamente al di sopra della piastra, l'acqua secondaria è avviata radialmente nella zona contenente il fascio tubiero; sale quindi attraverso il fascio e, in uscita da questo, la miscela di acqua e vapore è avviata al separatore di vapore. Il vapore passa quindi negli essiccatori e fuoriesce dal generatore attraverso il bocchello situato sul coperchio. L'acqua in uscita dal separatore ricircola all'interno del generatore, mescolandosi con quella di alimento. Il vapore in uscita dal generatore ha generalmente un titolo non inferiore al 99.75%.

Il mantello e la testa del generatore sono realizzati in acciaio al carbonio debolmente legato. La superficie interna della testa, a contatto con il fluido primario è placcata con acciaio inossidabile. La piastra tubiera ed i tubi sono di inconel, mentre le piastre guida dei tubi sono realizzate in acciaio inossidabile.

Le griglie che tengono in posizione i tubi (fig. 4.6) hanno generalmente fori a "trifoglio" o a "quadrifoglio" (fig. 4.7) in modo da entrare in contatto con essi solo in un numero limitato di punti (minimizzando così il rischio di ingenerare stati di tensione supplementare).

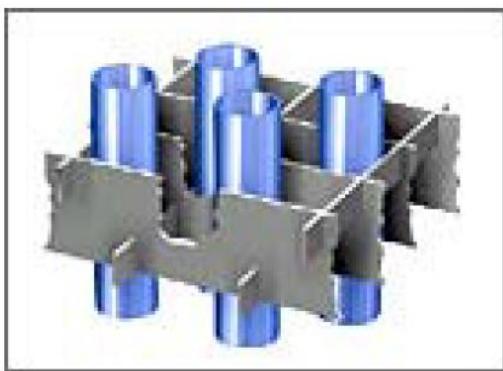


Figura 4.6 - Griglie distanziatrici dei tubi ad U

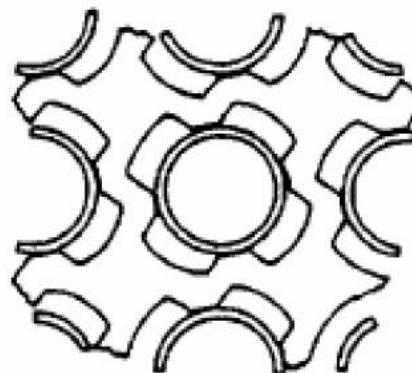


Figura 4.7 - Collegamenti piastra/tubo a “trifoglio” od a “quadrifoglio”

I generatori di vapore in un PWR sono separati l’uno dall’altro da strutture in cemento armato: sono compartmentati (come del resto lo è anche il pressurizzatore) e realizzati in modo che l’eventuale guasto/rottura di uno non influenzi gli altri.

Le condizioni di vincolo sono tali da garantire, in seguito alla dilatazione delle tubazioni, lo spostamento dell’intero generatore di vapore.

Nella fig. 4.8 è rappresentato in forma schematica un generatore di vapore di un PWR.

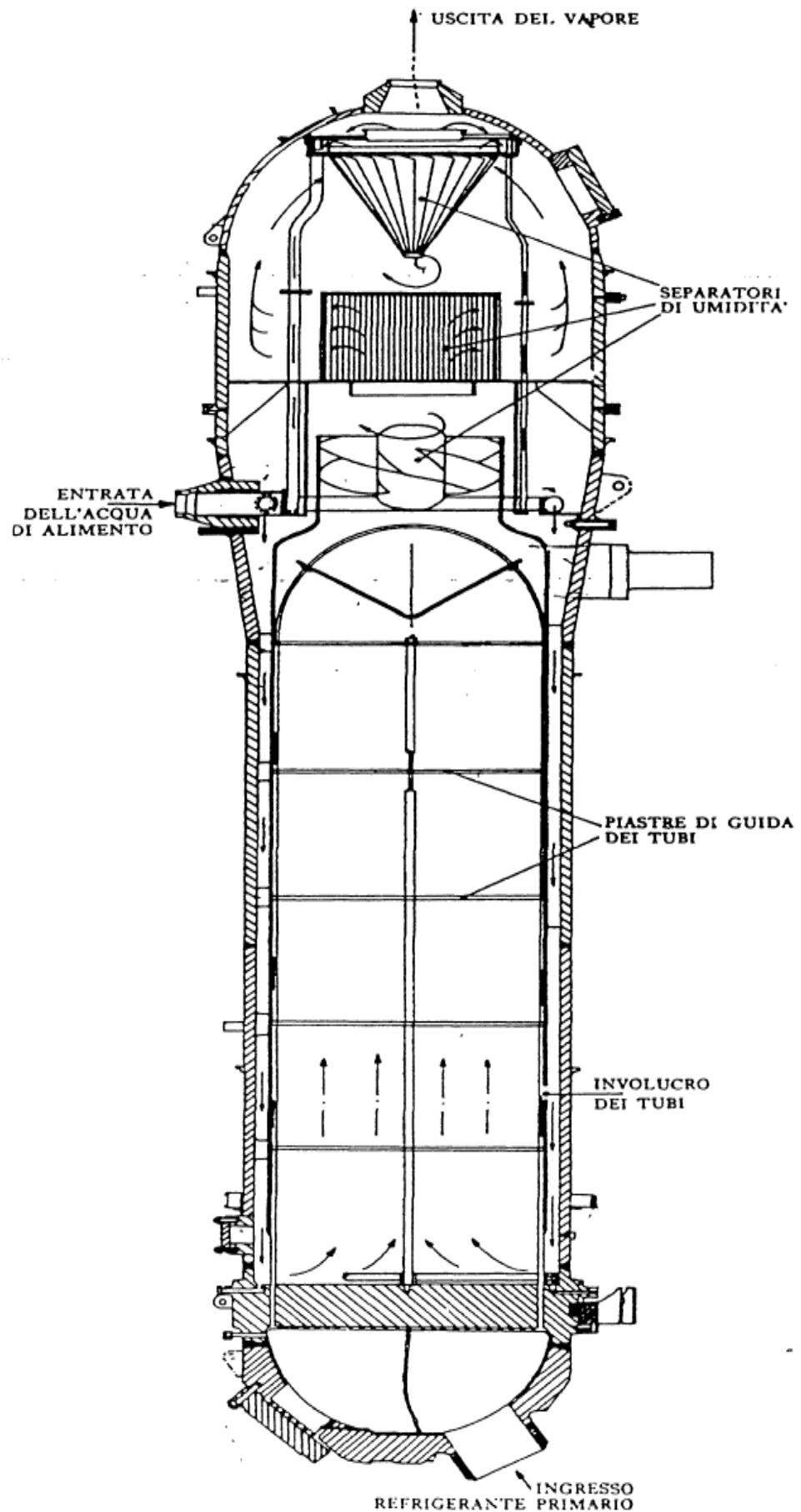


Figura 4.8 - Generatore di vapore di un PWR

Gli attuali generatori di vapore per PWR sono soggetti a diversi meccanismi di degradazione tali da rendere necessarie periodiche operazioni di ispezione, manutenzione e riparazione: storicamente il generatore di vapore è infatti considerato il più “fastidioso” tra i principali componenti dei PWR commerciali sparsi per il mondo. I tubi ad U hanno infatti un'estensione complessiva dell'ordine dei Km, diametri dell'ordine di 2÷3 cm e spessori di 1÷2 mm: costituiscono quindi uno degli elementi più delicati dell'intero impianto.

Varie sono le tecniche non distruttive (NDT) di rilevazione di difetti sui tubi di un generatore di vapore (fig. 4.9) che possono permettere di evidenziare il degrado di un tubo prima della sua fessurazione vera e propria (abbastanza facilmente evidenziabile per mezzo di un monitoraggio radiologico dell'acqua secondaria).

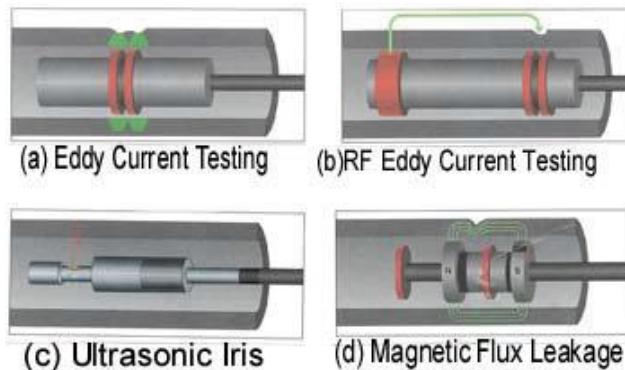


Figura 4.9 - NDT per la rilevazione precoce di difetti sulle tubazioni

Nei generatori di vapore il maggior numero di guasti si ha quindi nei tubi o all'incastro (in basso) o nei punti in cui sono inseriti nelle piastre distanziatrici (principalmente a causa di corrosione per attrito), come schematicamente illustrato in fig. 4.10.

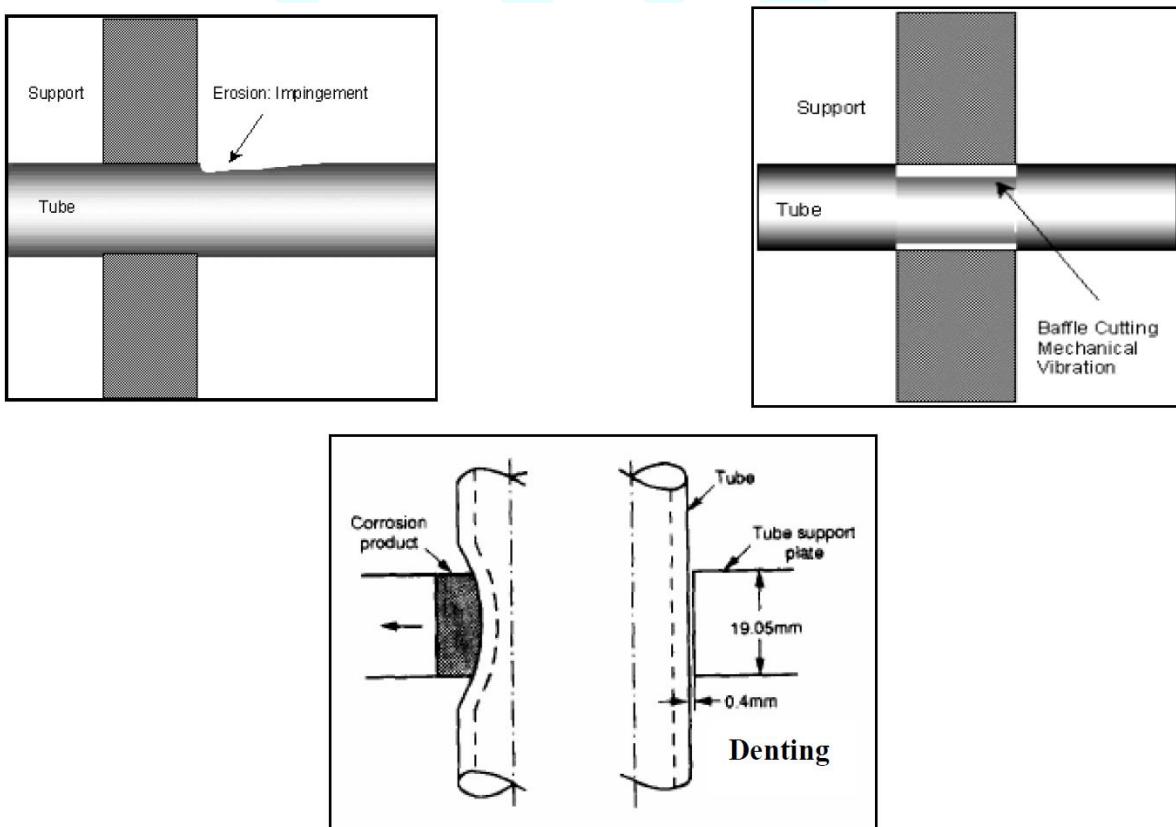


Figura 4.10 - Rappresentazione di alcuni problemi di degradazioni dei tubi in corrispondenza della piastra tubiera

Spesso i tubi tendono a rompersi in vicinanza della piastra tubiera anche per problemi di stress corrosion a seguito del deposito di impurità (fig. 4.11).

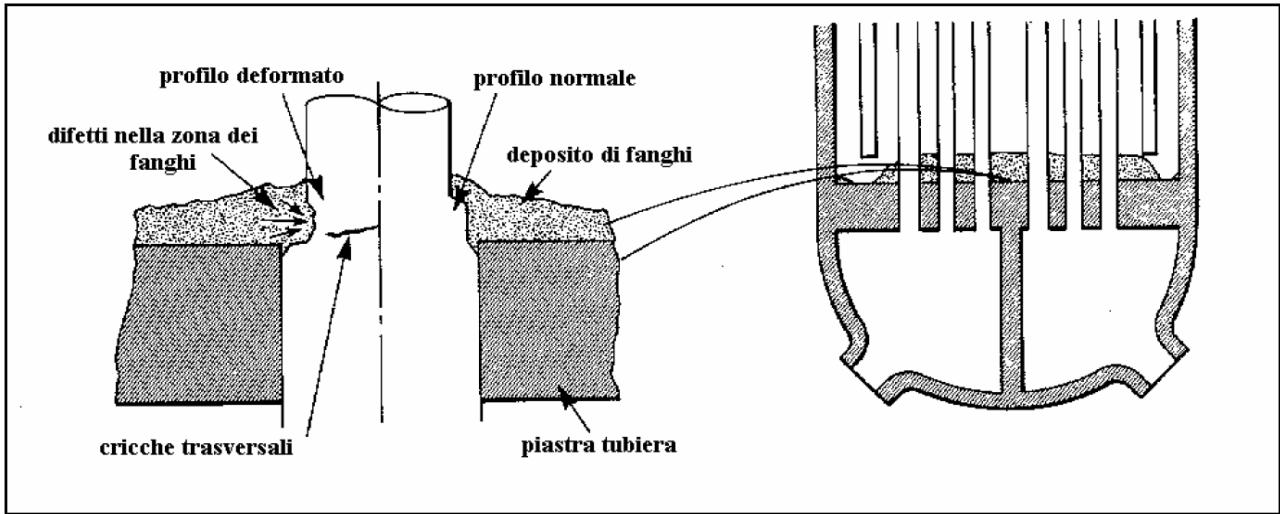


Figura 4.11 - Danneggiamento dei tubi in corrispondenza della piastra tubiera a seguito del deposito di fanghi

Le maggiori sollecitazioni dinamiche a cui i tubi sono sottoposti più che essere di origine termica (ovviamente tradizionale e non da γ -heating) sono invece legate alle vibrazioni sia durante il normale funzionamento (passaggio del fluido sull'esterno reso turbolento da appositi setti per massimizzare lo scambio termico) che in condizioni incidentali (e.g. sismi).

Va anche rilevato che le perdite o le condizioni di degrado dei tubi del condensatore possono contaminare l'acqua del circuito secondario ed inasprire così fenomeni indesiderati sui tubi del generatore di vapore. Opportuni accorgimenti sulla scelta dei materiali per il condensatore (e.g. tubi in titanio), più sofisticate apparecchiature di rilevazione delle perdite ed un miglior controllo della chimica dell'acqua, possono minimizzare i problemi relativi al condensatore e quelli associati al generatore.

Le problematiche legate alle diverse tipologie di degradazione dei tubi nei generatori di vapore (mostrate nel dettaglio in fig. 4.12 e riassunte in tab. 4.2) hanno avuto un significativo impatto sull'esercizio dei PWR. Come conseguenza si è resa necessaria un scelta di compromesso tra il continuare ad esercire con generatori di vapore degradati con più alti costi di gestione e manutenzione, una più alta esposizione del personale alle radiazioni e maggiori rischi di forzati fuori servizio e la sostituzione completa del componente difettoso.

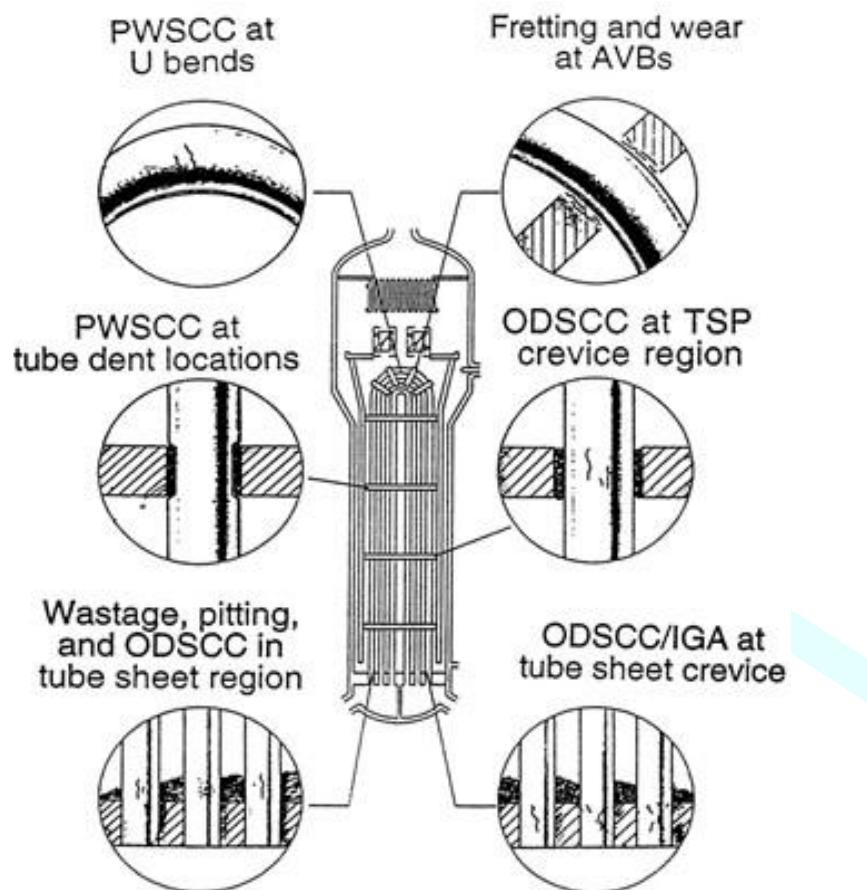


Figura 4.12 - Rappresentazione schematica di un generatore di vapore e dei suoi meccanismi di danneggiamento

Type of Degradation	Definition
Denting	The physical deformation of the Inconel Alloy 600 tubes as they pass through the support plate. Caused by a buildup of corrosive material in the space between the tube and the plate.
Fatigue cracking	Caused by tube vibration.
Fretting	The wearing of tubes in their supports due to flow induced vibration.
Intergranular attack/stress-corrosion cracking (outside diameter)	Caused when tube material is attacked by chemical impurities from the secondary-loop water. It occurs primarily within tube sheet crevices and other areas where impurities concentrate.
Pitting	The result of local breakdown in the protective film on the tube. Active corrosion occurs at the site of breakdown.
Stress-corrosion cracking (inside diameter)	Cracking of steam generator tubes occurring at the tangent point and apex of U-bend tubes, at the tube sheet roll transition, and in tube dents. It occurs when Inconel Alloy 600 tubing is exposed to primary-loop water.
Tube wear	A thinning of tubes caused by contact with support structures either as the tubes vibrate or as feedwater entering the vessel impinges on the tube bundle at that location.
Wastage	A general corrosion caused by chemical attack from acid phosphate residues in areas of low water flow.

Tabella 4.2 - Principali meccanismi di danneggiamento dei generatori di vapore

Diverse strategie sono adottate per minimizzare i problemi di degrado e prolungare la vita dei generatori di vapore. Come già parzialmente anticipato, un più attento controllo della chimica delle

acque¹ e periodici lavaggi chimici² sono usati per ridurre il numero di rotture e limitare, se possibile, le operazioni di plugging (i.e. tappare i tubi rotti³) e sleeving (i.e. inguainarli⁴, fig. 4.13). Allorquando si arrivi alla rottura di un tubo, i rimedi comunemente adottati sono proprio questi ultimi due.

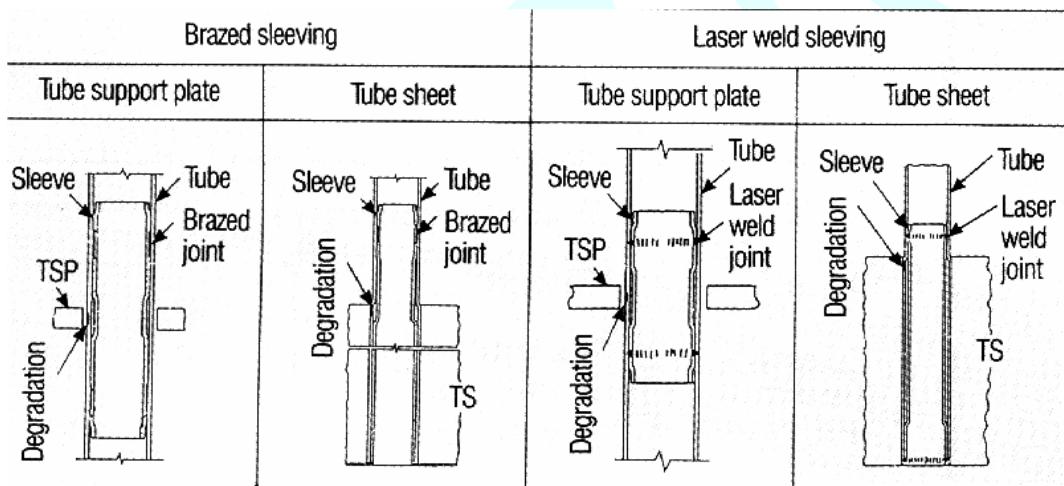


Figura 4.13 - Tecniche di sleeving

La completa sostituzione di un generatore di vapore può risultare in alcuni casi una scelta economicamente vantaggiosa. Come già parzialmente evidenziato, un generatore con estesi problemi di degrado sui tubi può infatti portare a costi extra per le seguenti ragioni:

- ispezione frequente dei tubi e monitoraggio delle perdite;
- manutenzione e riparazione (plugging e sleeving);
- controllo della chimica dell'acqua;

¹ Varie sono le ragioni di formazione di difetti o rotture sui tubi ma senza ombra di dubbio un notevole contributo è fornito dalle impurezze o dal particolato contenuto nell'acqua del circuito secondario che si deposita formando uno strato di fanghiglia. Anche un'acqua eccessivamente basica o acida oppure eccessivamente ossidante o riducente può favorire i processi corrosivi.

² Gli accumuli di fanghi e di prodotti di corrosione all'esterno dei tubi (essenzialmente magnetite e composti del rame), specialmente alle connessioni con la piastra tubiera e le piastre di supporto, sono responsabili di varie forme di degrado, incluse la fessurazione per corrosione sotto tensione e l'attacco intergranulare. Metodi di lavaggio di natura puramente meccanica (come flussi di acqua in pressione) o di natura puramente chimica (come bagni di acido borico fuori funzionamento od aggiunta di acido borico in esercizio) sono impiegati per ridurre la formazione di depositi e mitigare o rallentare i processi di degradazione.

³ In generale il 15÷20% dei tubi potrebbe dover essere tappato prima che si renda necessaria l'operazione di sostituzione dell'intero generatore. Un eccessivo numero di tubi tappati impedisce un corretto efflusso di refrigerante e questo potrebbe richiedere una significativa riduzione nella potenza generata. I generatori di vapore sono comunque progettati per avere un numero di tubi in eccesso, perciò vengono generalmente sottoposti al plugging quando iniziano a degradarsi. Una volta che un certo numero di tubi è stato messo fuori servizio, l'esercente potrebbe decidere di inguainare i tubi inclusi quelli che inizialmente erano stati tappati.

⁴ L'operazione di incamiciatura è utilizzata solamente per i tubi che presentano fessure penetranti non più del 40% lo spessore del tubo; fessurazioni più serie portano all'inevitabile tappatura del tubo interessato. Un piccolo tubo o un semplice manico è inserito internamente al tubo in corrispondenza della rottura del tubo, a cavallo dell'area degradata. Il manico è poi saldato all'interno del tubo stesso per isolare il tutto o mediante brasatura o mediante saldatura laser. Nello sleeving collegato con brasatura il metallo di apporto è riscaldato fino al punto di fusione e poi alimentato sulle superfici di contatto fra manico e tubo generando in tal modo una nuova struttura resistente alla pressione. Questa tecnica è difficile da applicare al giunto inferiore della piastra tubiera; in questo caso è necessario o espandere il manico o sigillarlo mediante saldatura laser. La tecnica della saldatura laser raggiunge una profonda penetrazione con una piccola larghezza del cordone utilizzando potenti laser installati all'esterno del contenimento. Si può saldare in qualsiasi posizione trasmettendo l'energia del laser mediante fibre ottiche. Le saldature circonferenziali sono ottenute mediante una rotazione a spirale di uno specchio riflettente. Il manico riesce a sigillare effettivamente le perdite di acqua nel secondario. Questa tecnica di riparazione è in genere limitata alle porzioni di tubo vicino alla piastra tubiera. Sebbene l'incamiciatura sia più costosa della sigillatura e l'efflusso di acqua attraverso il tubo ne sia influenzato, tale soluzione possiede il vantaggio che la parte interessata rimane, seppur parzialmente, in servizio.

- ispezione, manutenzione e monitoraggio del condensatore;
- esposizione alle radiazioni del personale;
- riduzione della potenza di esercizio per il plugging;
- potenziali fuori servizio forzati per le perdite o le rotture nei tubi.

I costi di sostituzione di un generatore di vapore variano invece significativamente in relazione ai seguenti fattori:

- numero di generatori da sostituire;
- sostituzione parziale o totale;
- sufficiente larghezza del portellone di ingresso al contenimento per consentire l'accesso delle apparecchiature;
- ammontare dello spazio libero all'interno del contenimento per il posizionamento dell'unità e tipo di compartimentazione in cui il generatore è collocato;
- numero di tubazioni che devono essere tagliate e numero di tranciature;
- requisiti per la schermatura dalle radiazioni;
- necessità di supporti alle tubazioni;
- problemi di disallineamento delle tubazioni.

In linea di principio i principali vantaggi derivanti dalla sostituzione di un generatore di vapore sono:

- i. Evitare (od almeno ridurre sostanzialmente) i problemi associati con il degrado dei tubi: la rottura dei tubi implica anche un'attenta sorveglianza da parte dell'ente di controllo ed una probabile indesiderata attenzione addizionale da parte del gestore nazionale e dell'opinione pubblica
- ii. Incrementare la superficie di scambio termico che potrebbe portare ad un aumento nella potenza elettrica erogata da una singola unità: un maggior numero di tubi e quindi una maggior superficie di scambio termico potrebbe ampliare i margini per possibili future operazioni di plugging (se necessarie)
- iii. Ridurre i rischi di esposizione alle radiazioni dopo una completa sostituzione: un prolungato esercizio con un generatore di vapore degradato incrementerà in definitiva il rischio indebito e prolungherà il refuelling a causa di una doverosa attenta ispezione e riparazione dei tubi
- iv. Posticipare il decommissioning: una prematura sospensione dell'esercizio di una centrale nucleare crea problematiche addizionali (economiche e gestionali) nella fase di smantellamento

In definitiva, gli esercenti nel valutare una possibile sostituzione di un generatore di vapore, troveranno con maggiore probabilità tale operazione più conveniente se è contemplata anche la possibilità concreta di rinnovo della licenza di esercizio.

Quindi quando un gestore di un PWR decide la completa sostituzione dei suoi generatori di vapore diventa necessario passare attraverso un notevole sforzo di pianificazione comprendente un accurato esame del danno ai generatori, una stima del periodo necessario per la sostituzione e dei costi associati all'operazione. Ovviamente se la fase di sostituzione coincide con una fermata programmata dell'impianto, i costi possono ulteriormente diminuire e perciò il costo totale dell'operazione di replacement risulterà sensibilmente più basso.

Due sono le tecniche utilizzate nella sostituzione del generatore di vapore: il metodo “pipecut” e quello “channel-head-cut”:

- i. Nel “pipecut” l'intero generatore di vapore è rimosso dal sistema di refrigerazione del reattore tagliando le tubazioni del ramo caldo e del ramo freddo in prossimità dei fondi del generatore. Il nuovo componente sostitutivo viene ricollegato alle tubazioni primarie per terminare così l'operazione di riparazione. Se il portale del contenimento del reattore è sufficientemente largo, l'intero generatore di vapore potrà essere rimosso intatto (dopo aver disconnesso la

linea di alimento e i giunti flangiati della linea vapore) e sostituito. Questo non solo riduce i tempi di sostituzione ed il rischio di esposizione del personale addetto all'operazione, ma anche i costi della intera riparazione

- ii. Nel “channel-head-cut” la separazione del generatore di vapore dal resto del circuito è invece realizzata con un taglio della cupola inferiore appena al di sotto dell'attacco della piastra tubiera

Nella seguente tab. 4.3 sono riportate, a titolo di esempio riassuntivo, le principali caratteristiche di un generatore di vapore di una unità PWR da 1300 MW_e, dotata di 4 loop nel circuito primario.



Dati geometrici:

Altezza complessiva	22.138 m
Diametro maggiore del mantello	4.826 m
Diametro minore del mantello	3.374 m
Spessore del mantello	110. mm
Diametro della piastra tubiera	3.800 m
Spessore della piastra tubiera	605. mm
Numero dei tubi	5.342
Diametro esterno dei tubi	19.05 mm
Spessore dei tubi	1.09 mm

Sistema primario:

Dati di progetto:

Pressione	172. kg/cm ²
Temperatura	342. °C

Dati di esercizio:

Pressione all'ingresso	155. kg/cm ²
Temperatura di ingresso	328. °C
Temperatura di uscita	293. °C
Perdite di carico	2.56 kg/cm ²
Portata	22.300. m ³ /h

Acqua di alimento:

Pressione	72.5 kg/cm ²
Temperatura	230. °C

Sistema secondario:

Dati di progetto:

Pressione	89.5 kg/cm ²
Temperatura	316. °C

Dati di esercizio:

Pressione	71.5 kg/cm ²
Temperatura	289. °C
Portata	537. kg/s
Titolo	99.75%

Tabella 4.3 - Principali caratteristiche di un generatore di vapore

4.5.4.3 - Pompa di Circolazione

Le pompe sono indubbiamente componenti di fondamentale importanza per gli impianti nucleari ed in modo particolare quelle installate nei circuiti primari del reattore.

Le pompe utilizzate nei LWR sono nella quasi totalità dei casi pompe centrifughe. Peraltro nelle applicazioni nucleari viene richiesto alle stesse il soddisfacimento di requisiti specifici e particolarmente stringenti che difficilmente si riscontrano negli impianti convenzionali. I fattori che concorrono alla determinazione di questi requisiti sono da ricercare principalmente fra quelli di seguito elencati:

- alta temperatura e/o alta pressione dei fluidi da elaborare;
- pericolosità e/o elevato costo dei fluidi elaborati;
- elevata affidabilità di funzionamento imposta sia da motivi di sicurezza che dalle pesanti penalizzazioni economiche conseguenti ad eventuali fermate dell'impianto;
- necessità di riduzione dei tempi richiesti per la manutenzione e difficoltà di riparazione per la presenza di contaminazione radioattiva;
- lenta riduzione della portata in caso di mancata alimentazione elettrica del motore;
- capacità di funzionamento a portata variabile;
- capacità di funzionamento con temperature dei fluidi trattati prossime a quella di saturazione;
- elevate potenze unitarie;
- mantenimento della propria capacità funzionale anche a seguito di situazioni incidentali determinate da eventi interni ed esterni all'impianto.

Lo sviluppo di questi componenti ha richiesto un notevole impegno di ricerca per la messa a punto di nuove concezioni costruttive e di nuove tecnologie. I risultati ottenuti sono stati particolarmente soddisfacenti, anche se il numero delle ditte costruttrici qualificate a livello mondiale è relativamente contenuto.

Le pompe di circolazione primarie hanno lo scopo di garantire una circolazione del fluido primario che assicuri la refrigerazione del nocciolo nel rispetto delle condizioni e dei limiti previsti in sede di progetto. In ciascuno dei circuiti primari è collocata una pompa di circolazione, disposta sul ramo freddo, in uscita dal generatore di vapore.

La pompa, coerentemente con le funzioni che le sono affidate, deve fornire una prevalenza pari alle perdite di carico del fluido nell'attraversamento dell'intero circuito (recipiente in pressione, sistema di tubazioni, generatore di vapore, etc.). L'entità di tali perdite è compresa tra 6 e 8 kg/cm².

Come anticipato, la tipologia principale di pompe impiegata nei LWR è centrifuga monostadio ad asse verticale, dotata di opportuni sistemi di tenuta (generalmente tre, disposti in serie). Un volano calettato sull'asse della pompa al di sopra del motore, fornisce, insieme alle altri parti rotanti (girante, rotore, etc.) una inerzia sufficiente ad assicurare una adeguata portata del refrigerante nella prima fase del transitorio conseguente ad un ipotizzato fuori servizio della pompa stessa (incidente di perdita di portata, LOFA).

I criteri di progettazione della cassa della pompa sono sostanzialmente quelli seguiti per la progettazione del recipiente in pressione. La cassa della pompa è collegata al basamento attraverso opportune strutture di supporto (generalmente tre colonne). Tra la cassa della pompa o del motore e la parete sono disposti gli smorzatori laterali.

La pompa di circolazione primaria è montata sulle gambe fredde (cold leg) per problemi di NPSH. In un PWR "classico" tali pompe devono elaborare la portata del primario pari a $\sim 15 \div 20 \text{ m}^3/\text{s}$.

Nelle pompe inserite nel primario sono iniettate all'altezza delle tenute flussi di acqua "pulita" per diluire l'acqua contaminata di potenziali perdite. Le tenute sono manutenibili separatamente dal resto della pompa (anche perché tale manutenzione è di norma più frequente).

I cuscinetti delle pompe (idraulici, idrodinamici) sono 3 radiali e 1 assiale in alto (per tenere l'albero in trazione aumentando la frequenza propria e diminuendo la sollecitazione).

Sulla pompa è montato un piccolo scambiatore per mantenere l'albero a temperatura più bassa (funge da "separatore" termico).

A completamento di questo paragrafo, nella fig. 4.14 è riportata in forma schematica la sezione longitudinale di una tipica pompa di circolazione primaria di un PWR.

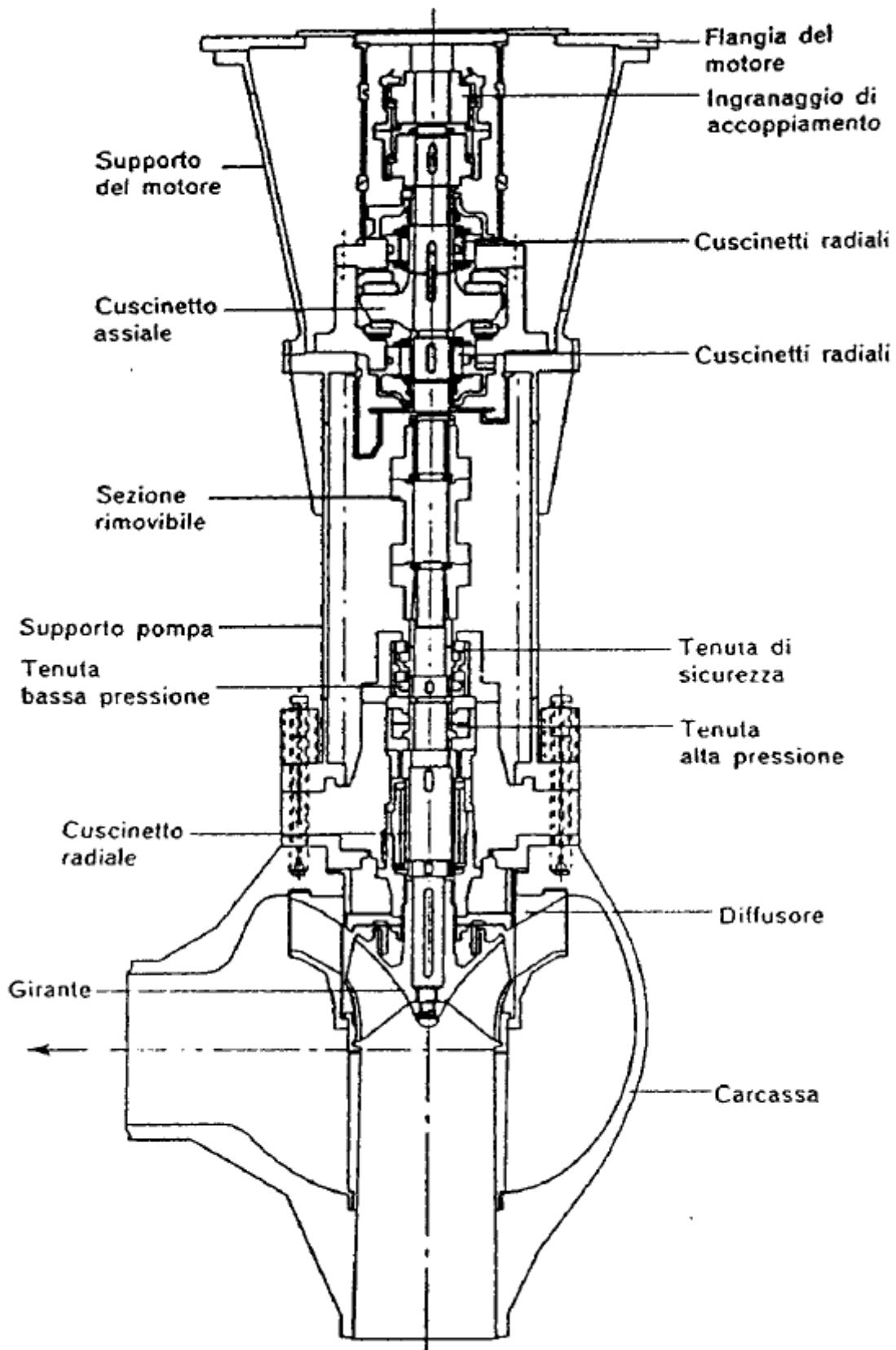


Figura 4.14 - Sezione verticale di una pompa di circolazione primaria per un reattore PWR (KWU)

4.5.4.4 - Tubazioni Primarie

I numerosi sistemi di tubazioni appartenenti ai diversi circuiti costituiscono parti molto delicate e complesse dell'impianto. Le tubazioni dei sistemi rilevanti per la sicurezza sono realizzate in accordo alle ASME III, 3600, Classi NB, NC, ND, in relazione al livello di qualità tecnologico loro richiesto.

Le tubazioni dei circuiti primari sono progettate prendendo a riferimento i carichi relativi a tutte le condizioni operative nelle quali l'impianto potrebbe venire a trovarsi durante l'esercizio. Sono normalmente costruite in acciaio inossidabile di tipo austenitico a basso tenore di carbonio (generalmente AISI 304L) e sono ottenute collegando tra loro le diverse parti della tubazione e quest'ultima ai bocchelli del recipiente in pressione, del generatore di vapore, della cassa della pompa di circolazione (fig. 4.15). La disposizione relativa dei componenti del primario favorisce sicuramente l'instaurarsi della circolazione naturale (soprattutto in condizioni incidentali) ma è principalmente legata all'ottimizzazione della configurazione delle tubazioni (in maniera da minimizzare, per quanto possibile, le ineliminabili sovratensioni presenti).

In generale, come già anticipato per i generatori di vapore, nel PWR si contengono le sollecitazioni permettendo lo spostamento relativo dei componenti.

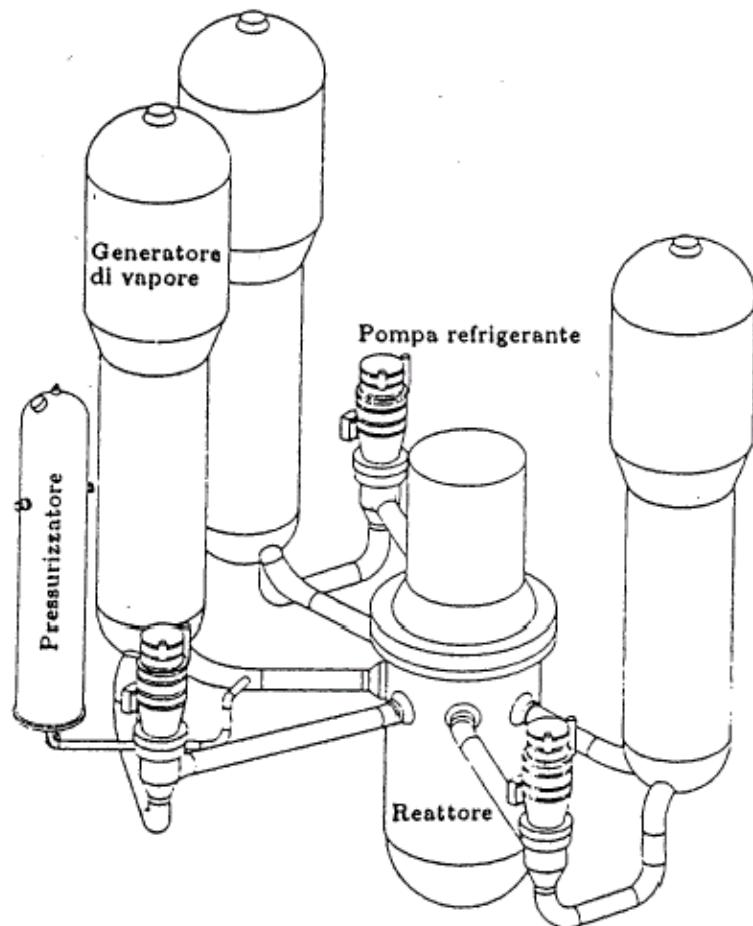


Figura 4.15 - Circuito primario di un PWR

I tratti delle tubazioni dei sistemi rilevanti per la sicurezza ed in modo particolare di quelle facenti parte del “pressure boundary” sono uniti fra loro ed alle diverse altre componenti ad esse collegati (recipiente in pressione, scambiatori di calore, corpi delle pompe, corpi delle valvole, ecc.) con saldature di testa a piena penetrazione. Le saldature sono ovviamente effettuate da personale specializzato, utilizzando procedimenti qualificati e sono adeguatamente controllate nel rispetto delle normative di riferimento.

È opportuno che le tubazioni entrino radialmente nel vessel e che le hot leg siano quanto più compatte, rettilinee e corte possibile. Per mantenere l'ingresso radiale nel vessel ed al contempo la

compattezza della disposizione è comune la presenza di curve sulle cold leg. Si cerca ovviamente (se non altro per diminuire la possibilità di rotture e la quantità di parti da ispezionare) di ridurre al minimo le saldature sulle tubazioni.

Nei moderni PWR non ci sono valvole lungo le tubazioni di collegamento fra nocciolo e generatori di vapore.

Le tubazioni sono soggette ad ispezioni durante il funzionamento dell'impianto nell'ambito del programma di sorveglianza definito nella licenza di esercizio.

I tratti curvi delle tubazioni sono ottenuti per piegatura di tubi solo nel caso in cui questi siano di piccolo diametro. In tutti gli altri casi, vengono utilizzati raccordi realizzati mediante forgiatura. Quest'ultima soluzione, indipendentemente dal diametro del tubo, è comunque consigliata per i circuiti di elevata classe tecnologica. Le curve sono un punto delicato delle tubazioni a causa delle diverse sollecitazioni fra intradosso ed estradosso. Oltre agli svantaggi già sottolineati, la presenza di curve nelle tubazioni aumenta anche gli ingombri.

Si ricorda, solo a titolo di esempio, che le tubazioni del circuito primario di un PWR "classico" (II Generazione) hanno diametri compresi fra 70 e 80 cm e spessori compresi fra 6 e 7 cm. Ogni loop del primario è costituito da una decina di tratti.

Per la determinazione delle caratteristiche di sollecitazione si dovrà fare evidentemente riferimento alle possibili condizioni di carico relative alle diverse condizioni operative dell'impianto. In particolare, dovranno essere presi in considerazione i carichi seguenti:

- a) pressione del fluido;
- b) peso proprio della tubazione, del fluido contenuto e della coibentazione eventualmente presente;
- c) peso delle componenti collegate alla tubazione che non siano direttamente collegate a strutture esterne;
- d) carichi trasmessi alla tubazione dalle componenti ad essa collegate (carichi all'interfaccia);
- e) carichi di origine termica conseguenti al gradiente di temperatura nello spessore del tubo;
- f) carichi di origine termica conseguenti alla variazione della temperatura media della tubazione e dei sistemi ad essa collegati;
- g) carichi dinamici dovuti ai sismi di progetto;
- h) effetti dinamici derivanti da situazioni incidentali di origine interna (LOCA, etc.).

I carichi di cui ai punti d), f), g), h), a parità di altre condizioni, sono certamente connessi alle caratteristiche di flessibilità della tubazione ed alle condizioni di vincolo. L'entità dei carichi d) e f) sarebbe certamente ridotta aumentando la flessibilità e riducendo il grado di iperstaticità, ma un intervento di questo tipo potrebbe determinare un abbassamento delle frequenze proprie di vibrazione, con conseguente aumento dei fattori di amplificazione in caso di sisma (generalmente caratterizzato da frequenze predominanti abbastanza basse). D'altra parte però, un aumento eccessivo della rigidezza del sistema, con conseguente riduzione degli effetti dovuti al sisma, risulterebbe fortemente penalizzante per quanto attiene agli stessi carichi d) ed f).

In aggiunta a quanto già evidenziato va rilevato che, nei punti di ingresso dell'acqua più fredda nel vessel e nei generatori di vapore è di norma riportata una thermal sleeve (manica termica) per evitare il contatto diretto fra la struttura (più calda) e l'acqua (più fredda) e le conseguenti sollecitazioni di origine termica.

Le tubazioni hanno sia vincoli di sostegno e posizionamento che per evitare colpi di frusta in caso di rottura (evento pericoloso soprattutto per le tubazioni dei sistemi di emergenza e per il sistema di contenimento).

Una possibile soluzione per dare una corretta risposta alle esigenze sopra esposte, per propria natura contrastanti, è quindi quella di prevedere la installazione in punti opportuni della tubazione di smorzatori dinamici (snubbers) che impediscano gli spostamenti rapidi della tubazione (quali quelli determinati dal sisma) senza determinare condizioni aggiuntive di vincolo per spostamenti lenti (quali

quelli di origine termica). Nella fig. 4.16 è schematicamente rappresentato uno smorzatore di questo tipo.

La soluzione sopra indicata, anche se certamente efficace, non è priva di inconvenienti, il primo dei quali rappresentato dal costo degli smorzatori. Si deve inoltre osservare che la presenza degli stessi comporta una diminuzione del grado di accessibilità del sistema ed un aumento delle difficoltà per la sua manutenzione e per l'espletamento dei programmi di sorveglianza in esercizio. Per altro, il corretto funzionamento dello smorzatore è connesso con le caratteristiche fisiche del fluido in esso contenuto, caratteristiche che possono essere modificate nel tempo dalle radiazioni (in particolare γ) emesse dall'acqua presente nella tubazione, qualora essa, come generalmente avviene per quella del circuito primario, risulti radioattiva. A tale riguardo è allora necessario inserire nel programma di sorveglianza la verifica che nel corso dell'esercizio le modificazioni delle caratteristiche fisiche del fluido siano tali da non compromettere il corretto funzionamento dello smorzatore e, in caso contrario, la necessità di operare una sua sostituzione.

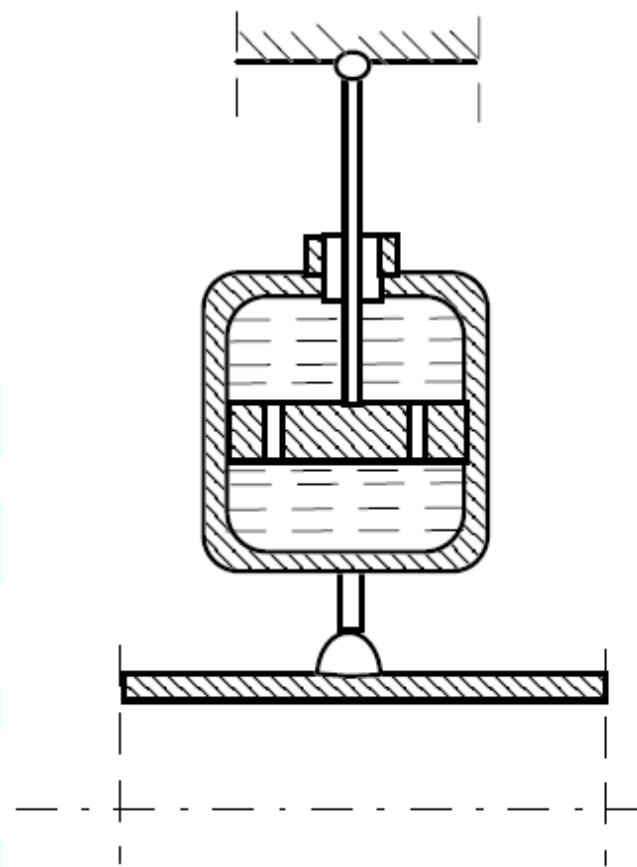


Figura 4.16 - Smorzatore dinamico

Una considerazione particolare merita la valutazione degli effetti conseguenti ad eventi incidentali di origine interna, quali ad esempio il LOCA.

Si ritiene opportuno ricordare a tale riguardo che la rottura di una tubazione non deve pregiudicare il funzionamento di altri sistemi rilevanti per la sicurezza, con particolare riferimento a quelli il cui intervento è richiesto per mantenere entro limiti ragionevolmente accettabili le conseguenze dell'incidente stesso.

Oltre alle azioni dinamiche indotte sui componenti e sui sistemi prossimi alla tubazione danneggiata dalle forze di getto del fluido e dai frammenti originatisi durante la rottura e trascinati dal fluido stesso, è necessario tener presente che, a seguito della stessa, spezzoni della tubazione, per effetto delle medesime azioni fluidodinamiche, potrebbero impattare con elevata energia su altre parti dell'impianto (e.g. componenti e sistemi circostanti), compromettendone la loro capacità funzionale e, addirittura, la loro integrità strutturale (con conseguenze particolarmente pesanti qualora le parti

interessate fossero potenzialmente rilevanti per la sicurezza). A tale riguardo, è prevista l'installazione di vincoli addizionali che, senza avere alcun effetto sul comportamento della tubazione durante il normale funzionamento, siano in grado di limitare gli spostamenti degli spezzoni della tubazione danneggiata in modo da impedire il verificarsi degli eventi sopra ricordati.

Uno tra i sistemi di vincolo più frequentemente adottati è costituito da barre a sezione circolare di acciaio inossidabile piegate ad U, vincolate alla struttura esterna con collegamento a cerniera, secondo quanto schematicamente indicato nella fig. 4.17.

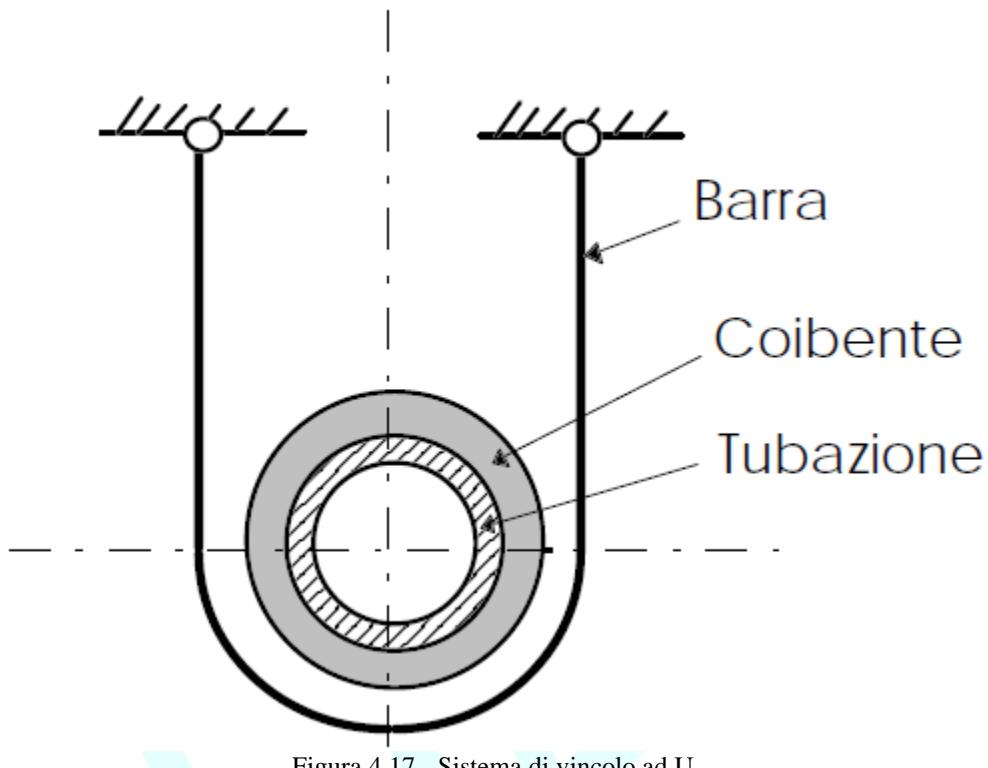


Figura 4.17 - Sistema di vincolo ad U

La disposizione delle barre deve essere tale da non impedire lo spostamento della tubazione durante il normale funzionamento.

I carichi di getto potrebbero provocare spostamenti dei tratti della tubazione fino a determinare il contatto tra le barre e la superficie esterna della tubazione. Successivamente, le barre saranno sollecitate a trazione con conseguenti deformazioni assiali, essenzialmente in campo plastico, la cui entità sarà pari a quella necessaria per assorbire l'energia meccanica posseduta dalla tubazione al momento dell'impatto.

Il dimensionamento e la disposizione delle barre dovrà essere fatto in modo da garantire che tale deformazione non porti alla loro rottura e che lo spostamento massimo della tubazione non provochi impatti della stessa con altre parti dell'impianto, con particolare riguardo a quelle rilevanti ai fini della sicurezza.

Come noto, le tubazioni percorse da fluidi caldi sono generalmente coibentate. L'energia assorbita dallo schiacciamento del coibente è praticamente trascurabile. Le esperienze effettuate hanno inoltre mostrato che le deformazioni della parte della barra sulla quale si appoggia la superficie esterna della tubazione sono molto modeste e che pertanto l'assorbimento dell'energia è sostanzialmente legato all'allungamento permanente dei tratti rettilinei della barra che non vengono in contatto con la superficie esterna della tubazione.

Il posizionamento ed il dimensionamento di tali sistemi di vincolo (pipe whip restraints), dovrebbero assicurare il corretto funzionamento delle parti dell'impianto rilevanti per la sicurezza nella ipotesi che una rottura di qualunque tipo (trasversale, longitudinale, a becco di fiume) si verifichi in una qualunque zona della tubazione, con area massima di efflusso pari alla sezione trasversale della

tubazione stessa. È facilmente comprensibile che il puntuale e rigoroso rispetto della condizione suddetta renderebbe necessario un numero di “restraints” così elevato da comportare costi estremamente alti e, peggio ancora, da ridurre a livelli inaccettabili l’accessibilità della tubazione, tali da compromettere la stessa attuazione del programma di sorveglianza in esercizio. Tenendo conto di quanto sopra esposto, nelle procedure attualmente seguite si ipotizza che le rotture siano localizzate nelle zone della tubazione ove, per vari motivi, appare ragionevolmente più elevata la probabilità del loro verificarsi (e.g. zone prossime alle saldature, tratti curvi della tubazione, collegamenti della tubazione considerata con quelle facenti parte di altri sistemi, etc.).

A conclusione di questo paragrafo, si ritiene opportuno sottolineare che i valori delle sollecitazioni ammissibili, da prendere a riferimento nel progetto, dovranno ovviamente garantire l’integrità strutturale del sistema, con livelli di affidabilità correttamente correlati alla sua rilevanza. Ma ciò potrebbe non essere sufficiente. Dovrà infatti essere altresì verificato che le condizioni di carico all’interfaccia fra la tubazione considerata e le componenti attive (pompe, valvole, etc.) ad essa collegate siano inferiori a quelle che il costruttore delle componenti suddette ha identificato come valori limite da non superare per garantirne la loro capacità funzionale.

Le brevi considerazioni sopra sommariamente esposte permettono di constatare quanto il progetto e la realizzazione dei sistemi di tubazioni, specialmente se di elevata qualità tecnologica, siano attività particolarmente complesse ed onerose e che richiedono, per la loro esecuzione, competenze di elevata qualificazione.

4.5.4.5 - Sistemi Ausiliari dell’Isola Nucleare e Sistemi di Sicurezza

I principali sistemi ausiliari della sezione nucleare ed i sistemi di sicurezza di un PWR “classico” (EDF 1300 MW_e) non differiscono sostanzialmente da quelli adottati in altri reattori “avanzati” della stessa filiera come ad esempio il reattore AP-600 (reattore PWR di tipo avanzato, antesignano dell’AP-1000). Questi sistemi concorrono a mantenere entro limiti considerati accettabili i valori dei principali parametri di funzionamento degli impianti. Tali valori insieme ad alcuni dati caratteristici sono riportati (per i due tipi di reattori sopra citati) nella tab. 4.4.

DATI GENERALI		AP-600	EDF1300
Potenza termica	MWt	1819	3817
Potenza elettrica netta	MWe	600	1300
Rendimento		0.33	0.34
ELEMENTO DI COMBUSTIBILE			
Reticolo		17x17	17x17
Barrette combustibile per elemento		264	264
Tubi guida per assorbitori		24	24
Tubi guida per strumentazione		1	1
Lunghezza attiva	m	3.65	3.65
Numero delle griglie		8	10
Passo del reticolo	mm	12.6	12.6
Diam. esterno della barretta	mm	9.15	9.50
Diam. interno della camicia	mm	8.0	8.36
Spessore della camicia	mm	0.57	0.57
Diametro della pastiglia	mm	7.84	8.19
Peso dell' UO_2 per elemento	kg	477	610
Densità dell' UO_2	g/cm ³	10.27	10.30
NOCCIOLO DEL REATTORE			
Altezza attiva	m	3.65	4.27
Diametro equivalente	m	2.93	3.37
Numero di elementi		145	193
Numero complessivo di barrette		38280	50952
Densità di potenza	kW/l	73.9	100
Peso del combustibile (UO_2)	t	69.2	118
Potenza specifica			
media	kW/kg	26.3	32.3
massima	kW/kg	63.1	78.9
Potenza specifica lineare			
media	kW/m	12.59	17.02
massima	kW/m	30.2	42.00
Flusso termico superficiale			
medio	kW/m ²	439	574
massimo	kW/m ²	1054	1474
Temp. refr. ingresso nocciolo °C		287	293
Temp. refr. uscita nocciolo °C		323	328
Portata del refrigerante	kg/h	31.5×10^6	65.6×10^6
Volume H_2O /volume UO_2		2.24	1.98
Fattore di canale caldo F_Q		2.40	2.44

Tabella 4.4 - Caratteristiche principali dei reattori AP-600 ed EDF 1300

4.5.4.6 - Pressurizzatore

Il pressurizzatore (fig. 4.18) ha lo scopo di mantenere, in condizioni di regime, la pressione del fluido nel circuito primario ad un valore predeterminato; limitare le escursioni di pressione conseguenti alla espansione termica del fluido durante i transitori operazionali, evitando che la pressione del fluido nel circuito superi i previsti limiti di sicurezza. In linea di principio potrebbero essere impiegati pressurizzatori sia a gas che a vapore; generalmente i pressurizzatori impiegati nei PWR sono di quest'ultimo tipo.

I pressurizzatori sono costituiti da recipienti in pressione di volume relativamente modesto, nei quali lo stesso fluido (acqua) presente nel circuito primario è portato e mantenuto ad una determinata temperatura superiore a quella del resto del circuito primario mediante l'accensione periodica delle resistenze elettriche poste nella zona contenente la fase liquida. Al di sopra del livello del liquido si avrà vapor d'acqua alla pressione corrispondente alla sua tensione di vapore alla temperatura del pelo libero dell'acqua contenuta nel pressurizzatore. Il fondo del pressurizzatore è collegato, attraverso una tubazione, al ramo caldo di uno dei circuiti primari del reattore, in prossimità del bocchello di uscita dal vessel; l'acqua presente nella tubazione di collegamento è, durante le normali condizioni

operative, stazionaria: lo scambio termico fra pressurizzatore e primario è quindi, in queste condizioni, sostanzialmente di natura puramente conduttiva. Nella zona di collegamento tra il pressurizzatore ed il circuito, la pressione dell'acqua nel circuito primario è praticamente uguale a quella del vapore presente all'interno del pressurizzatore. Pertanto, essendo la temperatura del fluido all'interno del pressurizzatore maggiore di quella massima dell'acqua presente nel circuito primario, quest'ultima si troverà in ogni punto in condizioni di sottoraffreddamento.

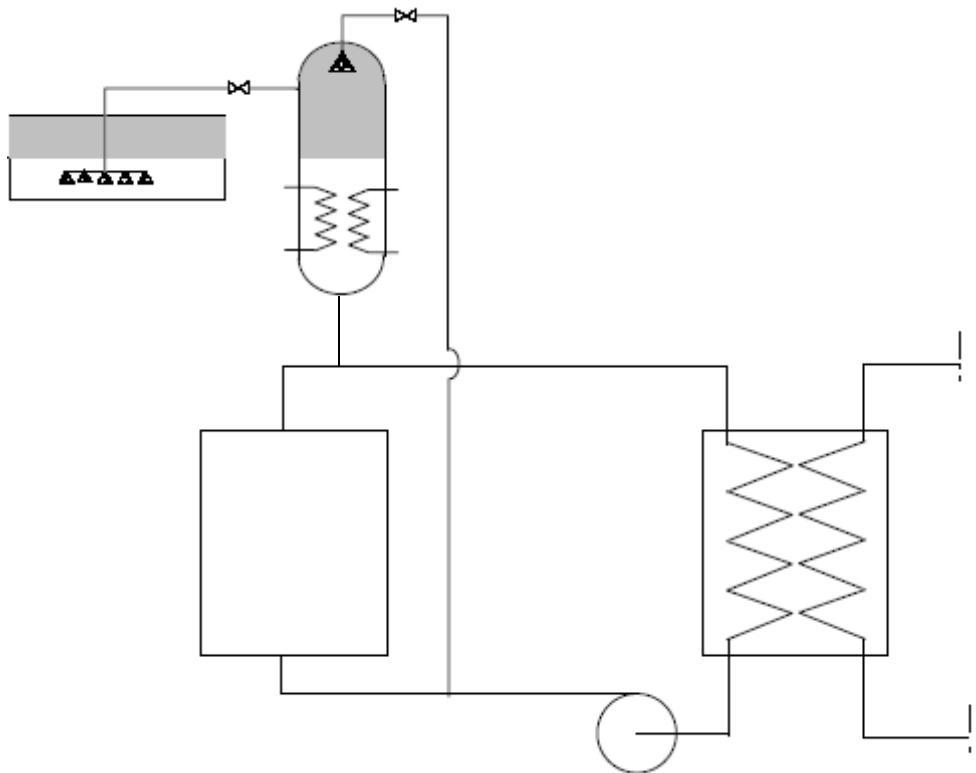


Figura 4.18 - Pressurizzatore

Il riscaldamento del fluido presente nel pressurizzatore è normalmente ottenuto mediante resistenze elettriche collocate nella parte inferiore del pressurizzatore stesso ed immerse nel liquido. Sulla testa del pressurizzatore è invece sistemato un dispositivo di spruzzamento alimentato ad acqua che, essendo prelevata dal ramo freddo di uno dei circuiti primari immediatamente a valle della pompa di circolazione, ha pressione maggiore e temperatura minore di quelle del fluido all'interno del pressurizzatore. Sul circuito di spruzzamento è installata una opportuna valvola di regolazione.

Per evitare che la pressione e/o il livello del liquido superino in qualsiasi condizione operativa e/o incidentale i valori massimi ammessi in fase di progetto, il vapore può essere scaricato in un apposito serbatoio, contenente acqua a temperatura ambiente, attraverso un circuito di scarico nel quale è montata una valvola di sfioro (PORV). Durante il normale esercizio, il volume del pressurizzatore è per circa metà occupato dall'acqua e, per la parte rimanente, da vapore. Il valore minimo ammesso per il livello del liquido è tale da evitare lo scoprimento delle resistenze elettriche e quindi garantirne l'integrità: infatti, se le resistenze si trovassero immerse nel vapore anziché nell'acqua, per la conseguente riduzione del coefficiente di scambio termico, si avrebbe un brusco innalzamento della temperatura delle stesse che, per le elevate potenze in gioco, potrebbe raggiungere valori tali da provocare il loro danneggiamento e, al limite, il loro bruciamento. Il valore massimo del livello è determinato dalla necessità di mantenere in ogni condizione una sufficiente elasticità del sistema, tenendo presente che il volume del pressurizzatore occupato dal vapore è praticamente il solo elemento elastico del sistema stesso. Negli impianti PWR con potenze intorno a 1000 MW_e, il volume del pressurizzatore è pari a circa 50 m³.

Il funzionamento del pressurizzatore è sostanzialmente il seguente:

- Si supponga di avere un aumento della temperatura del fluido primario con conseguente espansione dello stesso: una parte del fluido (a temperatura minore di quella della miscela inizialmente presente nel pressurizzatore) entrerà nel pressurizzatore provocando la compressione (i.e. la diminuzione del volume a disposizione) ed il raffreddamento del vapore e quindi la condensazione di una parte dello stesso con relativa limitazione dell'aumento di pressione. La condensazione potrà essere ulteriormente incrementata, se necessario, mediante immissione di acqua attraverso il sistema di spruzzamento
- Se, al contrario, si verifica una diminuzione della temperatura del fluido primario, si avrà fuoriuscita di acqua dal pressurizzatore con conseguente espansione del vapore in esso contenuto. L'aumento del volume a disposizione della fase aeriforme conseguente all'espansione determinerà però una rapida evaporazione del fluido che, eventualmente incrementata anche dalla inserzione automatica dei riscaldatori elettrici, consentirà di riportare la pressione al valore iniziale

4.5.4.6 - Valvole

Come noto, in generale esistono valvole a saracinesca (chiusura perpendicolare alla tubazione), ad otturatore (che chiude applicando un carico direttamente sulle sedi nella direzione del moto del fluido), a sfera (chiusura ed apertura per mezzo di una rotazione, di norma di 90°), di non ritorno, a farfalla (chiusura per mezzo di un disco che ruota attorno al diametro maggiore della tubazione).

In un impianto nucleare le valvole possono essere classificate sulla base della funzione assolta (regolazione, isolamento, non ritorno, scarico, sicurezza, etc.). Di norma le valvole ad otturatore sono quelle usate per la regolazione. Le valvole di isolamento devono essere affidabili e ragionevolmente rapide (ma non eccessivamente per evitare le rotture fragili); per allungarne la vita è opportuno che abbiano una elevata durezza superficiale (sono di norma ricoperte di stellite). Le valvole di non ritorno permettono la circolazione in un solo verso (e sono di norma passive). Le valvole di sicurezza devono essere affidabili e, una volta aperte, non si possono richiudere (disco di rottura): è necessario per la chiusura successiva un'ulteriore valvola che permetta l'isolamento del tratto con la valvola di sicurezza aperta.

In generale, le valvole devono possedere un'indipendenza reciproca (cioè devono essere assenti cause comuni di guasto). Nei PWR tutte le valvole (ed in particolare quelle del primario) sono di norma saldate e non montate (per aumentare la garanzia di tenuta).

Il basso grado di erosione e corrosione delle valvole è ottenuto per mezzo di una corretta geometrie delle stesse e di adeguati materiali costituenti.

4.6 Contenimento

Gli obiettivi della sicurezza nucleare consistono nell'assicurare condizioni di localizzazione e di impianto tali da soddisfare principi di protezione adeguati, quali, ad esempio, i principi radioprotezionistici internazionalmente accettati. In particolare l'impianto nel sito scelto dovrà garantire che la popolazione ed i lavoratori non ricevano effetti sanitari da radiazioni superiori ai limiti stabiliti e che tali effetti siano, comunque, i più bassi ragionevolmente ottenibili in tutte le condizioni operative ed in caso di incidenti (filosofia ALARA).

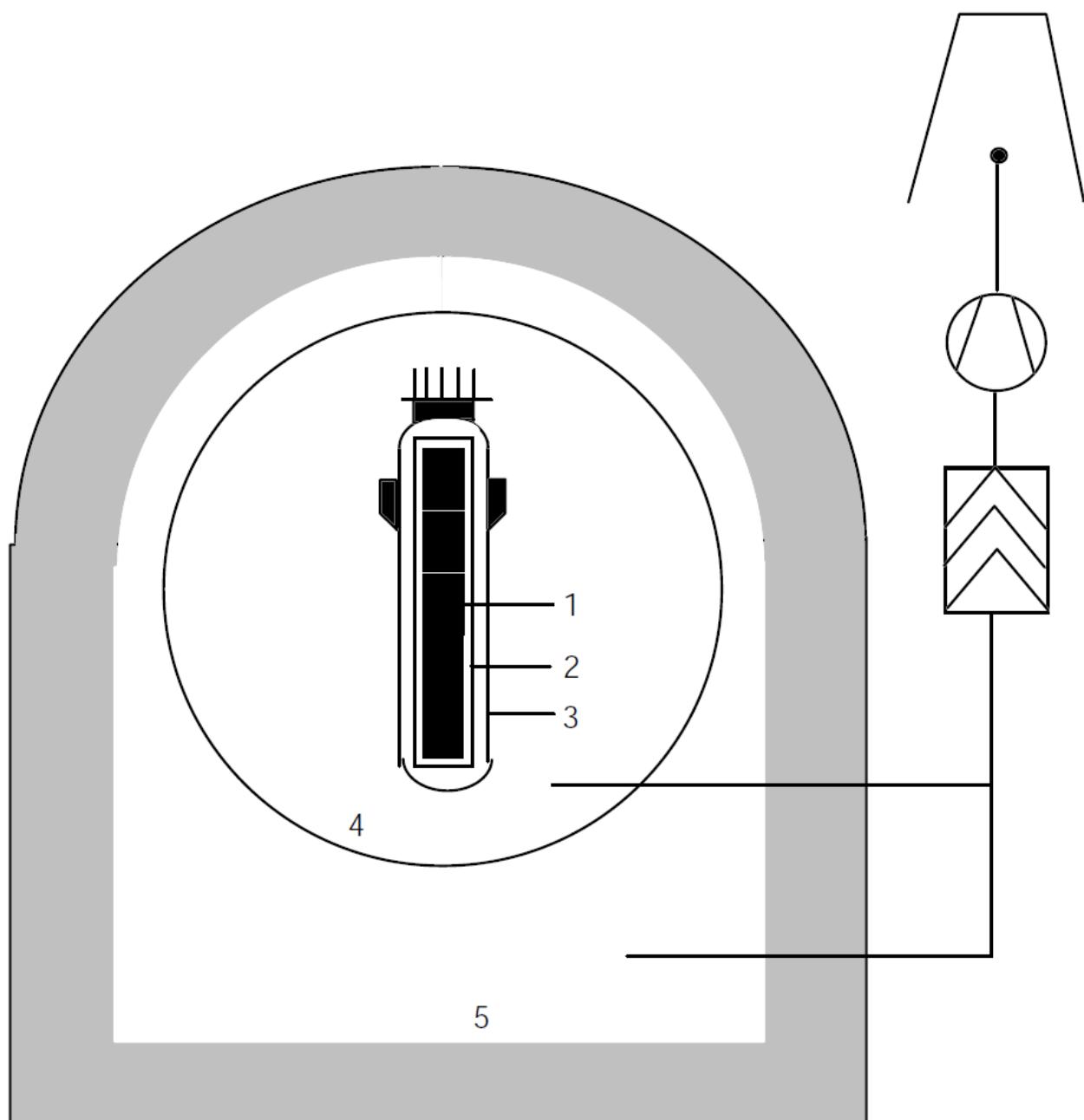
Come è noto, il principio di base del design degli impianti nucleari è quello della difesa in profondità (defense in depth), basato sull'adozione in cascata degli interventi di prevenzione, di protezione e di mitigazione.

In accordo con questo concetto fondamentale, è prevista la presenza di un adeguato numero di barriere che dovrebbero consentire di mantenere in misura estremamente modesta il rilascio all'esterno di prodotti radioattivi, non solo in condizioni di normale funzionamento, ma anche a seguito di situazioni incidentali o accidentali, aventi come causa iniziatrice rotture e/o malfunzionamenti di parti dell'impianto e/o determinati da eventi esterni a carattere eccezionale.

Le barriere che si interpongono fra la popolazione e la fuoriuscita dei prodotti radioattivi sono almeno quattro: la matrice del combustibile, l'incamiciatura, il circuito primario (di cui fa parte il vessel), il sistema di contenimento.

La barriera “zero” è costituita dalla matrice del combustibile (va infatti evidenziato che presenta notevole stabilità ad alta temperatura, un’adeguata resistenza alle radiazioni ed un punto di fusione pari a 2865 °C; è inoltre inerte ad attacco chimico con acqua calda e possiede ottime capacità di ritenzione dei gas di fissione fino a 1000 °C), la prima “vera” (i.e. a tenuta) barriera dalle guaine delle barrette, la seconda dal circuito primario (vessel incluso), la terza dal contenitore di sicurezza all’interno del quale è collocata l’isola nucleare dell’impianto. Nella fig. 4.19 è schematicamente indicata una possibile realistica implementazione della suddetta filosofia delle barriere multiple in cascata.





1 Fuel matrix

2 Cladding of the fuel element

3 Reactor pressure vessel

4 Containment

5 Concrete outer shell

Figura 4.19 - Barriere costituenti la difesa in profondità di un reattore PWR

Il contenimento esterno del reattore (assente nel caso del reattore di Chernobyl) serve sia per proteggere l'ambiente esterno dall'impianto (in caso di incidente e conseguente rilascio di prodotti radioattivi) che viceversa (attentati, incidenti aerei, inondazioni, etc.).

Si può osservare che esiste un sostanziale accordo fra i requisiti base di progetto dei sistemi di contenimento degli impianti nucleari di potenza installati nei diversi Paesi OCSE (e, almeno per le realizzazioni più recenti, anche più in generale nei diversi Paesi del mondo), per quanto attiene sia alle condizioni di normale esercizio che a quelle accidentali o incidentali.

Per ciascuna filiera LWR, i sistemi del reattore sono praticamente gli stessi, indipendentemente dal Paese ove gli impianti stessi sono localizzati. Ciò dipende anche dal fatto che il numero dei fornitori dell’isola nucleare per LWR di II Generazione era relativamente contenuto (Westinghouse, General Electric, Framatome, Siemens, etc.).

I sistemi di contenimento invece sono spesso costruiti da differenti “Architect Engineers” (e.g. Bechtel, Gibbs & Hill, EDF Tractebel, Ebasco, etc.) con la conseguenza che anche per lo stesso tipo di reattore sono in funzione impianti con sistemi di contenimento abbastanza differenti, anche se coerenti con la stessa filosofia di fondo del progetto.

Almeno in linea di principio, tutte le parti in pressione dell’isola nucleare, la cui rottura potrebbe portare a rilascio di fluido primario, devono essere sistamate all’interno del contenitore di sicurezza. Sono comprese tra queste anche i generatori di vapore che costituiscono in effetti l’elemento di interfaccia tra l’isola nucleare e quella convenzionale in quanto al loro interno è presente sia fluido primario (lato tubi), sia fluido secondario (lato mantello).

I sistemi di contenimento normalmente adottati per i PWR appartengono, in prima approssimazione, ad una delle seguenti macro-categorie:

- Contenitori a piena pressione
- Contenitori con sistemi a soppressione di pressione con condensatori di ghiaccio

Nella pratica realizzativa, il contenitore impiegato nei PWR è, nella quasi totalità dei casi, del tipo “a piena pressione” dotato di sistemi di spruzzamento del volume interno. Esso è generalmente costituito da due strutture cilindriche continue in cemento armato con cupola emisferica, ancorate ad una piastra piana di base. La superficie interna della prima struttura è rivestita con lamiere di acciaio saldate in modo da garantirne la tenuta. La seconda struttura, esterna alla prima, assolve essenzialmente alle funzioni di schermo biologico e di protezione da impatti esterni. L’intercapedine tra le due strutture può essere mantenuta in depressione in modo da avere tassi di perdita praticamente nulli verso l’esterno (principio del doppio contenimento). La pressione di progetto del contenitore è quella corrispondente al primo picco successivo all’incidente di riferimento (i.e. tranciatura netta a ghigliottina di una tubazione del circuito primario a valle della pompa di circolazione). Il suo valore è dell’ordine dei kg/cm^2 . In generale per un PWR di taglia intorno a $1000\div 1400 \text{ MW}_e$ il contenimento ha un volume pari a $50000\div 100000 \text{ m}^3$.

A titolo di esempio nella tab. 4.5 si riportano alcuni dati relativi al sistema di contenimento dell’unità Framatome N4, riportato anche in fig. 4.20.

<u>Contenitore primario</u>	
• Diametro interno	43.80 m
• Spessore	1.20 m
• Altezza massima	59.16 m
• Volume interno	$78,000 \text{ m}^3$
<u>Contenitore secondario</u>	
• Spessore	0.55 m

Tabella 4.5 - Dati relativi al sistema di contenimento Framatome N4

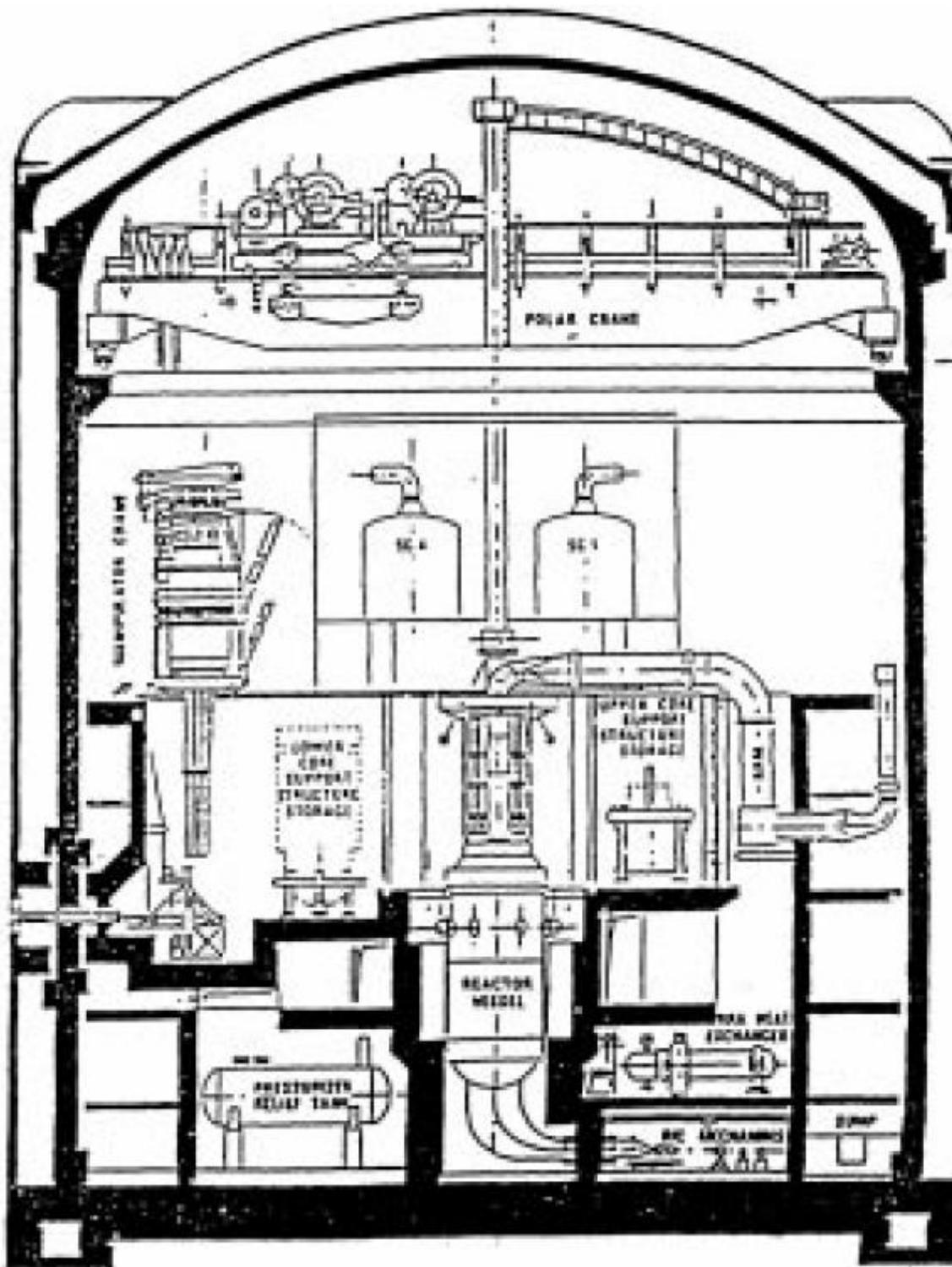


Figura 4.20 - Contenimento a piena pressione di un reattore PWR (Framatome N4)

In alternativa al tipo di contenimento sopra indicato, la Westinghouse, nel rispetto del concetto del doppio contenimento, ha progettato un contenitore a soppressione di vapore con condensatore di ghiaccio (fig. 4.21). Quest'ultimo, contenente tetraborato di sodio per aumentare l'efficacia sull'abbattimento e la ritenzione dello I^{131} , è disposto anularmente all'interno della struttura di contenimento ed è in grado di assorbire rapidamente l'energia termica rilasciata a seguito dell'incidente attraverso la condensazione del vapore che passa attraverso il ghiaccio stesso. Questa soluzione, del tutto analoga a quella adottata con successo nei BWR, risulta meno attraente per i PWR, per i quali i valori delle pressioni di picco all'interno del contenitore sono relativamente

modesti anche senza abbattimento iniziale del vapore, a causa dell'elevato volume del contenitore stesso.

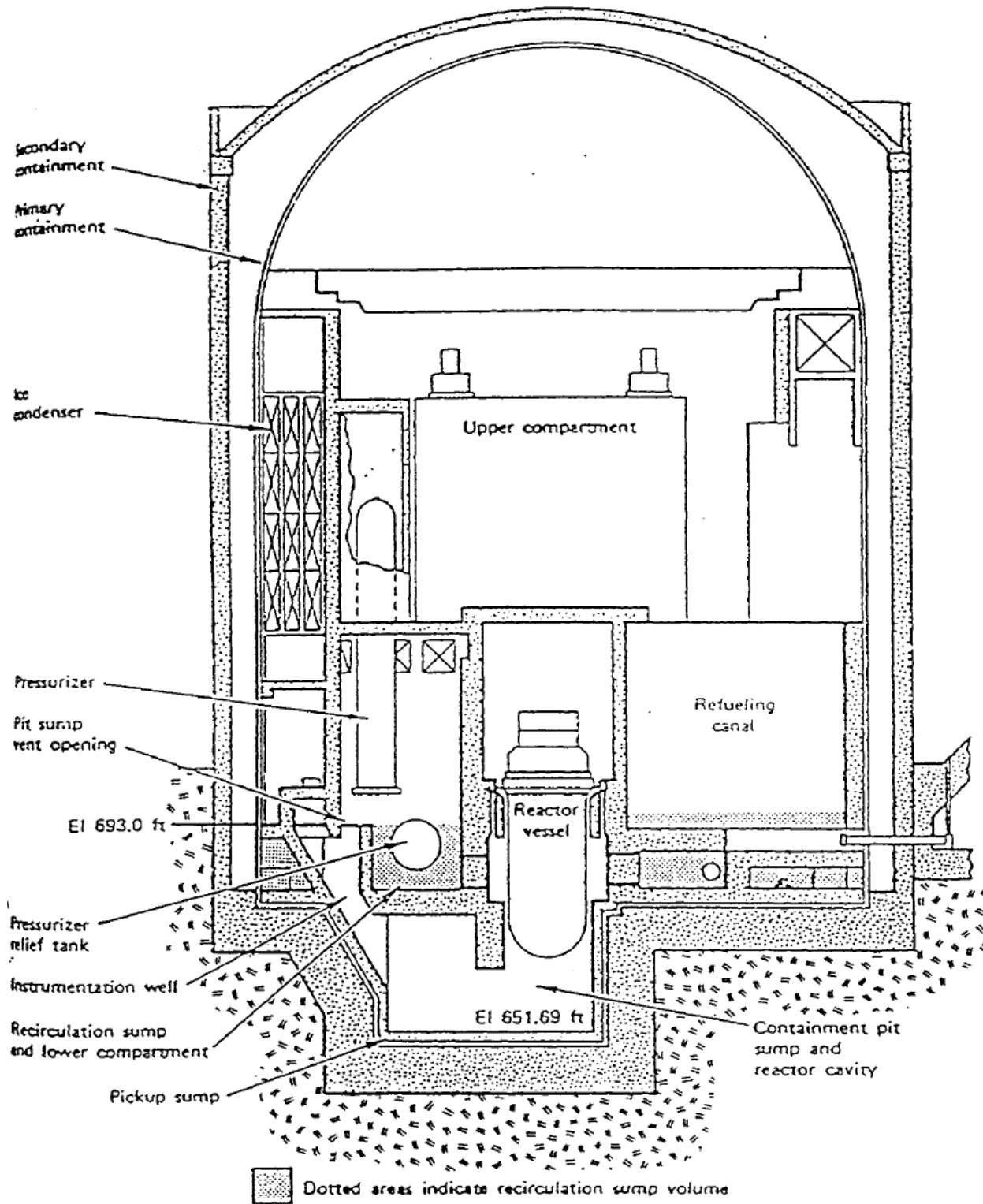


Figura 4.21 - PWR ice condenser containment

4.6.1 Specifiche di Progetto per il Contenimento dei PWR

Come già anticipato, si ritiene necessario ricordare in primo luogo che l'incidente base di riferimento (DBA) per i reattori di questo tipo è costituito dalla rottura netta a ghigliottina della tubazione del ramo freddo (cold leg) di uno dei circuiti primari a valle della pompa di circolazione.

I requisiti cui fare riferimento nel progetto dei contenitori a piena pressione, normalmente utilizzati nei PWR, riguardano essenzialmente:

- a. la pressione di progetto;
- b. le differenze di pressione che si possono stabilire durante l’evoluzione dell’incidente fra i diversi compartimenti del contenitore;
- c. le forze di getto e di reazione, nonché gli effetti dovuti all’azione dei cosiddetti “missili”;
- d. le caratteristiche di tenuta;
- e. il comportamento del contenitore a lungo termine, dopo un eventuale incidente.

Vengono fornite nel seguito per ciascuno dei punti sopra indicati alcune precisazioni di maggiore dettaglio.

4.6.2 Pressione

L’input di energia termica nell’atmosfera interna al contenitore è dovuto:

- all’efflusso del fluido primario (acqua-vapore) attraverso la sezione di rottura (nelle analisi fatte in alcuni Paesi viene anche conservativamente aggiunta l’energia del fluido secondario presente in un generatore di vapore);
- all’energia immagazzinata nelle strutture delle parti dell’impianto collocate all’interno del contenitore;
- al calore di decadimento del nocciolo del reattore.

L’asportazione di energia dall’atmosfera interna al contenitore è essenzialmente dovuta:

- al riscaldamento delle strutture interne;
- all’intervento dei sistemi di rimozione del calore a medio ed a lungo termine;
- alla cessione di calore all’ambiente attraverso le pareti esterne del contenitore.

Gli effetti conseguenti potranno avere rilevanza diversa a seconda del contenitore impiegato, ma certamente potranno essere significativi soltanto a medio ed a lungo termine.

L’intervento dei sistemi di spruzzamento interni, previsti nella maggior parte dei sistemi di contenimento, non rappresenta certamente un mezzo per asportare energia (e per questo motivo non è stato inserito tra i punti precedenti), ma costituisce comunque un modo particolarmente efficace per ottenere l’abbassamento della pressione e per una parziale riduzione dei prodotti radioattivi che possono essere rilasciati all’esterno.

Nella fig. 4.22 è riportato l’andamento della pressione all’interno di un contenitore primario a piena pressione a seguito di un Large Break LOCA. La valutazione è stata fatta non tenendo conto dei sistemi di spruzzamento, ma ipotizzando il funzionamento dei sistemi per la rimozione del calore residuo.

Si può osservare che la pressione raggiunge il suo valore massimo dopo circa 10 s.

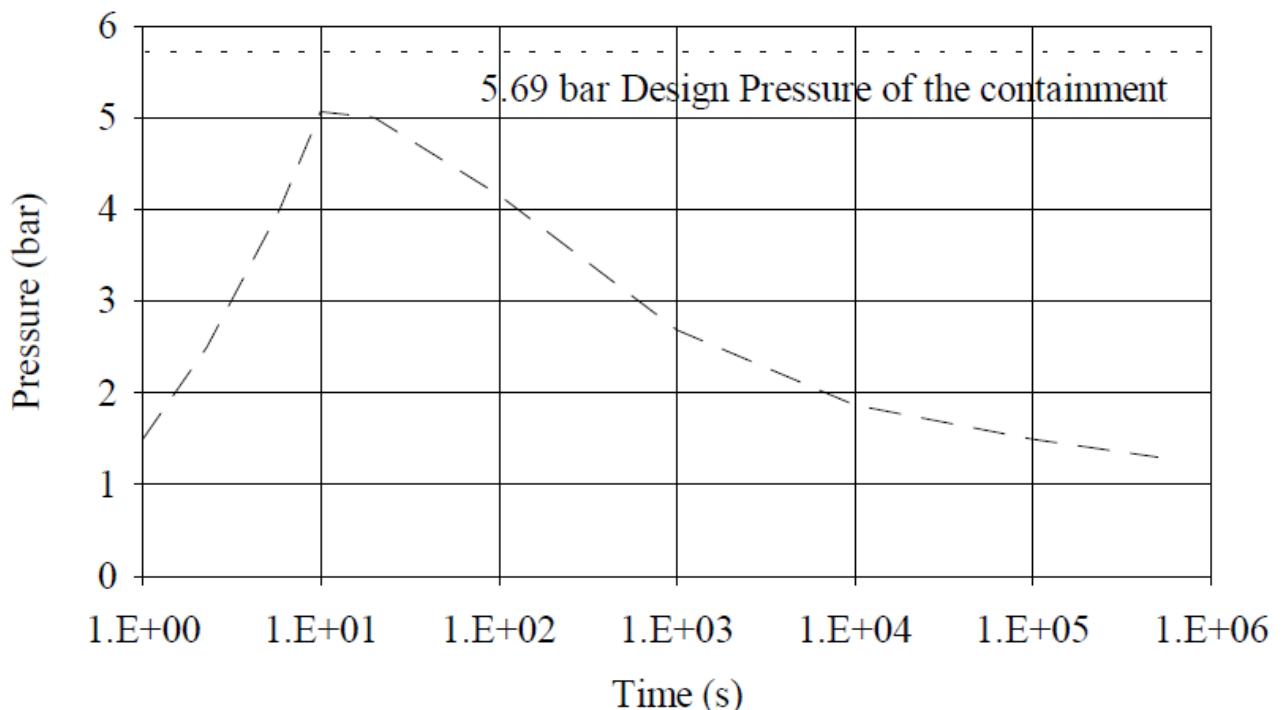


Figura 4.22 - Andamento della pressione nel contenitore (PWR, 1300 MW_e, senza spray system ma con DHR)

4.6.3 Differenze di Pressione

Le differenze di pressione che possono determinarsi fra i diversi compartimenti del contenitore durante il transitorio incidentale devono essere prese in attenta considerazione nella progettazione del sistema, soprattutto per quanto attiene alle pareti di separazione ed alle aperture presenti nelle pareti stesse.

Le principali grandezze cui fare riferimento per l'analisi suddetta sono le seguenti:

- portata di massa;
- localizzazione, tipologia e dimensione della sezione di rottura;
- cessione di calore alle strutture;
- trasferimento del fluido (acqua, vapore, incondensabili) fra i diversi compartimenti.

Evidentemente, per l'effettuazione dell'analisi richiesta sarà necessario fare ricorso a codici di calcolo a molti nodi, da definirsi in relazione alle compartimentazioni effettivamente presenti all'interno del contenitore.

4.6.4 Forze di Reazioni, Forze di Getto, “Missili”

La rottura ipotizzata come evento iniziatore ed il conseguente efflusso del refrigerante danno luogo a carichi di reazione ed a carichi dovuti al getto del fluido che interessano alcune parti del contenitore.

Durante la rottura ed a seguito della stessa potranno altresì originarsi frammenti di materiale di diverse dimensioni e di diversa natura (“missili”), in grado di impattare sulle stesse parti e, addirittura, sulla superficie interna del contenitore stesso.

I carichi conseguenti alle azioni sopra sommariamente indicate devono essere adeguatamente determinati ed inseriti fra quelli di progetto, dovendosi dare dimostrazione che gli effetti degli stessi non compromettano l'integrità strutturale e la capacità funzionale dei sistemi interni di rilevante importanza per la sicurezza, ne determinano sensibili riduzioni delle caratteristiche di tenuta del contenitore primario.

4.6.5 Caratteristiche di Tenuta del Contenitore

Per la quasi totalità dei contenitori degli impianti PWR è richiesto che il tasso di perdita sia mantenuto al di sotto dello 0.25% per giorno del volume libero interno. Per raggiungere questo obiettivo le pareti interne al contenitore primario sono rivestite, come già anticipato, con un “liner” in acciaio e particolare attenzione viene posta nella realizzazione dei diversi tipi di penetrazione (per l’alimentazione elettrica, per il passaggio di fluidi, per il passaggio del personale, per il trasferimento di apparecchiature, etc.) e nella loro manutenzione e controllo durante l’esercizio.

Il tasso di perdita viene determinato sperimentalmente mediante prove di tenuta effettuate in modo globale dopo la costruzione dell’impianto e prima del caricamento del combustibile, e sistematicamente ripetute durante l’esercizio (in particolare per le zone interessate alle penetrazioni).

4.6.6 Comportamento a Lungo Termine

A medio ed a lungo termine dopo un eventuale incidente, è richiesto che la pressione all’interno del contenitore primario sia mantenuta al di sotto di quella atmosferica.

4.6.7 Carichi Indotti sul Contenitore da Eventi Esterni

Nella progettazione del contenimento devono essere prese in considerazione le condizioni di carico derivanti da eventi esterni. Gli eventi cui fare riferimento sono essenzialmente i seguenti:

- terremoti;
- trombe d’aria e tornado (fig. 4.23);
- inondazioni;
- impatto con oggetti pesanti;
- attacchi con esplosivi convenzionali;
- impatto di un aeroplano (vedi par. 4.6.8);
- esplosioni di parti di impianti convenzionali localizzati all’esterno della centrale, i cui effetti potrebbero però avere importanza per la sicurezza dell’impianto nucleare.

L’entità dei carichi derivanti dagli eventi sopra indicati, sono ovviamente connessi con le caratteristiche del sito dell’impianto. Comunque, nella maggior parte dei Paesi sono definiti requisiti minimi di progetto da rispettare indipendentemente dal sito prescelto.



Figura 4.23 - Scudo di protezione da missili generati da tornado per la conduttura di aspirazione

4.6.8 L'ipotetico impatto di un aereo su una centrale nucleare esistente

In seguito agli attentati dell'11 settembre 2001 negli USA, sono stati sollevati dubbi in merito alla potenziale resistenza del contenimento di una centrale nucleare in caso di attacco condotto con modalità analoghe.

Vale la pena, a questo proposito, ricordare alcuni fatti:

- Nel 1988 i laboratori di Sandia condussero un test sull'impatto di un aereo Phantom alla velocità di 480 miglia orarie (circa 770 Km/h) contro una parete che doveva simulare quella del contenimento di un impianto nucleare: l'aereo si sbriciolò mentre la parete resse all'impatto (il filmato è reperibile, ad esempio, al seguente indirizzo: <http://www.youtube.com/watch?v=TVz5vhNvskk>)
- Il contenimento di un impianto nucleare è considerevolmente più basso e meno esteso del World Trade Center (WTC), per cui la difficoltà nel colpirlo è molto maggiore (fig. 4.24)
- La struttura del contenimento di classe nucleare è assai più robusta delle fragili finestre e delle sottili strutture metalliche del WTC
- Se l'aeromobile colpisce qualche struttura intorno all'edificio di sicurezza il reattore nucleare si spegnerebbe automaticamente da solo grazie ai suoi innumerevoli sistemi automatici (anche se venisse distrutta l'intera sala controllo)
- Anche in caso di impatto laterale difficilmente un aereo di linea potrebbe danneggiare seriamente l'edificio (fig. 4.25)
- Se venisse colpita la 'testa' del contenimento, molto probabilmente non si riuscirebbe comunque a danneggiare il reattore (che si trova molto al di sotto, in un 'pozzo' di cemento)
- Anche nella malaugurata ipotesi che l'aereo riuscisse a centrare nel punto giusto il contenimento a tutta velocità (fatto alquanto improbabile a detta degli stessi piloti di linea) e riuscisse a danneggiarlo assieme al reattore nucleare, il rischio principale per la popolazione

che vive attorno all'impianto sarebbe costituito dall'inalazione dello I^{131} (radioattivo). Come noto, esiste una contromisura molto efficace, consistente nell'assumere pillole di KI (di cui dispongono tutti i cittadini in un raggio di 5÷15 km dall'impianto), che saturano la tiroide entro 10÷15 minuti, impedendo l'assorbimento a livello tiroideo dello stesso I^{131} .

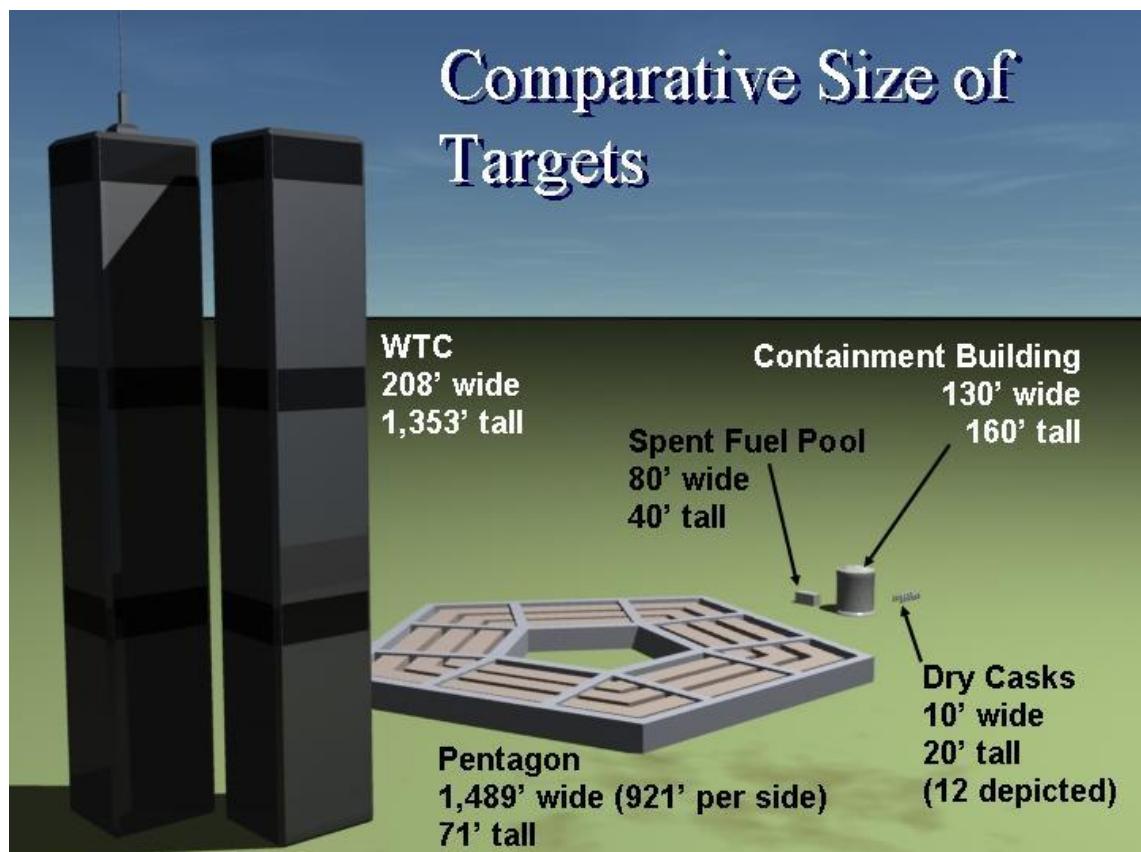
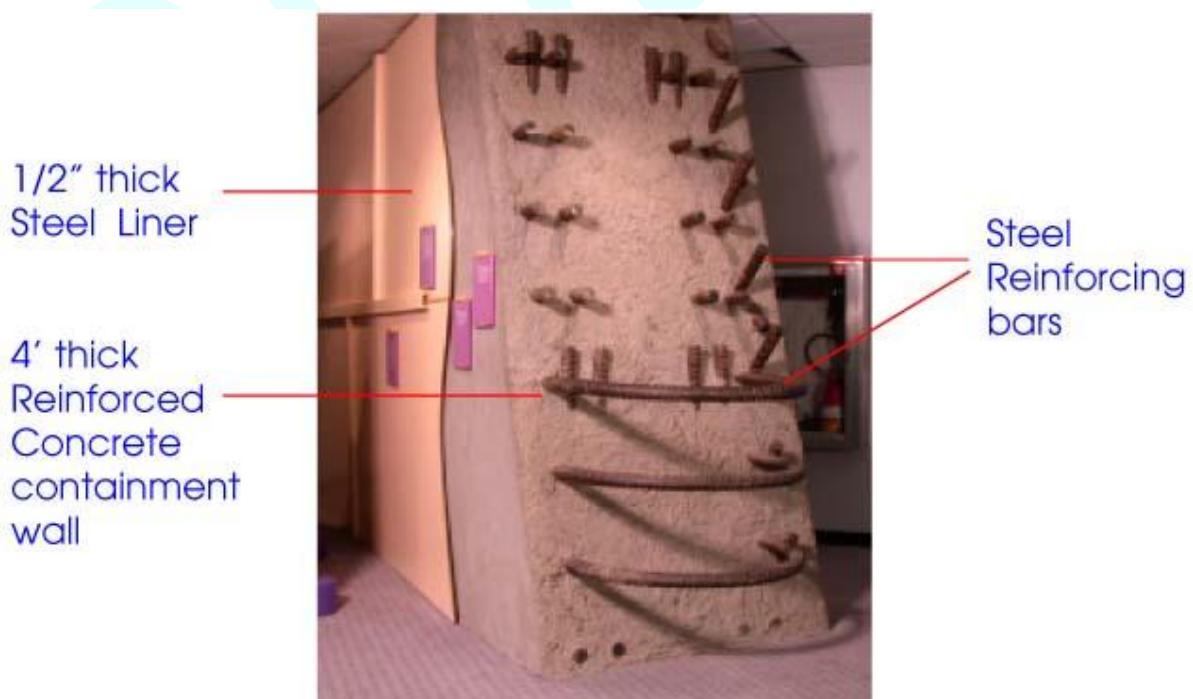


Figura 4.24 - Confronto fra le dimensioni del WTC, il Pentagono e gli edifici “sensibili” di un impianto nucleare



Construction of Containment Wall

Figura 4.25 - Dettaglio costruttivo del muro di contenimento di una tipica centrale nucleare LWR

Si rammenti inoltre che le strutture degli aerei di linea sono molto meno rigide di quello che possono sembrare: trattasi di gusci ‘vuoti’ di lega leggera, che quindi collassano facilmente urtando contro strutture rigide. I danni causati dagli attentati dell’11 settembre 2001 al Pentagono (le cui pareti sono sì in cemento armato e kevlar, ma comunque non paragonabili a quello di un contenimento di classe nucleare) si sono infatti concentrati maggiormente sul primo anello (fig. 4.26). Solo i motori, costruiti in acciaio (la cui densità è circa tripla rispetto a quella dell’alluminio), hanno continuato la loro corsa, fermandosi al terzo anello e scatenando un incendio.

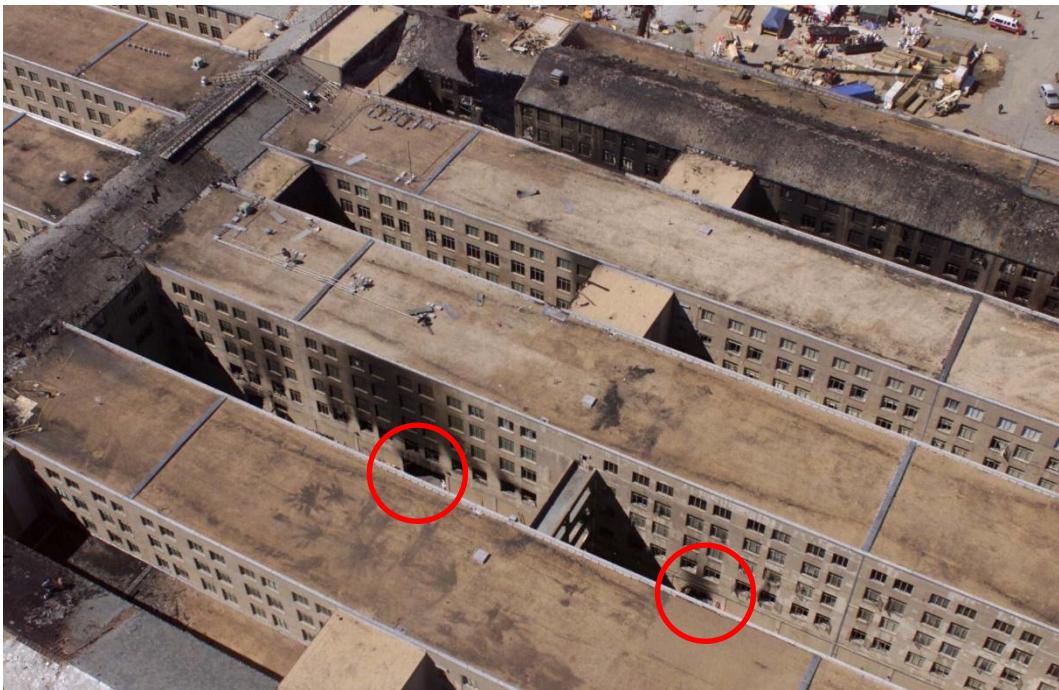


Figura 4.26 - Foto del Pentagono dopo gli attacchi dell’11 settembre 2001 (nei circoletti in rosso i segni dell’impatto di quelli che sembrano i motori del Boeing-757 nel proseguimento della loro corsa)

Analogamente per le *Twin Towers*: dai filmati e dalle fotografie diffuse si vede chiaramente che gli aerei si ‘incastrano’ negli edifici, mentre i motori sfondano le strutture e proseguono la loro corsa.

4.6.9 Condizioni di Carico nei Sistemi di Contenimento conseguenti ad Incidenti Severi

Nelle specifiche di progetto dei sistemi di contenimento degli impianti nucleari di potenza attualmente in esercizio (II Generazione) non era stata presa in considerazione (come DBA) la fusione del nocciolo del reattore, ritenendo che un evento di questo tipo potesse ritenersi ragionevolmente non credibile.

Gli incidenti che si sono verificati nel 1979 a Three Miles Island, nel 2011 a Fukushima e, seppur in misura minore, nel 1986 a Chernobyl, hanno purtroppo dimostrato che la probabilità di tali eventi, anche se molto bassa è certamente diversa da zero, dal momento che in tutti e tre i casi si è avuta fusione, quantomeno parziale, del nocciolo del reattore. Si deve comunque ricordare che il sistema di contenimento del reattore di Three Miles Island, per quanto progettato non tenendo conto di questo evento, ha consentito di mantenere in termini particolarmente ridotti i rilasci all’esterno di materiali radioattivi che sono stati invece estremamente elevati nell’incidente della centrale di Chernobyl (caratterizzata dalla sostanziale assenza del contenitore di sicurezza).

Poiché il sistema di contenimento costituisce, come è stato più volte ricordato, l’ultima barriera contro il rilascio all’esterno di materiale radioattivo, appare opportuno individuare le condizioni di carico nel contenitore conseguenti ad ipotizzabili scenari incidentali che contemplino una possibile fusione del nocciolo del reattore per stabilire a quali tra questi è ragionevolmente possibile fare

riferimento nella progettazione dei contenitori per le centrali elettronucleari attualmente in costruzione.

Si deve comunque far presente che, come già ricordato, gli incidenti con fusione del nocciolo non erano stati compresi fra quelli base di progetto e che, pertanto, nella quasi totalità dei Paesi non erano presi in considerazione nelle procedure autorizzative. In effetti però, è ormai consolidato che nei sistemi di contenimento dei nuovi impianti (vedi cap. 7) si debba tener conto anche di questo tipo di eventi (o, come nel caso dell'AP-1000, si deve riuscire a dimostrare l'impossibilità del loro accadimento in tutte le possibili situazioni incidentali).

Poiché il livello di conoscenze disponibili non era completamente sufficiente per consentire un'adeguata analisi dei possibili scenari incidentali, è stata già da tempo avviata in molti Paesi un'intensa attività di studio e di ricerca in proposito. Pur con le limitazioni sopra indicate, si può comunque ritenere in prima grossolana approssimazione che una possibile sequenza incidentale possa fare riferimento agli eventi seguenti (in realtà il recente incidente di Fukushima ha solo in parte confermato tale scenario, in quanto le ipotesi in esso formulate sono risultate essere peggiori di quanto poi effettivamente verificatosi nella realtà):

- a. Nell'intervallo di tempo immediatamente successivo al surriscaldamento del nocciolo, si avrà una reazione fortemente esotermica dello zirconio delle guaine delle barrette con il vapore, con ulteriore produzione di calore e di idrogeno che sarà rilasciato all'interno del contenitore primario
- b. Il nocciolo fuso (corium) immesso nell'acqua residua ancora contenuta nel plenum inferiore potrebbe dare luogo in particolari condizioni (legate alla velocità di immissione del corium, alla sua distribuzione ed alla quantità di acqua presente) ad una esplosione di vapore (steam explosion)
- c. Il corium potrebbe seriamente danneggiare il fondo del recipiente in pressione o, addirittura, determinarne la fusione ed essere pertanto proiettato nell'atmosfera del contenitore con conseguente input di energia termica. Potrebbero inoltre verificarsi ulteriori reazioni esotermiche dello zirconio residuo con vapore ed ossigeno ed infine le particelle ad altissima temperatura del corium potrebbero innescare l'ignizione dell'idrogeno. Tutti i processi sopra indicati porterebbero ad un aumento della temperatura e della pressione dell'atmosfera interna al contenitore
- d. Parti del nocciolo potrebbero impattare con componenti vitali presenti all'interno del contenitore o con le pareti dello stesso, compromettendo l'integrità del sistema di contenimento
- e. Il corium potrebbe infine venire a contatto con il fondo del contenitore, realizzato normalmente in calcestruzzo, dando luogo, per reazioni con lo stesso, ad ulteriore produzione di idrogeno e potendo potenzialmente addirittura anche attraversare lo spessore del basamento

Nel precisare che nessuno dei sistemi di contenimento attualmente esistenti per gli impianti LWR di II Generazione è in grado di soddisfare appieno le condizioni di carico conseguenti alla fusione del nocciolo per tutti gli scenari incidentali ipotizzabili, è però possibile constatare il mantenimento entro limiti accettabili dell'integrità dei sistemi stessi per la quasi totalità di questi scenari.

Un'adeguata conoscenza di tali condizioni di carico rende comunque possibile l'individuazione di ragionevoli interventi che possano essere messi in atto per migliorare le prestazioni di questo componente di fondamentale importanza per la sicurezza.

Gli indirizzi di base cui si fa attualmente riferimento per i nuovi LWR (e che saranno meglio dettagliati nel cap. 7) possono essere così sintetizzati:

- Potenziare le azioni di prevenzione per una effettiva riduzione della probabilità di accadimento di incidenti che possano portare alla fusione del nocciolo. Si ritiene che ciò possa essere ottenuto con il potenziamento e l'aggiunta di sistemi, ivi compresi quelli antincendio e di ricombinazione dell'idrogeno, il cui intervento porti ad un abbassamento della pressione nel circuito primario e/o

nel contenimento. Si ritiene inoltre particolarmente importante innalzare il livello di competenza e di affidabilità del personale per avere una sempre più corretta gestione dell’incidente

- Ridurre le conseguenze derivanti dal verificarsi di un incidente severo con l’impiego, ad esempio, di dispositivi di depressurizzazione dotati di efficienti sistemi di trattamento e di filtrazione dei fluidi, di sistemi di inertizzazione dell’atmosfera del contenitore primario (come si vedrà meglio nei BWR), etc.

4.7 Cenni ai Sistemi di Refrigerazione di Emergenza

Al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza in qualsiasi condizione operativa e/o incidentale, oltre alle barriere ingegneristiche di tipo passivo già descritte nel precedente paragrafo, si aggiungono poi una lunga serie di sistemi di sicurezza, attivi e passivi, atti a prevenire o gestire le più svariate condizioni incidentali.

4.7.1 ECCS

Gli ECCS (Emergency Core Coolant Systems) sono dei sistemi di refrigerazione di emergenza che si attivano in quelle sequenze incidentali in cui la pressione del primario scende al di sotto dei livelli predeterminati: la loro presenza garantisce un ulteriore importante apporto alla sicurezza, rappresentando in qualche modo le “cinture di sicurezza” e gli “airbag” degli impianti nucleari. Si tratta di una serie di sistemi che entrano in funzione in caso di incidente di perdita di refrigerante (LOCA) con conseguente depressurizzazione del circuito primario.

Ne esistono di tipologie diverse:

- Ad alta pressione
- A media pressione
- A bassa pressione

I sistemi ad alta pressione (110 bar) sono collegati ad appositi accumulatori (1 per ogni loop del primario) riempiti di acqua borata ed azoto e hanno un volume di circa 120 m³ per accumulatore.

Quelli a media (45 bar) e bassa (20 bar) pressione sono collegati ad un accumulatore esterno: per circa 20 minuti iniettano in gamba fredda poi in gamba calda; una volta esaurita l’acqua nell’accumulatore esterno entra in funzione un sistema di ricircolo che recupera l’acqua che si accumula nella parte bassa dell’edificio reattore. I sistemi a media pressione hanno una portata di circa 230÷250 m³/h, quelli a bassa pressione di circa 450 m³/h.

Più nello specifico, se si prende a riferimento un impianto PWR, si hanno i seguenti sistemi:

- HPIS (High-Pressure Injection System): entra in funzione quando si ha una moderata caduta di pressione nel circuito primario (al di sotto di 11 MPa). Ciò può essere dovuto ad una piccola rottura del circuito primario. Tale sistema provvede ad iniettare nel circuito acqua borata (come noto, veleno neutronico che rallenta la reazione a catena)
- In caso di rottura di entità maggiore entra in funzione l’Accumulator Injection System: trattasi di contenitori di acqua borata tenuti sotto un battente di azoto alla pressione di 1.4÷4.1 MPa. In caso la pressione scenda al di sotto di tale valore le valvole si aprono automaticamente iniettando nel ramo freddo del circuito acqua borata fredda. Si tratta di un sistema passivo, in quanto non necessita dell’intervento di pompe azionate elettricamente
- Se la pressione si riduce ulteriormente entrano in funzione gli LPIS (Low-Pressure Injection System): tale sistema utilizza le pompe e gli scambiatori di calore del sistema di rimozione residua del calore. Sono, come gli HPIS, un sistema attivo, che richiede l’intervento di pompe alimentate elettricamente

Le normative in merito alla progettazione degli ECCS sono severe; la NRC richiede (10 CFR 50) in ogni caso, sia per reattori di tipo PWR che BWR, il rispetto, in caso di LOCA, delle seguenti condizioni:

- la temperatura dell'incamiciatura non deve superare i 1204 °C (limite al di sotto del quale la reazione dello zircaloy con acqua per la formazione di idrogeno praticamente non avviene);
- l'ossidazione in seguito ad interazione col vapore non deve superare il 17% dello spessore iniziale dell'incamiciatura;
- la quantità totale di idrogeno generato dalla reazione chimica fra zirconio e acqua o vapore non deve superare l'1% del quantitativo che verrebbe generato se tutta l'incamiciatura reagisse;
- deve essere mantenuta la geometria dell'elemento di combustibile (al fine di poter inserire le barre di controllo in qualunque situazione e di poter refrigerare il nocciolo);
- la temperatura del nocciolo deve poter essere mantenuta ad un valore sufficientemente basso per un adeguato (virtualmente infinito) lasso di tempo.

4.7.2 Spray di emergenza

Uno dei principali sistemi di sicurezza degli attuali PWR è quello che mira al controllo della pressione del contenimento. Uno dei suoi componenti è costituito dal sistema di spray (fig. 4.27), che attinge acqua da una riserva (dell'ordine del milione di litri) e la pompa agli spruzzatori al di sopra del reattore, col fine, in caso incidentale di rottura della tubazione primaria, di favorire la condensazione del vapore (e quindi l'abbattimento della pressione) e la ritenzione dei prodotti di fissione volatili (nell'acqua utilizzata da tali sistemi è disiolta anche NaOH che viene iniettata per diminuire il livello di iodio radioattivo in forma gassosa).

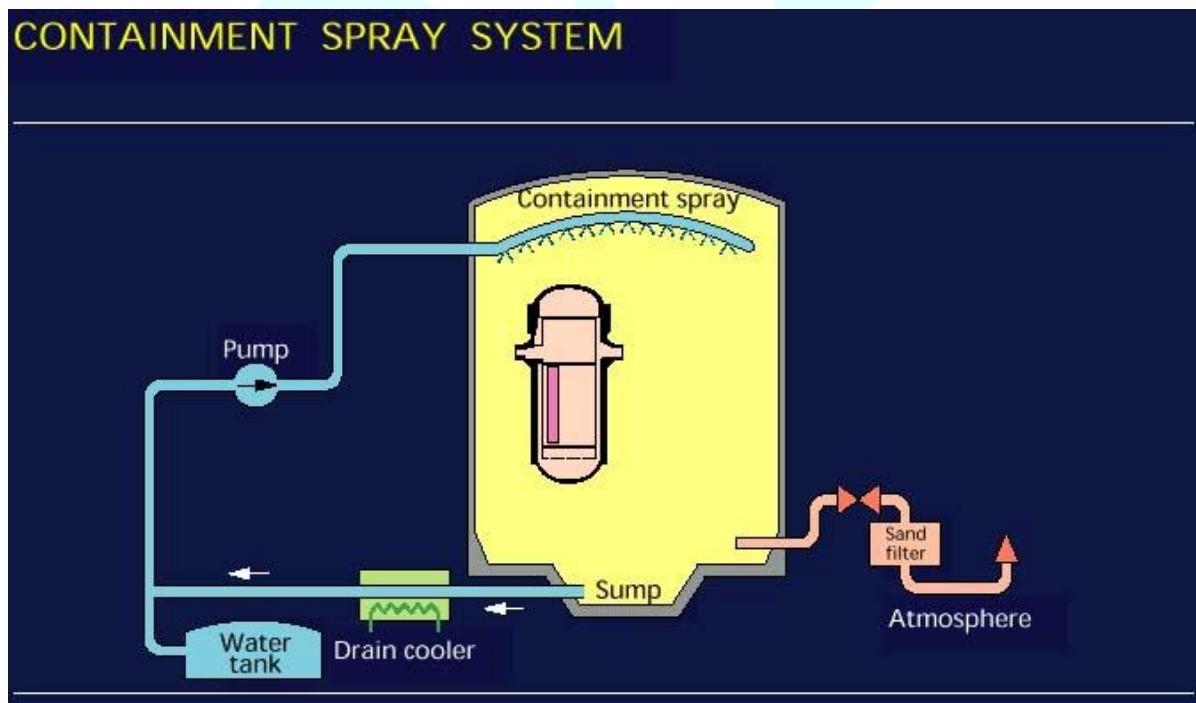


Figura 4.27 - Sistema di spray di sicurezza all'interno del contenimento

4.7.3 DHR

In aggiunta a quanto già descritto nei paragrafi precedenti, è inoltre presente un circuito ausiliario per la rimozione del calore residuo di decadimento (meno del 10% che dopo qualche minuto scende sotto il 5%, vedi fig. 4.28), che entra in funzione anche in caso di spegnimento “normale” (cioè non legato a sequenze incidentali) del reattore.

Per tutti gli scambiatori dei circuiti di emergenza è utilizzato un circuito esterno (RHR) con la sola funzione di asportare il calore dagli scambiatori stessi.

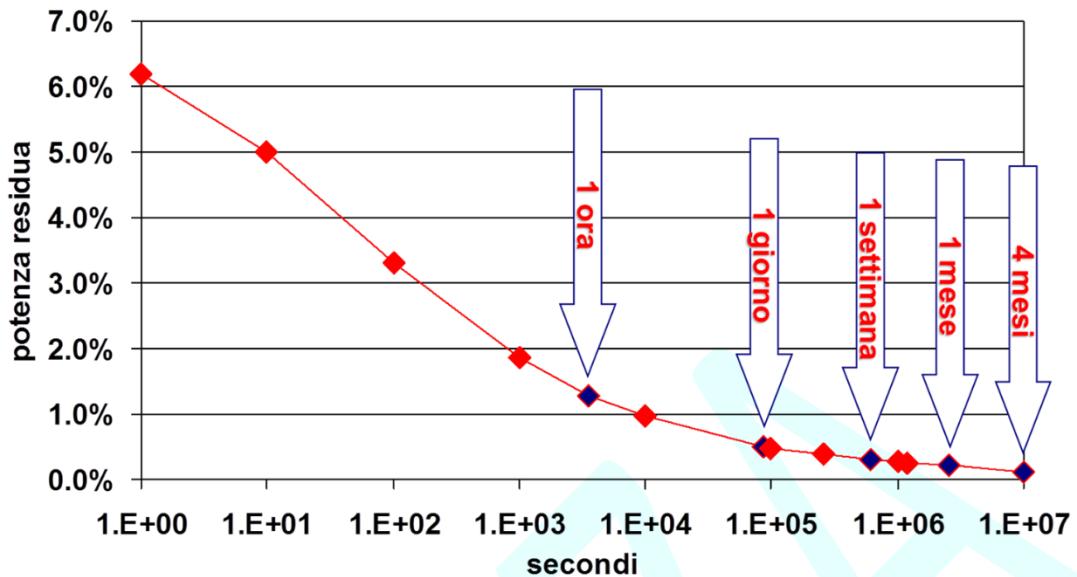


Figura 4.28 - Andamento tipico del calore residuo di decadimento per LWR

4.7.4 Generatori Diesel

Ogni impianto nucleare dispone inoltre di almeno 2 generatori Diesel di emergenza (spesso però sono anche di più), pronti a partire in pochi secondi (se non già mantenuti in rotazione al minimo) ed a fornire elettricità ai sistemi ausiliari di sicurezza in caso di situazione incidentale e contemporanea messa fuori uso delle linee elettriche di alimentazione esterne (fig. 4.29). Vengono testati almeno 1÷2 volte al mese, dispongono di riserve di aria compressa o di cartucce esplosive, e diverse volte all'anno vengono fatti funzionare per 24 ore per assicurarsi del loro funzionamento.



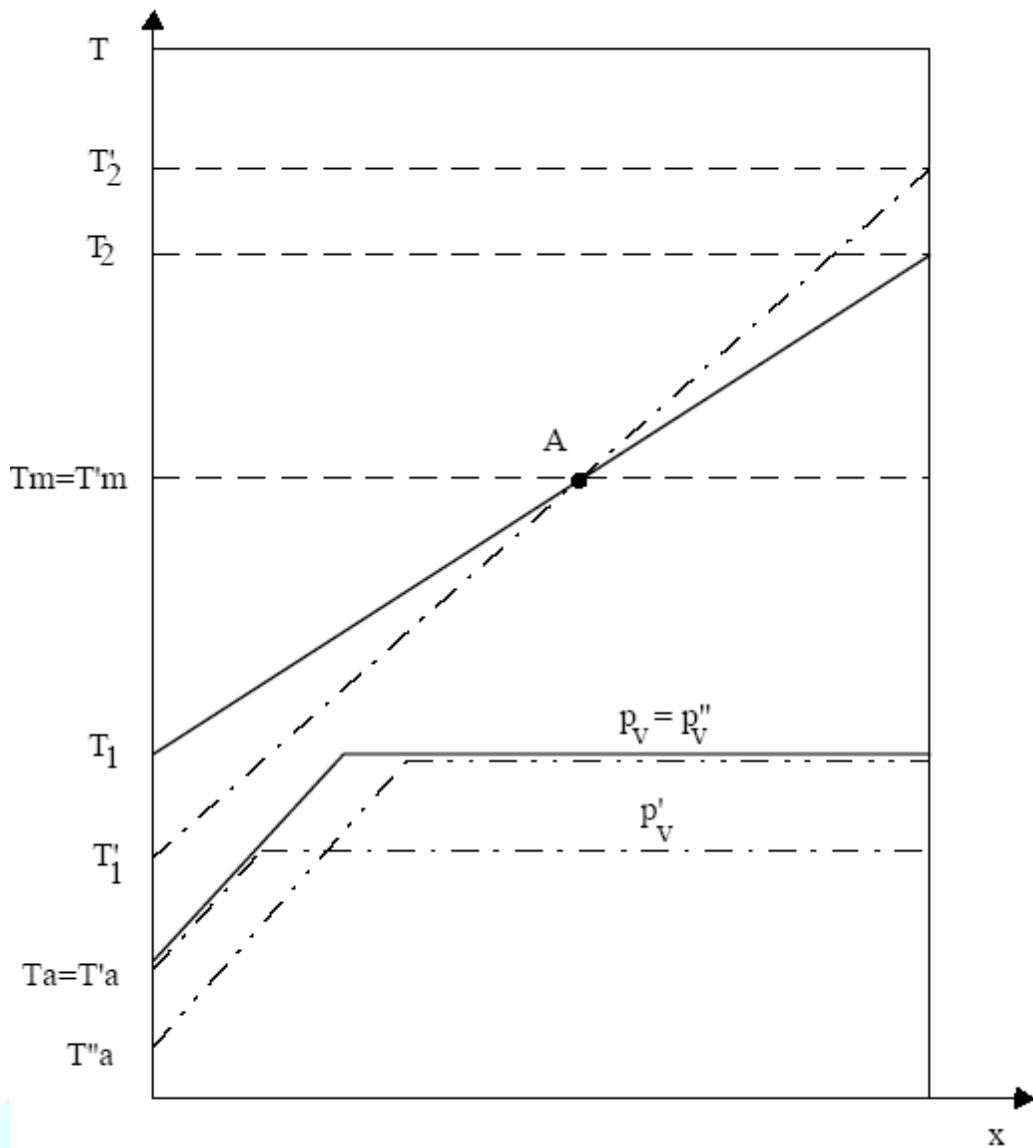
Figura 4.29 - Generatori diesel per impianti nucleari

4.8 Regolazione

Negli impianti attuali nei quali vengono impiegati elementi di combustibile che consentono il raggiungimento di burnup medio allo scarico superiori a 30000 MWd/t, la concentrazione di acido borico o di sali di boro ad inizio vita può raggiungere valori tali da rendere sicuramente positivo il coefficiente di reattività del moderatore. Anche per questo motivo è stato necessario modificare il tipo di regolazione inizialmente adottato.

Nei primi impianti, infatti, la regolazione veniva realizzata mantenendo sostanzialmente costante la temperatura media del fluido primario. Se per esempio, si aveva un aumento della richiesta del carico, il regolatore di macchina provvedeva ad aumentare il grado di apertura della valvola di ammissione del vapore in turbina; la maggiore quantità di calore ceduta nel generatore di vapore dal fluido primario a quello secondario, provocava un abbassamento della temperatura del fluido primario all'uscita del generatore e, quindi, della temperatura del fluido stesso all'ingresso del nocciolo del reattore. Il conseguente abbassamento della temperatura media del refrigerante/moderatore del nocciolo determinava, se il coefficiente di temperatura del moderatore era negativo, una inserzione di reattività e, quindi, un aumento della potenza. Il transitorio aveva termine quando, in relazione all'incremento della potenza, la temperatura media del moderatore nel nocciolo era tornata pressoché al valore che essa aveva prima dell'inizio dello stesso (in effetti la temperatura media finale rimaneva inferiore a quella iniziale per compensare le variazioni negative di reattività connesse con l'aumento della temperatura del combustibile e della concentrazione dello xeno; ambedue queste grandezze sono infatti funzione della potenza termica del nocciolo). Operando nel modo suddetto era quindi possibile variare la potenza dell'impianto senza intervento delle barre di controllo.

Questo tipo di regolazione, particolarmente favorevole per la parte nucleare dell'impianto, è invece penalizzante per la turbina che viene alimentata con vapore con caratteristiche termodinamiche variabili al variare del carico; la pressione e, quindi, la temperatura (nel caso del vapore saturo) del vapore prodotto diminuisce all'aumentare del carico (fig. 4.30). Come riportato nella figura suddetta, le curve di raffreddamento del fluido primario possono essere rappresentate da rette appartenenti ad un fascio con centro nel punto A.

Figura 4.30 - Regolazione a temperatura media (T_m) costante

Dall'esame della stessa figura emerge anche che sarebbe possibile mantenere costante la pressione del vapore al variare della potenza. Ciò richiederebbe però una variazione della temperatura dell'acqua di alimento in funzione del carico, con conseguente modifica del rendimento del ciclo di trasformazione. All'aumentare del carico, per esempio, dovrebbe diminuire la temperatura dell'acqua di alimento, ma in tal modo sarebbe aumentata la quantità di calore ceduta al fluido secondario a temperatura variabile e, comunque, inferiore a quella massima del fluido stesso. Ciò porterebbe inevitabilmente, come è noto, ad un abbassamento del rendimento del ciclo.

Poiché, come è stato prima accennato, il coefficiente di temperatura del moderatore nei PWR della generazione attuale è positivo ad inizio vita e tale rimane, anche se con valore continuamente decrescente, per un non trascurabile intervallo della vita stessa, questo tipo di regolazione non è più possibile.

Dovendosi fare ricorso comunque all'intervento delle barre di controllo, potrebbe essere preso in considerazione il tipo di regolazione a pressione costante del vapore (fig. 4.31). In questo caso le curve di raffreddamento del fluido primario sono rappresentabili con rette appartenenti ad un fascio avente il centro nel punto B. Ciò porterebbe inevitabilmente ad una variazione della temperatura media del fluido primario alla fine del transitorio. La conseguente variazione di reattività dovrebbe essere compensata con lo spostamento delle barre di controllo. Questo tipo di regolazione, particolarmente gradito per il gruppo turbogeneratore, sarebbe però particolarmente penalizzante per

la parte nucleare, richiedendo spostamenti delle barre di controllo di entità rilevante, essendo tale la variazione della temperatura del fluido primario.

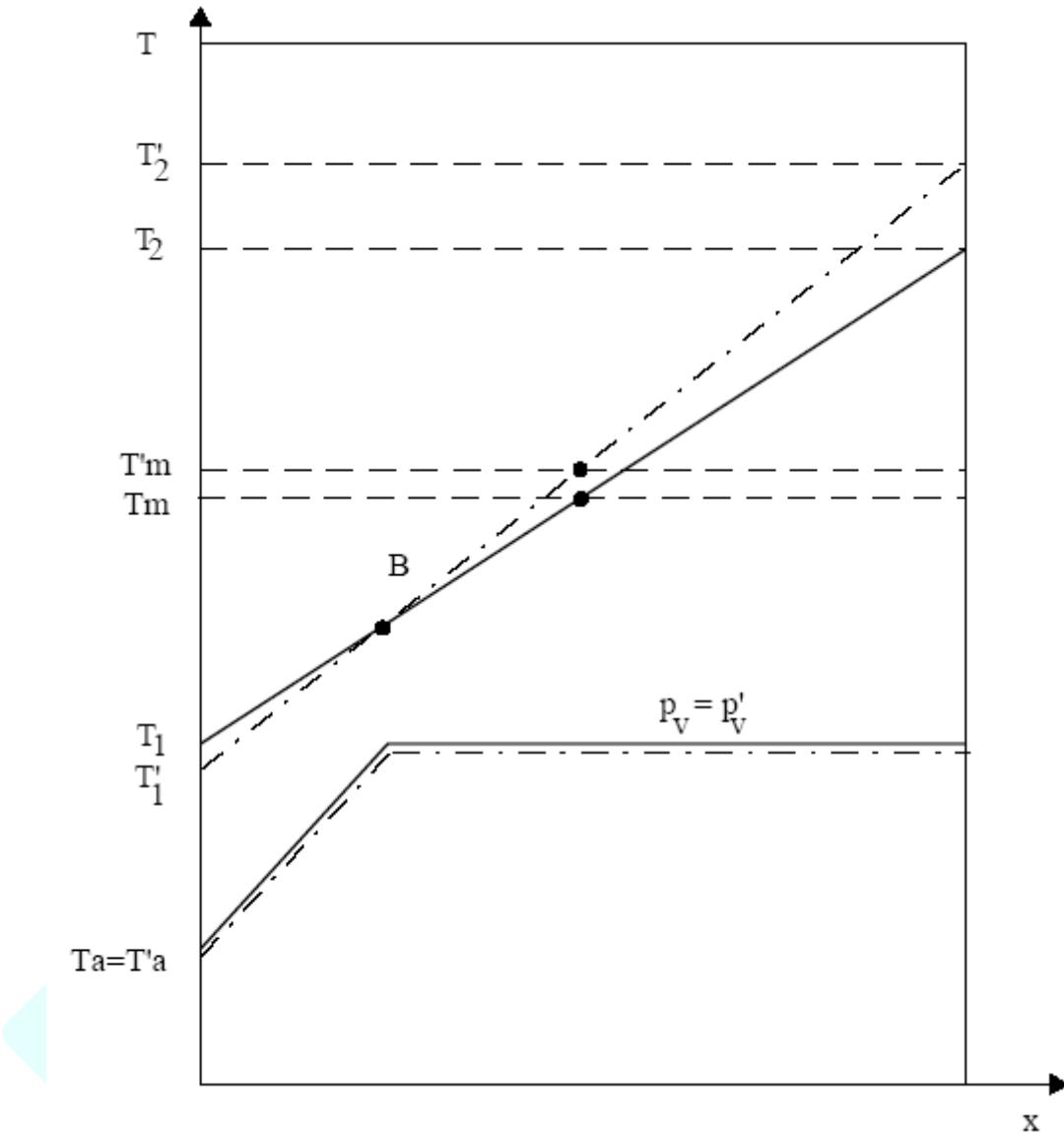
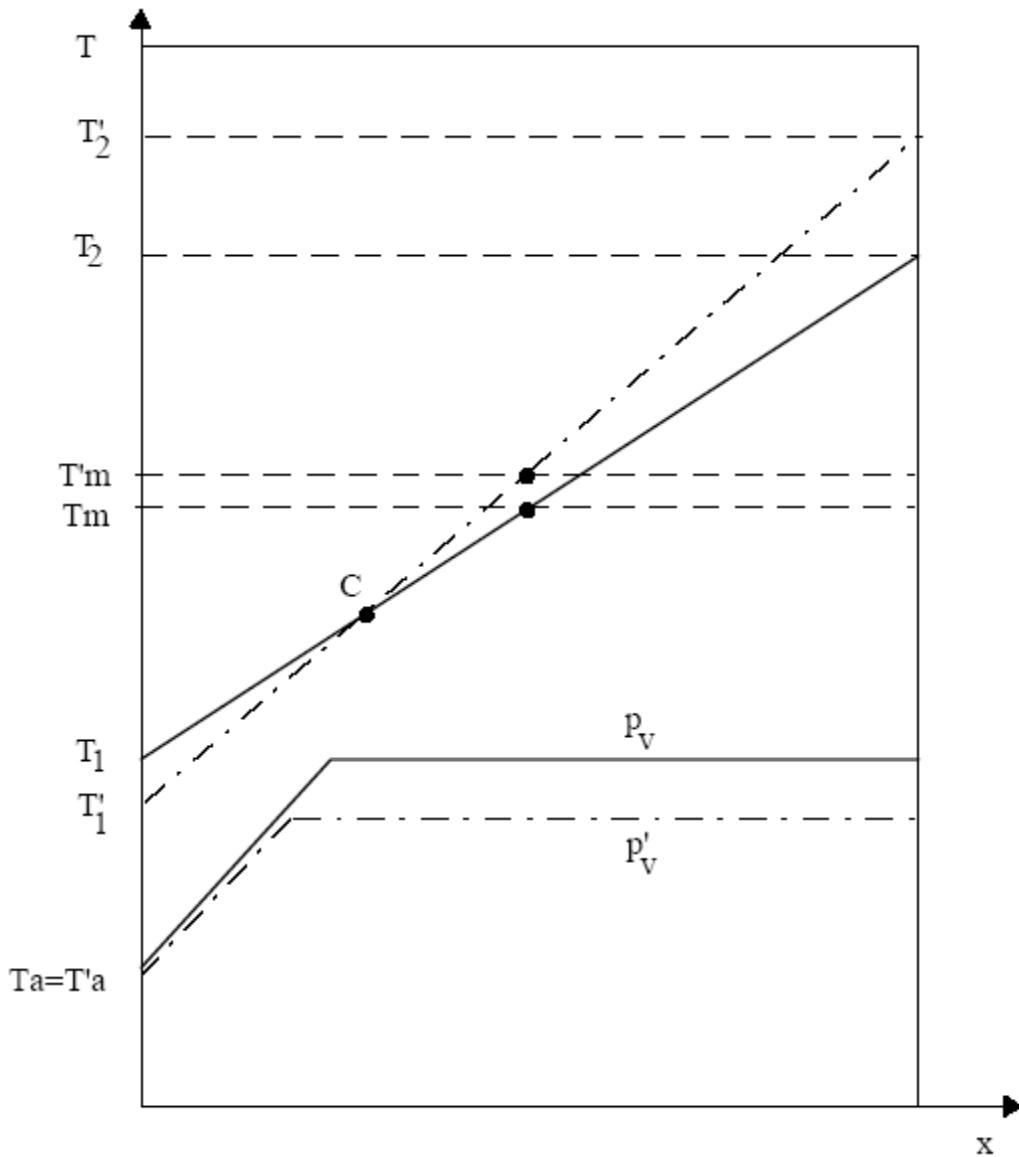


Figura 4.31 - Regolazione a pressione costante del vapore

Tenendo presente quanto sopra, il tipo di regolazione adottato è di norma quello indicato nella fig. 4.32. Le curve di raffreddamento del fluido primario sono rappresentabili con rette appartenenti ad un fascio con centro in un punto C intermedio tra quelli A e B indicati nelle figure precedenti. La temperatura media del fluido primario non rimane costante, ma la sua variazione è minore rispetto a quella che si avrebbe con il tipo di regolazione a pressione costante del vapore; la pressione del vapore non rimane costante, ma la sua variazione in funzione del carico è minore di quella che si avrebbe con il tipo di regolazione a temperatura costante del fluido primario.

Come è stato prima accennato, l'abbandono del sistema automatico di regolazione a temperatura media costante del fluido primario è stato imposto dalla modifica del coefficiente di temperatura del moderatore provocata dall'adozione del controllo chimico. È però abbastanza probabile che, indipendentemente da ciò, si sarebbe comunque arrivati a questa nuova soluzione, risultando il tipo di regolazione prima indicato troppo penalizzante per il sistema turbogeneratore.

Figura 4.32 - Regolazione con variazione di T_m e di p_v

4.8.1 Note complementari sulla regolazione

Per evitare intervalli di manutenzione dell'ultimo stadio della turbina più brevi di 5÷10 anni, si può ammettere un titolo in uscita dalla turbina dell'ordine del 85%.

In caso di trip di turbina il vapore in eccesso dovrebbe essere mandato al condensatore: tale vapore ha per un coefficiente di scambio molto inferiore a quello del vapor saturo; per evitare di sovradimensionare eccessivamente il condensatore nei PWR si può sfiatare direttamente in atmosfera.

Per PWR con potenza superiore ai 1400 MW_e è necessario ricorrere a particolari turbine appositamente conformate (soluzione francese) o più gruppi (alta-media-bassa pressione) di turbine (soluzione inglese) con conseguenti accresciuti problemi di regolazione.

Infine va rilevato che l'uso degli spillamenti innalza la temperatura di ingresso nel generatore di vapore con conseguente diminuzione degli shock termici (soprattutto per i bocchelli).

4.9 L'Incidente di TMI-2

Nel marzo del 1979 nell'unità 2 della centrale di Three Mile Island (fig. 4.33) sono avvenuti una serie di eventi che hanno condotto al primo incidente con serio danneggiamento del core in un

impianto nucleare commerciale (fig. 4.34); in precedenza un unico evento di fusione del nocciolo (in piccola scala) era occorso nel reattore di ricerca Fermi 1, vicino Monroe nel Michigan (USA).

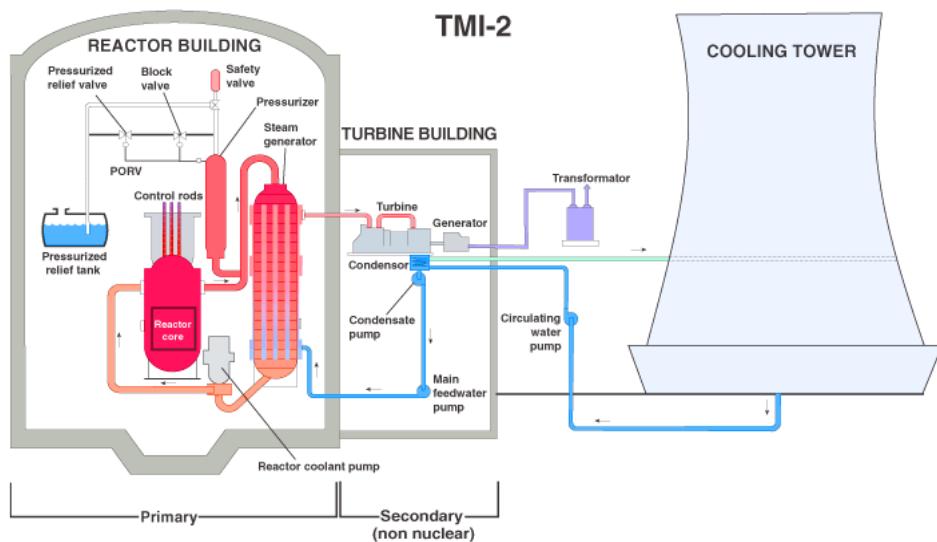
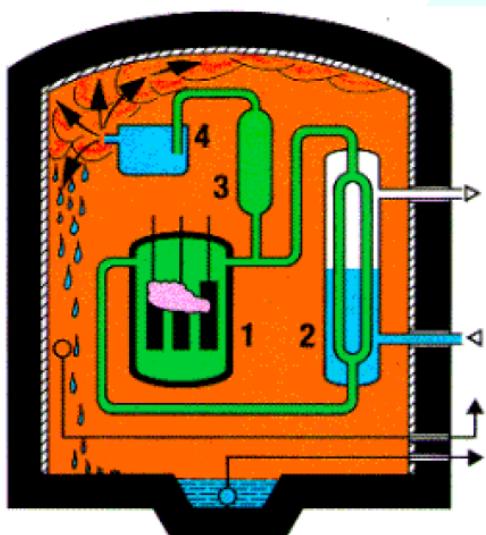


Figura 4.33 - Unità 2 della centrale di Three Mile Island (TMI-2)



1. Reactor
2. Once-through Vertical SG
3. Pressurizer
4. Quench Tank or Pressurizer Relief Tank

Blue on right shows feedwater going to and in the secondary side of the SG
 Blue on bottom shows containment sump
 Blue in upper left shows the Quench Tank; note steam leaving

Figura 4.34 - Schematica rappresentazione dell'incidente di TMI-2

La centrale di Three Mile Island era costituita da due unità, equipaggiate con reattori nucleari di tipo PWR di fornitura Babcock & Wilcox (B&W) e gruppi turbo-alternatori di fabbricazione Westinghouse, con potenza all'incirca uguale (termica ~ 2800 MW_t, elettrica linda ~ 960 MW_e, elettrica netta ~ 900 MW_e, con un rendimento intorno al 33%). Essa era situata sull'isola che porta lo stesso nome (isola delle Tre Miglia) nella regione di Middletown (Pennsylvania - USA) lungo il Susquehanna River, a circa 15 Km da Harrisburg (~ 70000 abitanti), capitale dello Stato (fig. 4.35). Più in generale, le altre città vicine erano Middletown (a 5 km con 9000 abitanti) e Lancaster (a 25 km con 580000 abitanti); quindi in un raggio di 5 Km si avevano circa 10000 abitanti e circa 1 milione in un raggio di 50 Km.

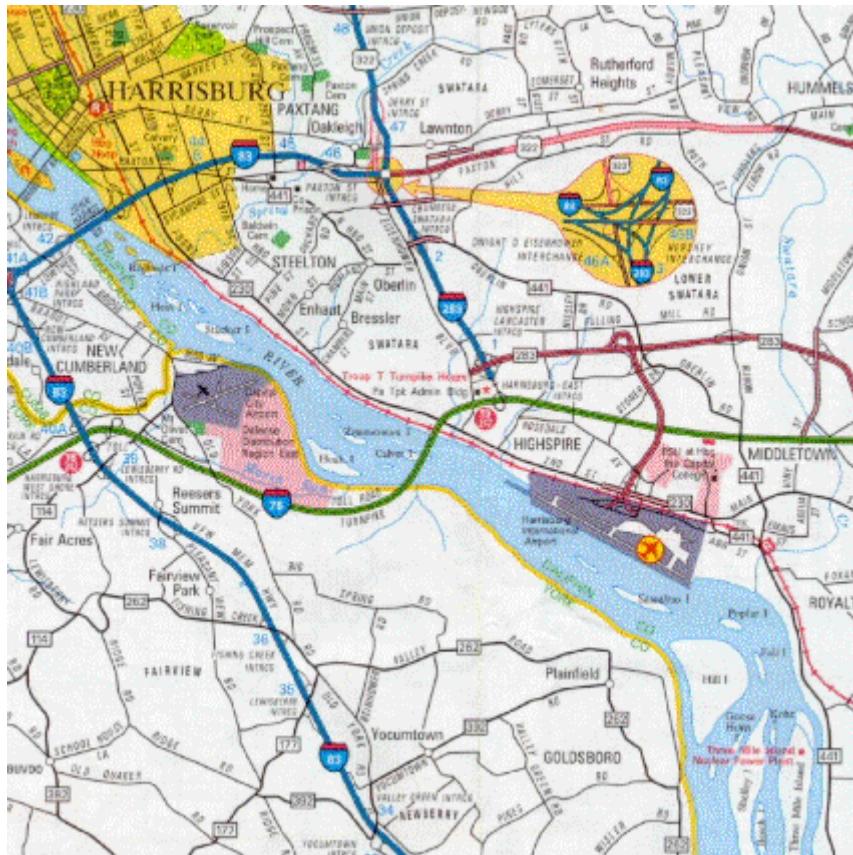


Figura 4.35 - Area geografica in cui è collocato l'impianto di TMI

In particolare il reattore dell'unità 2 aveva una potenza termica di 2772 MW_t ed una potenza elettrica netta di 880 MW_e; il reattore era stato messo in servizio commerciale meno di tre mesi prima, il 30 dicembre 1978. Mentre avveniva l'incidente, il reattore TMI-1 dello stesso tipo del TMI-2, situato lì vicino, era fermo per le operazioni di ricarica del combustibile. La fig. 4.36 mostra le quattro torri di raffreddamento, due per ogni reattore (nella foto, in funzione quelle di TMI-1 e fuori servizio quelle di TMI-2). Sempre in fig. 4.36, si vedono i due edifici di contenimento (i due cilindri coperti da cupola emisferica) dentro i quali vi sono i reattori (gli edifici a forma di parallelepipedo che si trovano adiacenti a questi contengono la parte convenzionale di conversione dell'energia).

Si tratta di PWR sostanzialmente “classici” con doppio circuito di raffreddamento (2 loop):

- Il calore è estratto dal nocciolo mediante acqua in pressione (150 atm e circa 300 °C) circolante nel circuito primario in acciaio costituito da tubazioni del diametro di 70 cm, dalle pompe, dal pressurizzatore e dal vessel (che è alto 12 m, ha un diametro di 4 m ed uno spessore delle pareti di 20 cm)
- L'acqua del primario cede il suo calore al circuito secondario dentro i generatori di vapore (GV). Qui si lavora a ~50 atm di modo che, come consueto, l'acqua non sia più nella fase liquida e possa trasformarsi nel vapore che aziona la turbina accoppiata all'alternatore
- La sicurezza del reattore si basa sull'usuale sistema multi-barriera (defense in depth) atte ad evitare il contatto dei materiali radioattivi con l'ambiente:
 - (1) l'incamiciatura che riveste le pastiglie di combustibile (circa 40000, in barrette di 4 m di lunghezza e di 10 mm di diametro) dentro il nocciolo
 - (2) il circuito primario nel suo insieme
 - (3) l'edificio di contenimento, realizzato in calcestruzzo armato di circa 1 m di spessore, che dispone anche di un sistema antincendio



Figura 4.36 - Vista della centrale di TMI

C'è appena da osservare che tutti i sistemi di sicurezza della centrale puntano su queste tre barriere. Come per tutti i PWR, nel caso di un qualunque spostamento dalle condizioni di funzionamento nominale, le barre di controllo scendono nel core per rallentare o fermare del tutto la reazione a catena.

Lo schema funzionale dell'impianto di TMI-2 è rappresentato nella fig. 4.37.

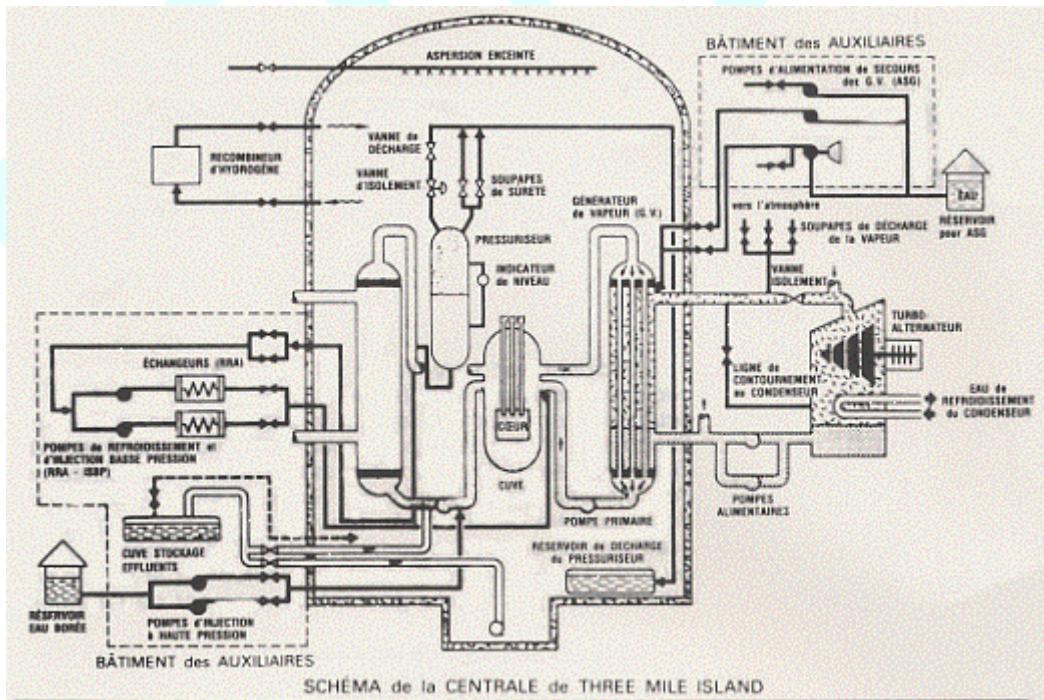


Figura 4.37 - Schema funzionale dell'impianto di TMI-2

Come già anticipato, l'edificio del reattore (contenimento) è costituito da un contenitore cilindrico in cemento armato precompresso (fig. 4.38), con un rivestimento interno (liner) di acciaio ed il sistema di refrigerazione è costituito da due circuiti, ognuno provvisto di due pompe di circolazione

e da un generatore di vapore del tipo ad un solo passaggio (*once through*) con un volume interno di circa 46 m³.

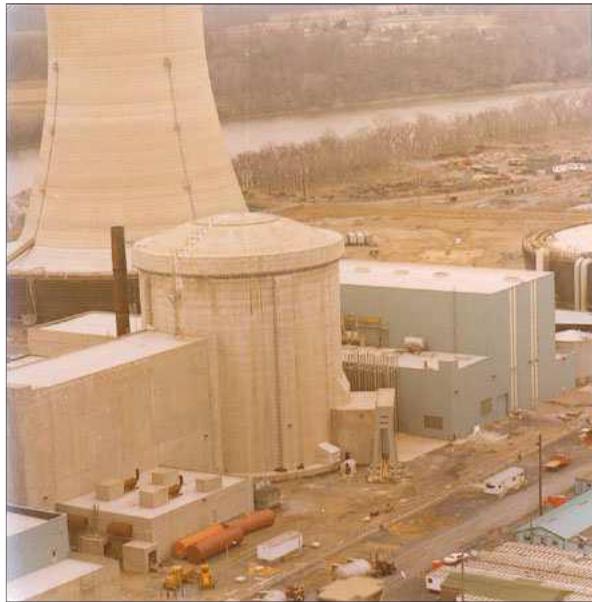


Figura 4.38 - L'edificio di contenimento di TMI-2

Gli altri sistemi di processo e di sicurezza sono quelli tipici di un PWR; si può solo ricordare che, in caso di perdita totale delle pompe d'alimento dell'acqua nei GV, entra in funzione automaticamente un sistema d'emergenza (AFS - Automatic Feedwater System), costituito da due motopompe al 50% ed una turbopompa al 100%.

La causa iniziatrice dell'incidente, alle ore 04.00.37 del 28 Marzo 1979, fu la chiusura di una valvola sul sistema di refrigerazione secondario mentre l'impianto stava lavorando al 97% della potenza nominale. In questo caso la prevista sequenza degli eventi è la seguente:

- perdita dell'acqua di alimento;
- scatto della turbina;
- chiusura delle valvole di arresto di turbina (per l'evento b);
- aumento della pressione che causa l'arresto rapido del reattore;
- AFS si avvia per scatto delle pompe di alimento principale.

Dopo la chiusura delle valvole di arresto di turbina, il vapore viene inviato al condensatore, tramite la linea di by-pass (con una capacità del 15% della portata nominale) e, almeno inizialmente, anche all'atmosfera, tramite le valvole di sicurezza (con capacità 6%). Per questa sequenza non sono previste conseguenze significative né per l'impianto né per la popolazione.

Come già parzialmente anticipato, alle ore 04.00.37 del 28 marzo 1979 l'impianto stava funzionando al 97% di potenza, con controllo automatico. Era stata identificata una perdita dal circuito primario, attraverso una valvola di sfioro. Nei giorni precedenti si era proceduto ad una verifica periodica dell'AFS che prevedeva la chiusura delle valvole di mandata delle pompe; per ragioni non del tutto accertate, ma comunque legate ad un errore umano, queste valvole erano chiuse al momento dell'incidente. Esistevano inoltre alcune difficoltà di funzionamento per il sistema di purificazione del condensato (demineralizzatore).

Durante il trasferimento delle resine esaurite del demineralizzatore, si ebbe un ingresso d'acqua nel sistema aria - strumenti che causò la chiusura della valvola d'isolamento del demineralizzatore.

Scattarono in successione le pompe booster del condensato, le pompe del condensato, le pompe d'alimento e la turbina. Aumentò la temperatura media del fluido primario, che, espandendosi, causò un aumento di livello e quindi di pressione nel pressurizzatore. Da qui in avanti si ebbe la sequenza degli eventi riportata nella seguente tab. 4.6.

Tempo	Evento
3÷6 s	A 157 bar si apre la valvola di sfioro sul pressurizzatore (PORV). La salita di pressione rallenta, mentre la temperatura del refrigerante continua ad aumentare.
8 s	Si ha l'arresto rapido del reattore per alta pressione (163.8 bar). La pressione decresce rapidamente, aumenta ancora la temperatura media del refrigerante ed aumenta il livello nel pressurizzatore.
13 s	A 153 bar la PORV non chiude come dovrebbe: è un fatto non previsto e non rilevato dall'operatore ⁵ . Infatti la pressione del primario continua a scendere invece di stabilizzarsi.
30 s	Tutte e tre le pompe dell'AFS sono in funzione, ma non arriva acqua ai GV, in quanto sono chiuse le valvole di mandata. Il fatto che l'impianto fosse in esercizio con queste valvole chiuse, costituisce una violazione alle prescrizioni tecniche. Da qui il transitorio si differenzia da quanto previsto nell'analisi di sicurezza. La pressione decresce rapidamente.
60 s	Il livello nei GV è molto basso, mentre quello nel pressurizzatore aumenta di nuovo in modo rapido, per il raggiungimento della pressione di saturazione e l'inizio di una ebollizione diffusa. La temperatura media aumenta lentamente. L'energia smaltita dalla PORV bilancia quasi quella di decadimento prodotta nel nocciolo. La pressione, nel frattempo, continua a decrescere. Le variazioni in direzione opposta di pressione e temperatura sono un fatto nuovo in tale transitorio, ma ad esso non viene data la necessaria importanza.
124 s	Si avvia il sistema di iniezione di emergenza (ECCS) ad alta pressione (HPIS), quando la pressione raggiunge 111.8 bar. L'intervento dell'HPIS (con portate dell'ordine dei 4000 l/min) non provoca modifiche sostanziali all'andamento dei parametri. Si ha solo un aumento più lento della temperatura media. La pressione nei GV, che ormai contengono solo vapore, inizia a diminuire rapidamente. L'indicazione di livello nel pressurizzatore continua ad aumentare.
228 s	Scatta l'allarme di altissimo livello del pressurizzatore. L'operatore annulla il segnale di intervento degli ECCS e strozza la portata delle pompe HPIS. Il livello del pressurizzatore continua a salire. A circa 5 min la temperatura inizia a salire, perché dalla PORV inizia a uscire una miscela di acqua e vapore e quindi l'energia asportata diminuisce. Anche la pressione inizia a salire.
360 s	Il livello nel pressurizzatore va fuori scala. Praticamente dalla PORV viene scaricata solo acqua. La pressione del primario raggiunge 94.2 bar mentre la temperatura nel ramo caldo è di 307 °C. La portata di ricircolo nel primario diminuisce rapidamente, a causa della diminuita densità del fluido. Il pressurizzatore resta pieno di acqua per 270 s. La temperatura cresce linearmente, per l'insufficiente asportazione di calore.
463 s	Si avvia automaticamente la pompa di sentina del contenimento per alto livello. A circa 180 s si era aperta la valvola di sfioro del serbatoio di drenaggio dello scarico del pressurizzatore.
480 s	L'operatore scopre che il lato secondario dei GV è praticamente asciutto ed apre le valvole chiuse sull'AFS. Arriva acqua ai GV e la loro pressione inizia a salire. Inizia a scendere la temperatura del primario; la conseguente contrazione del volume riporta il livello nel pressurizzatore nel campo di lettura. Diminuisce anche la pressione. Il livello nei GV stenta a salire, in quanto l'acqua inviata vaporizza immediatamente: si ha un'elevata pressione, ma un basso livello.

⁵ Questo accadde perché, la lampada che indicava la posizione della valvola non era azionata dal movimento della valvola stessa ma dalla corrente elettrica nella bobina di comando per cui questa, essendosi correttamente eccitata, indicava valvola chiusa mentre invece la stessa era rimasta aperta.

840 s	Il disco di rottura sul serbatoio di drenaggio si rompe a 13.7 bar. Probabilmente per un fenomeno di ebollizione diffusa (simile a quello nel pressurizzatore) la valvola di sfioro non è stata più sufficiente a regolare la pressione nel serbatoio e dal dodicesimo minuto circa essa è aumentata rapidamente. Si ha, subito dopo, un aumento di pressione nell'edificio reattore. È persa a questo punto l'integrità del circuito primario: la mancata completa richiusura della PORV equivale a tutti gli effetti ad uno Small Break (SB) LOCA. Si incomincia a formare un battente d'acqua nel contenimento. Si avviano in automatico le pompe di drenaggio del contenimento che inviano l'acqua in un serbatoio dell'edificio ausiliario.
1240 s	La situazione si stabilizza in qualche modo. Il calore di decadimento viene asportato solo dalla PORV rimasta aperta. I GV non sono totalmente efficaci perché non si riesce ad aumentare il livello sul lato secondario.
74 min	L'operatore ferma le pompe di circolazione nel circuito "B" a causa delle alte vibrazioni, a loro volta causate dalla bassa densità del fluido pompato. La continua perdita dalla PORV aveva già provocato l'uscita del 40% del contenuto iniziale di acqua; il fluido pompato è già una miscela di acqua e vapore. La circolazione forzata diminuisce e cominciano a formarsi delle sacche di vapore nella testa del RPV e sul gomito alto della gamba calda. La pressione ricomincia a scendere rapidamente.
100 min	L'operatore ferma anche le pompe di circolazione del circuito "A", per timore di rottura delle tenute sull'albero. È un evento particolarmente critico nella sequenza descritta. Subito dopo l'interruzione della circolazione forzata, gli operatori si aspettavano l'instaurarsi di una circolazione naturale. La circolazione naturale non inizia od inizia a portare estremamente basse, in quanto le bolle di vapore nei gomiti delle gambe calde interrompono la continuità del liquido. Vengono aumentati i livelli di acqua nei GV per tentare di migliorare la circolazione naturale, ma l'effetto è minimo. Il nocciolo aumenta di temperatura. La temperatura della gamba calda sale a 271 °C e va fuori scala a 135 min. La temperatura della gamba fredda scende gradualmente fino a raggiungere a ~9 h dall'incidente i 66 °C. In questa fase la zona più calda del primario non è, come in condizioni normali, il pressurizzatore, ma il nocciolo, in cui c'è una continua produzione di calore, senza che questo possa essere smaltito. La particolare configurazione a U del collegamento tra primario e pressurizzatore crea una guardia idraulica, che consente il mantenimento di un certo livello di liquido nel pressurizzatore, anche se il primario non è completamente pieno d'acqua (fenomeno parzialmente aggravato dall'instaurarsi della fenomenologia del CCFL). In questo periodo, probabilmente, si ha il maggiore danneggiamento del nocciolo. Si ha anche un'accelerazione della cinetica della reazione zirconio-acqua che infragilisce le camicie provocandone la fessurazione e produce ulteriore energia che contribuisce al surriscaldamento del combustibile.
140 min	L'operatore sospetta una perdita della PORV e chiude la valvola d'isolamento a monte. Ciò provoca un aumento di pressione, che passa da 46 a 90 bar. Dopo 174 min l'operatore avvia una pompa del circuito "B" perché ha dubbi sull'efficacia della circolazione naturale. La pompa resta in servizio per 19 min, durante i quali la pressione raggiunge 153 bar.
225 min	Picco di pressione di 0.34 bar nel serbatoio di drenaggio, probabilmente dovuto al bruciamento od all'esplosione di una sacca di idrogeno.
228 min	Picco di pressione di 0.75 bar nel serbatoio di drenaggio. La pressione relativa nel contenimento sale da 0.07 a 0.2 bar. Per abbassare la pressione del primario, viene riaperta la valvola di isolamento prima della PORV.
300 min	Picco di pressione nel contenimento di 0.3 bar.
320 min	Viene chiusa la valvola d'isolamento. Lo scambio termico del GV "A" è praticamente nullo, come si può dedurre dal fatto che la pressione va praticamente a zero sul lato secondario, a causa della mancanza completa di circolazione sul lato primario.

450 min	L'operatore apre di nuovo la PORV probabilmente nel tentativo di depressurizzare il primario a 28 bar e permettere così l'avvio del sistema di rimozione del calore residuo (RHR). La pressione scende a 35 bar. Gli accumulatori, non isolati, scaricano parzialmente nel primario, impedendo così un'ulteriore diminuzione di pressione.
600 min	Picco di pressione di 2 bar nel contenimento. Si avvia il sistema di spray che viene fermato dopo 2 min (sono stati iniettati circa 1900 l di NaOH).
810 min	Si chiude la valvola d'isolamento della PORV, per aumentare la pressione, ridurre i vuoti ed avviare le pompe di circolazione. La pressione del primario sale da 46 bar a 160 bar, mentre il livello nel pressurizzatore tende di nuovo ad andare fuori scala.
945 min	Viene avviata una pompa di circolazione del circuito "A". Si ristabilisce una portata nel GV "A". Anche la temperatura della gamba calda nel circuito "B" rientra nel campo di misura. Da questo momento si opera per far rimanere la situazione stabile, proseguendo il raffreddamento del circuito primario.

Tabella 4.6 - Sequenza (semplificata) degli eventi nell'incidente di TMI-2

Nei primi giorni successivi all'incidente, il problema dell'idrogeno che si era generato nel nocciolo, a causa della elevata temperatura, fu quello che creò le maggiori preoccupazioni ed in particolare l'idrogeno accumulatosi in due sacche nel primario, una all'ingresso dei GV ed una nel duomo del RPV. Il timore di una reazione violenta idrogeno-ossigeno fu molto accentuato da alcuni (relativamente) banali errori di valutazione. Infatti, l'unico ossigeno presente era quello formatosi dalla decomposizione radiolitica dell'acqua, in proporzioni talmente piccole da non poter costituire un pericolo. La bolla di idrogeno si andò dissolvendo nell'acqua del primario e fu rilasciata nel pressurizzatore, da dove passò nel contenitore, attraverso il serbatoio di drenaggio. Operando il ricombinatore d'idrogeno presente nel contenitore, si fece poi scendere la concentrazione d'idrogeno a valori trascurabili.

Dopo circa un mese dall'incidente, fu fermata l'unica pompa di circolazione rimasta in servizio ed il raffreddamento, tramite i GV, continuò in circolazione naturale.

Sulla base delle analisi dei dati dosimetrici e demografici, gli effetti sanitari sul personale e sulla popolazione successivi all'incidente di TMI possono essere così sintetizzati:

- Si ritiene che tra il 28 marzo e il 15 aprile la dose collettiva alla popolazione residente entro un raggio di 80 km circa dall'impianto, risultante dal rilascio radioattivo, sia stata di circa 2000 rem uomo (20 Sv uomo). Per rendersi conto del significato dell'entità della dose, è utile rilevare che la dose annua collettiva dal fondo naturale per la stessa popolazione è di 240000 rem uomo circa (2400 Sv uomo). L'aumento di dose alla popolazione residente entro un raggio di 80 km fu dunque dell'ordine dell'1% del livello annuale dovuto al fondo naturale. Per coloro che abitavano entro un raggio di 8 km venne stimato che tale percentuale assommasse a circa il 10%. La dose individuale massima all'esterno del sito (esclusi i lavoratori dell'impianto) durante l'incidente fu di 70 mrem (0.7 mSv). Ciò significa che, alla luce delle attuali conoscenze scientifiche, le dosi di radiazione ricevute da tutta la popolazione, a seguito dell'esposizione alla radioattività rilasciata durante l'incidente, furono talmente piccole che non si evidenzieranno per il futuro aumenti nei casi di cancro, di malformazioni o di danni genetici, come conseguenza dell'incidente di TMI
- Per quanto riguarda il personale professionalmente esposto va ricordato che, durante il periodo dal 28 marzo al 30 giugno, tre lavoratori ricevettero dosi di circa 3÷4 rem (0.03÷0.04 Sv); questi livelli superarono di poco la dose trimestrale massima permessa di 3 rem (0.03 Sv)

Anche per quanto riguarda la contaminazione ambientale si ottennero valori molto bassi, di parecchi ordini di grandezza inferiori alla soglia di pericolo. A conclusione di quanto esposto, si può rilevare che il sistema di contenimento fu molto efficace a trattenere al proprio interno i prodotti radioattivi rilasciati dal combustibile. Infatti, l'impatto sulla popolazione fu contenuto in limiti valutabili da 100 a 1000 volte inferiori a quelli previsti per la dichiarazione dello stato d'emergenza. Tuttavia, bisogna sottolineare che il pubblico subì un grave stress di natura psicologica, dovuto

all'incertezza dell'effettivo pericolo, fenomeno accentuato da una non corretta gestione dell'emergenza da parte delle autorità.

I danni al reattore furono invece ingenti. La diagnosi esatta è stata molto difficile per l'alta pericolosità dell'ambiente da esaminare. Con delle telecamere calate entro il RPV si è avuta la conferma che la parte superiore del nocciolo aveva subito una parziale fusione, con la creazione di frammenti di combustibile sparsi, ma trattenuti dalle griglie distanziatrici (fig. 4.39).

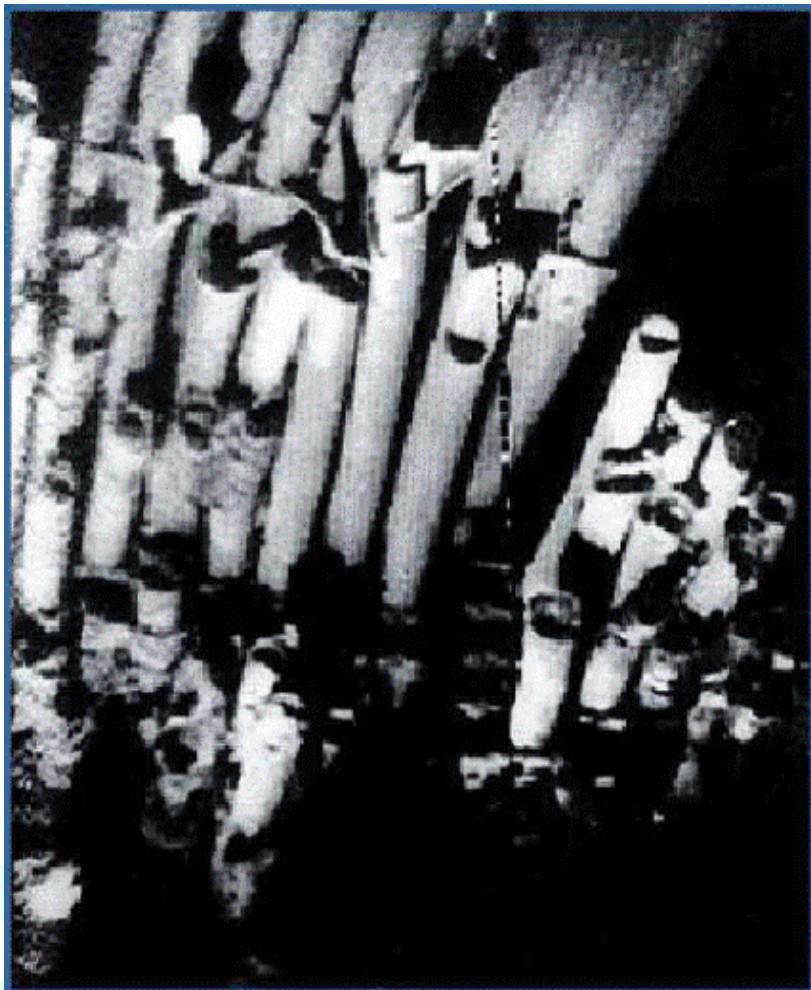


Figura 4.39 - Barrette nel nocciolo dopo l'avvenuto incidente

Lo stato finale ipotizzato per il RPV e per il nocciolo sono riportate nella fig. 4.40. Come illustrato in questa figura, circa 19000 kg di materiale fuso si sono rilocati dalla regione del nocciolo nella testa inferiore del RPV. Questo debris fuso ha eroso gravemente diverse penetrazioni dei tubi guida della strumentazione, sulla testa inferiore, anche se essi hanno resistito nel punto di saldatura alla testa stessa. Questi tubi (esternamente al RPV) e la stessa testa inferiore sono infatti rimasti intatti nel corso dell'incidente.

Esami metallurgici indicano che una regione limitata del RPV ha raggiunto temperature comprese fra 1075 e 1100 °C durante l'incidente; questi esami indicano anche che la temperatura delle pareti del RPV, lontano dalla macchia calda, non ha superato i 727 °C. Comunque queste temperature sono ben al di sopra dei 538 °C, massima temperatura di esercizio considerata nel Case N-499 dell'ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

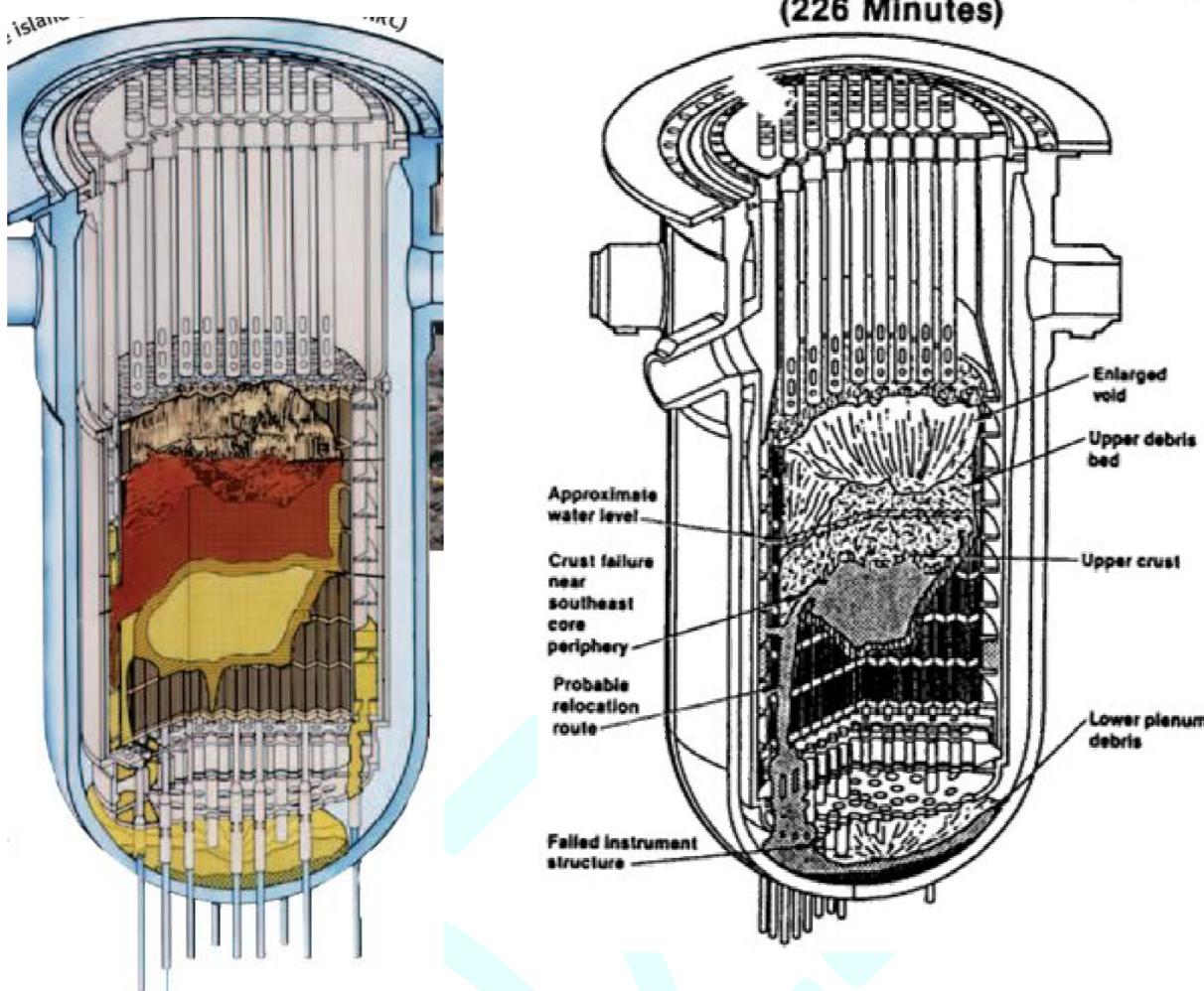


Figura 4.40 - Stato finale post-incidente (ipotizzato) del core di TMI-2

La sequenza incidentale fu molto complessa: quella riportata precedentemente nella tab. 4.6 è già una semplificazione di quello che effettivamente avvenne. Tuttavia, sulla base di quanto riportato è chiaro che gli operatori misero in atto numerose manovre errate, che ebbero un effetto essenziale per l'evoluzione dell'incidente.

Ad esempio, si esamini il primo errore: il non isolamento della PORV rimasta bloccata in posizione aperta. Le cause di ciò furono così identificate:

- inadeguata indicazione dello stato della PORV stessa;
- assenza di indicazione di portata attraverso la PORV;
- posizionamento del pannello relativo al serbatoio raccolta drenaggi fuori dalla vista degli operatori;
- assenza di procedure che consentissero di interpretare correttamente un segnale di alta temperatura nella tubazione di scarico della PORV;
- completa assenza di guide che consentissero la selezione della procedura corretta da seguire;
- nessuna indicazione in alcuna procedura che consentisse agli operatori di diagnosticare che una perdita dalla parte alta del pressurizzatore avrebbe comportato un aumento di livello ed una contemporanea diminuzione di pressione nel primario.

A questo proposito va ulteriormente evidenziato che gli strumenti della sala di controllo indicavano che la PORV si era richiusa e solo 2 ore e 20 minuti dopo l'inizio dell'incidente l'operatore ha chiuso la valvola di isolamento, situata in prossimità della valvola di scarico difettosa, fermando così la perdita d'acqua. Ma non è sicuro che l'operatore si sia davvero reso conto di cosa accadeva, sembra di più che egli abbia agito con una misura routinaria piuttosto che per l'essersi reso conto

delle grandi perdite d'acqua. Vi erano comunque altri due modi attraverso i quali l'operatore avrebbe potuto rendersi conto della situazione della valvola di scarico:

- la temperatura dell'acqua al di là della PORV;
- il livello dell'acqua nel recipiente che raccoglie gli scarichi d'acqua del pressurizzatore.

Come già anticipato, questa ultima cosa sembra non sia stata fatta perché questa indicazione di livello non si trovava nella sala di controllo ma in un locale vicino. L'operatore leggeva invece le temperature a valle della valvola e risultavano elevate in modo assolutamente anomalo. Ma egli considerò la cosa dovuta alla perdita d'acqua precedente alla chiusura supposta della valvola medesima. Tale perdita (che aveva comunque effettivamente riscaldato in modo anomalo la valvola medesima) ora, per inerzia termica, sembrava giustificare le alte temperature apparentemente anomale. Lo stesso operatore aveva indirizzato la sua attenzione all'andamento del livello dell'acqua nel pressurizzatore e la cosa era ben sottolineata nella consegna che aveva: *<<non perdere mai il vapore presente nel pressurizzatore>>*. In esso, infatti, vi è, come noto, acqua in presenza di vapore ed è proprio la presenza di quest'ultimo in cima all'acqua che permette la regolazione della pressione (il pressurizzatore non deve mai diventare “solido”); inoltre, se il livello dell'acqua dovesse salire fino in cima al pressurizzatore, non vi sarebbe più il modo di misurare la pressione. Ora il livello dell'acqua in esso, dopo un abbassamento iniziale a causa della PORV aperta, è salito rapidamente (pochi minuti) e questo innalzamento può sembrare paradossale perché accompagnato da un abbassamento di pressione nel primario. Ciò è però spiegabile (si veda a tal proposito la fig. 4.41) ma la cosa non era conosciuta dall'operatore (anche se un analogo incidente, senza queste conseguenze, era già avvenuto nel 1977 nella centrale USA di Davis Besse).

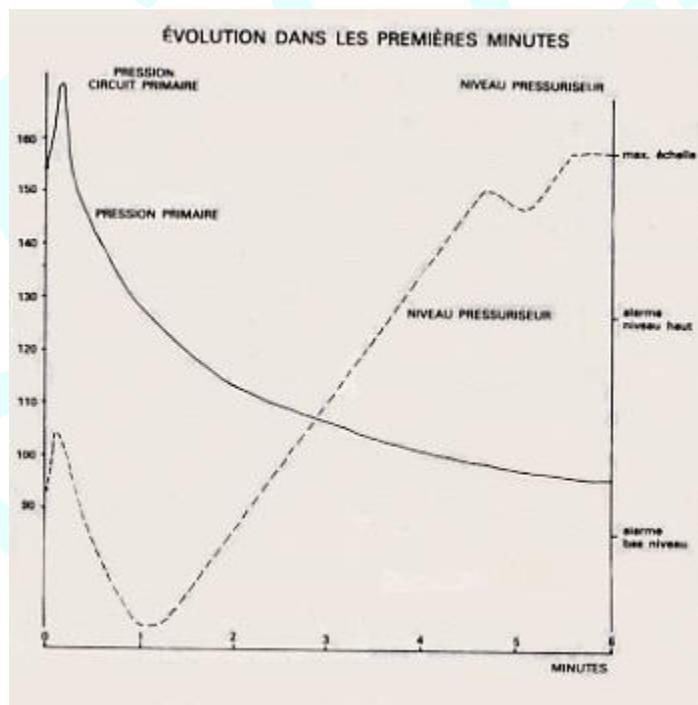


Figura 4.41 - Evoluzione iniziale post-incidente della pressione nel primario e nel pressurizzatore

In aggiunta alla problematica appena richiamata, se ne è aggiunta una seconda legata all'inaffidabilità della gestione dei componenti del circuito secondario: la turbopompa e le due motopompe di emergenza dell'AFS si erano automaticamente messe in moto circa 30 s dopo la perdita della normale alimentazione, quando il livello dell'acqua nel GV aveva raggiunto il livello di sicurezza, proprio per mantenere nello stesso un livello d'acqua costante e tale da permettere la sottrazione di calore dal primario. Ma l'acqua inviata da queste pompe non è potuta entrare nel GV perché le valvole di immissione erano chiuse e non aperte. Qui il problema nasce a monte e comunque

è sempre responsabilità dell'operatore: queste valvole sono regolarmente chiuse una volta al mese per permettere delle prove regolamentari delle pompe. Alla fine delle prove è l'operatore che deve assicurarsi che siano riaperte. Le prove avevano avuto luogo qualche giorno prima dell'incidente e sembra che queste valvole non fossero state riaperte. Sta di fatto che l'operatore in sala di controllo non si è accorto dell'indicatore che segnalava queste valvole come chiuse e solo dopo 8 m dall'inizio del processo esse furono aperte manualmente. Ma nel frattempo (dopo circa 2÷3 m) i GV si erano completamente prosciugati, non vi era stato alcun raffreddamento del sistema e la temperatura dell'acqua del primario era cresciuta considerevolmente. Una volta corretto l'errore è stato necessario un certo tempo per stabilizzare la situazione. Solo dopo molte manovre, circa 25 m dall'inizio del processo, i livelli d'acqua e la pressione del secondario sembravano essere a posto.

In sintesi, le problematiche principali sono riconducibili alla mancanza di adeguata strumentazione e di un corretto addestramento degli operatori.

In conclusione, un esame attento dell'incidente consente di mettere a fuoco un certo numero di insegnamenti, che da allora sono stati ben tenuti presenti nel campo della sicurezza nucleare e che possono essere così sintetizzati:

- Considerazione più attenta degli incidenti piccoli, che possono evolvere male per una serie di malfunzionamenti in cascata. Per questo, deve essere rivalutata l'importanza da attribuire agli incidenti con piccole rotture/perdite del circuito primario (SB-LOCA) nei confronti di quelli con grandi rotture/perdite (LB-LOCA) perché:
 - a) sono più probabili (tra l'altro possono essere provocati anche dal funzionamento non corretto di una valvola)
 - b) la sequenza degli eventi è più complessa e diversificata
 - c) l'intervento dell'operatore può risultare più determinante, rendendo così deleteri gli effetti di un suo eventuale errore; si ricorda comunque che questi incidenti venivano già presi in considerazione nei Rapporti di Sicurezza
- Minimizzazione dell'eventualità di errori umani mediante un miglioramento dell'intelligenza dei sistemi di controllo
- Importanza della strumentazione per diagnosticare nel modo più esatto possibile quello che effettivamente succede nel nocciolo (problema di non sempre facile soluzione)
- Semplificazione delle sale di controllo, in modo che gli operatori ricevano solo le notizie essenziali e non siano frastornati da una serie di indicazioni mediamente poco rilevanti
- Necessità di avere degli operatori molto istruiti ed addestrati in modo che siano in grado di capire cosa succede nell'impianto anche durante sequenze anomale; a tal fine si evidenziò l'importanza di ricorrere anche a simulatori ad hoc per addestrare gli operatori dei singoli impianti
- Necessità di imparare da quello che è già successo in altri impianti: come già anticipato, una sequenza analoga all'incidente di TMI era già capitata in un altro impianto, dove non c'erano state conseguenze, perché il reattore funzionava a basso carico; questo evento, regolarmente verbalizzato, non aveva avuto la risonanza necessaria; il problema non è così semplice, perché bisogna scegliere l'informazione "utile" in mezzo ad una grande quantità di documentazione
- Gestione dell'emergenza da parte dell'autorità preposta in modo coordinato ed efficiente; il pubblico non può, tra l'altro, essere sottoposto (come è successo per l'incidente di TMI-2) a notizie contrastanti

Infine anche un insegnamento positivo: il contenimento è un sistema assai efficace per ridurre il rilascio dei prodotti di fissione; infatti a TMI esso fu molto inferiore a quello calcolato, con le ipotesi conservative adottate nei Rapporti di Sicurezza, per sequenze incidentali comparabili.