



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



*Ministero dello Sviluppo Economico*

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Conseguenze del terremoto Tohoku-Taiheiyou-Oki sugli impianti  
nucleari giapponesi.

Ipotesi di ricostruzione della sequenza incidentale

*M. Di Giuli, G. Grasso, F. Rocchi*

Report RdS/2011/370

CONSEGUENZE DEL TERREMOTO TOHOKU-TAIHEIYOU-OKI SUGLI IMPIANTI NUCLEARI  
GIAPPONESI.  
IPOTESI DI RICOSTRUZIONE DELLA SEQUENZA INCIDENTALE

M. Di Giuli, G. Grasso, F. Rocchi (ENEA)

Novembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Fissione nucleare: metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata

Responsabile Progetto: Massimo Sepielli, ENEA

**Titolo**

**Conseguenze del terremoto Tohoku-Taiheiyou-Oki sugli impianti nucleari giapponesi**

**Ipotesi di ricostruzione della sequenza incidentale**

**Descrittori**

**Tipologia del documento:** Rapporto tecnico

**Collocazione contrattuale:** ACCORDO DI PROGRAMMA Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2010 Progetto 1.3.2.a: Fissione nucleare: Metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata.

**Argomenti trattati:** Reattori nucleari ad acqua, Analisi incidentale

**Sommario**

L'11 marzo 2011 l'esercizio di 14 dei 54 reattori nucleari che costituiscono la flotta giapponese – quelli installati su siti individuati sulla costa che si affaccia sull'Oceano Pacifico – è stato automaticamente interrotto in risposta al sisma Tohoku-Taiheiyou-Oki, in accordo con i criteri di sicurezza dettati in materia di eventi sismici. Durante la gestione della risposta di questi impianti allo spegnimento, le 6 unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi sono andate incontro ad una sequenza incidentale dovuta alle conseguenze dello tsunami abbattutosi sulle coste delle province nord-orientali del Paese, determinando una condizione di emergenza presso tale sito.

Il documento qui presentato, giunto alla sua seconda revisione, è stato inizialmente redatto immediatamente dopo (14 aprile) gli eventi descritti nel testo, allo scopo di presentare una ipotesi ragionata di ricostruzione della possibile sequenza incidentale avvenuta presso le unità 1, 2, 3 e 4 della centrale nucleare di Fukushima-Dai-ichi, la più soggetta agli effetti del sisma.

**Note**

Autori: M. Di Giuli, G. Grasso e F. Rocchi

Gruppo di Lavoro: F. De Rosa, M. Di Giuli, G. Grasso, D. Mattioli, P. Meloni, S. Monti, R. Pergreffi, M. Polidori, F. Rocchi, M. Sangiorgi, F. Troiani

ENEA – Unità Tecnica Metodi per la Sicurezza dei Reattori e del Ciclo del Combustibile

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	13/12/11	NOME	G. Grasso	P. Meloni	M. Sepielli
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

**INDICE**

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
<b>2. GLI IMPIANTI NUCLEARI IN GIAPPONE .....</b>	<b>5</b>
<b>3. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI NUCLEARI INSTALLATI ALLA CENTRALE DI FUKUSHIMA-DAI-ICHI .....</b>	<b>7</b>
3.1 IL CONTENIMENTO DELL'IMPIANTO: PRIMARY CONTAINMENT VESSEL E REACTOR BUILDING NEL MARK-I .....	10
3.1.1 Sistema di controllo dell'atmosfera del contenimento primario .....	13
3.1.2 Venting dal contenimento primario.....	14
3.2 Sistema per la rimozione del calore residuo di decadimento (RHRS).....	17
3.3 Sistemi di sicurezza per il raffreddamento del nocciolo (ECCS).....	19
3.3.1 Sistema di iniezione ad alta pressione (HPCI) .....	20
3.3.2 Sistema di depressurizzazione automatica (ADS).....	22
3.3.3 Sistema di core spray (CSS).....	23
3.3.4 Sistema di iniezione a bassa pressione (LPCI).....	24
3.4 Ulteriori sistemi di sicurezza.....	24
3.4.1 Isolation Condenser system (IC) .....	25
3.4.2 Reactor Core Isolation Cooling system (RCIC).....	26
3.5 Principali differenze dei sistemi adottati per diversi tipi di BWR .....	27
3.6 Piscine di stoccaggio degli elementi di combustibile esauriti.....	30
<b>4. IPOTESI DI RICOSTRUZIONE DELLA SEQUENZA INCIDENTALE</b>	<b>33</b>
4.1 Evoluzione dell'incidente per l'unità 1 .....	38
4.2 Evoluzione dell'incidente per l'unità 2 .....	46
4.3 Evoluzione dell'incidente per l'unità 3 .....	53
4.4 Evoluzione dell'incidente per l'unità 4 .....	59
4.5 Ulteriore gestione dell'emergenza e stabilizzazione dei sistemi.....	62
<b>5. CONCLUSIONI .....</b>	<b>68</b>
<b>FONTI .....</b>	<b>70</b>
<b>A. LISTA DEGLI ACRONIMI .....</b>	<b>71</b>
<b>B. STATION BLACKOUT.....</b>	<b>73</b>

<b>C. NASCITA, DIVULGAZIONE ED INTRODUZIONE DEL CONCETTO DI ACCIDENT MANAGEMENT.....</b>	<b>77</b>
<b>D. CRITERI DI PROGETTAZIONE SISMICA DEGLI IMPIANTI NUCLEARI DI FUKUSHIMA .....</b>	<b>80</b>
<b>E. PRODUZIONE DI IDROGENO .....</b>	<b>81</b>
<b>F. VALUTAZIONI SULLA POSSIBILITÀ DI UN EVENTO DI RICRITICITÀ .....</b>	<b>83</b>
<b>G. ROADMAP PER IL RIPRISTINO DEI SISTEMI INCIDENTATI.....</b>	<b>85</b>
<b>H. LA SCALA INES .....</b>	<b>87</b>

## 1. Premessa

L'11 marzo 2011 l'esercizio di 11 dei 54 reattori nucleari che costituiscono la flotta giapponese – fra i 14 installati su siti localizzati sulla costa che si affaccia sull'Oceano Pacifico – è stato automaticamente interrotto in risposta al sisma Tohoku-Taiheiyou-Oki che ha colpito il Paese, in accordo con i criteri di sicurezza dettati in materia di eventi sismici. Durante l'adempimento delle procedure di gestione di questi impianti nelle fasi successive allo spegnimento, le 6 unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi sono state interessate da una sequenza incidentale dovuta alle conseguenze dello tsunami abbattutosi sulle coste delle province nord-orientali del Giappone, determinando una condizione di emergenza presso tale sito.

Il personale dell'Unità Tecnica Metodi per la Sicurezza dei Reattori e del Ciclo del Combustibile (UTFISSM) dell'ENEA, sulla base delle informazioni disponibili al pubblico, si è riproposto uno studio completo ed approfondito dell'evento, analizzando l'incidente e le sue conseguenze da tutti i punti di vista.

Scopo di questo rapporto tecnico è pertanto quello di presentare una ipotesi ragionata di ricostruzione della possibile sequenza incidentale avvenuta presso le unità 1, 2, 3 e 4 della centrale nucleare di Fukushima-Dai-ichi, la più soggetta agli effetti del sisma. Nessun dettaglio verrà riportato relativamente agli altri reattori interessati dagli eventi naturali (le unità 5 e 6 della centrale di Fukushima-Dai-ichi, le 4 unità della centrale di Fukushima-Dai-ni, le 3 della centrale di Onagawa ed il reattore della centrale di Tokai), avendo queste raggiunto – già a pochi giorni dal sisma – la condizione di sicurezza determinata dallo stato di cold shutdown.

Le informazioni sull'incidente riportate in questo rapporto sono state attinte, principalmente, dagli organi ufficiali giapponesi, tra i quali, in primo luogo, dalla Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA), dall'Unità di crisi stabilita presso il Ministry of Economic, Trade and Industry (METI), dal Japan Atomic Industrial Forum (JAIF), che è stato il primo in assoluto a rilasciare informazioni in lingua inglese, e dalla Tokyo Electric Power Company (TEPCO), proprietaria degli impianti di entrambi i siti Fukushima-Dai-ichi e Fukushima-Dai-ni.

Va infine ricordato che le informazioni rilasciate dalle citate organizzazioni sono la traduzione in lingua inglese dei comunicati ufficiali emessi in ottemperanza al solido regime regolatorio vigente in Giappone, stabilito tanto ai fini della corretta informazione al pubblico, quanto a fini di utilità ai gestori dell'emergenza, per l'attuazione dei piani di intervento e per le previsioni sull'evoluzione della dinamica, necessarie nelle fasi di pianificazione dei successivi interventi.

Nel testo sono riportati in ordine cronologico gli eventi occorsi alle unità 1, 2 e 3 della centrale di Fukushima-Dai-ichi fino al 15 marzo, in quanto essenziali per la comprensione e la ricostruzione dell'incidente. Gli eventi e la descrizione degli interventi successivi a tale data e fino al 25 giugno sono riportati in calce alla ricostruzione delle sequenze incidentali sulle 3 unità.

## 2. Gli impianti nucleari in Giappone

L'attuale flotta di reattori nucleari di potenza giapponese (la cui collocazione geografica e composizione per tipologia di reattore sono rappresentate in Figura 1) è costituita da 54 impianti in esercizio, tutti afferenti alla macrocategoria dei Reattori ad Acqua Leggera (Light Water Reactor, LWR). A questi si aggiungono altri 3 reattori in fase di costruzione ed 11 pianificati per una prossima realizzazione. In particolare, ed in controtendenza con la distribuzione mondiale di questi impianti, il Giappone predilige i Reattori ad Acqua Bollente (Boiling Water Reactor, BWR) rispetto ai Reattori ad Acqua Pressurizzata (Pressurized Water Reactor, PWR), con 30 reattori del primo tipo in esercizio contro i 24 del secondo.

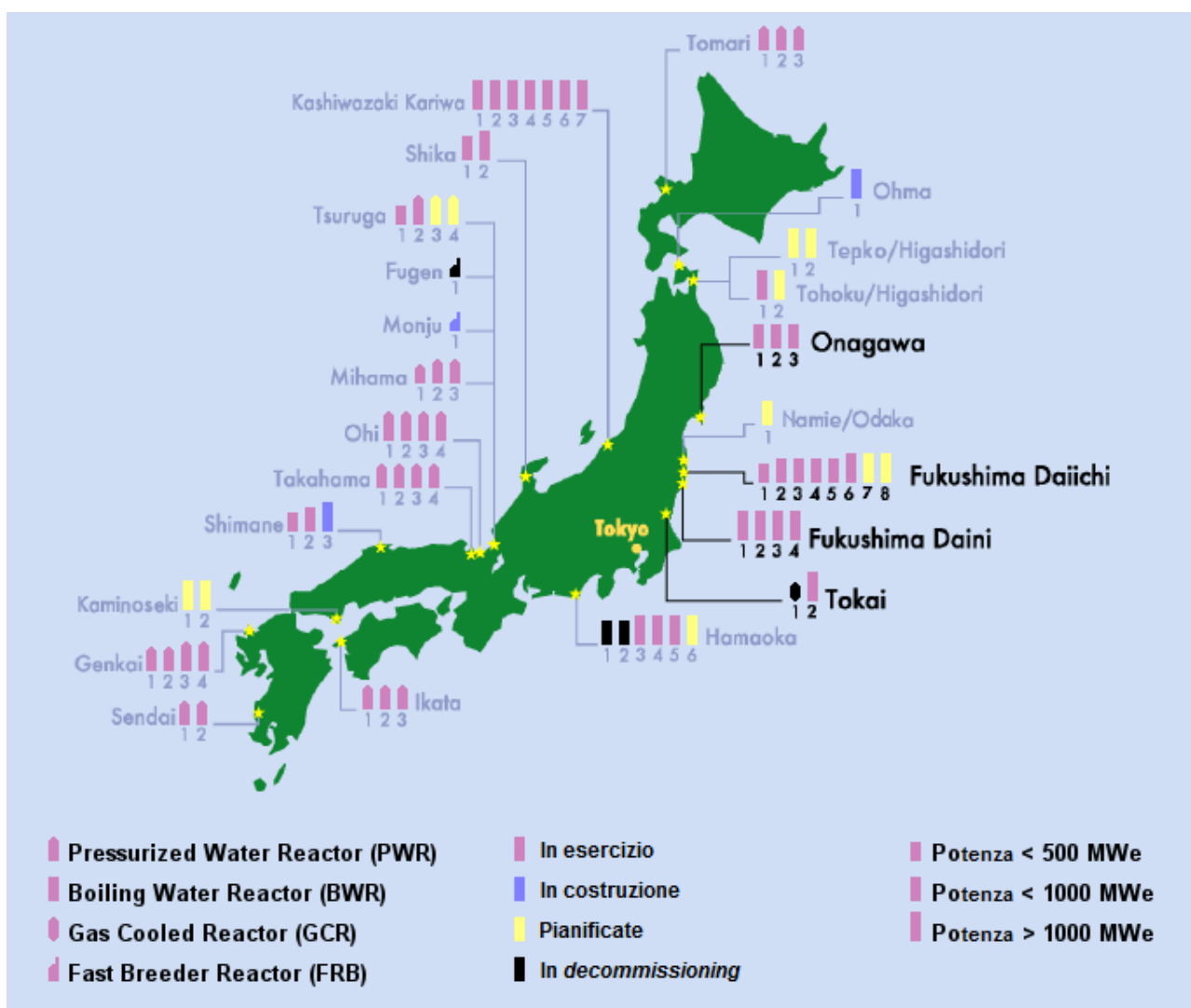


Figura 1. Impianti nucleari in Giappone

La preferenza per i BWR è confermata anche nella selezione degli impianti di prossima realizzazione, rappresentando 2 delle 3 unità in realizzazione (la terza unità, Monju, è invece caratterizzata da un reattore veloce, sperimentale, refrigerato a Sodio), e ben 9 delle 11 unità pianificate, le altre 2 essendo invece PWR. Va tuttavia messo in evidenza il fatto che la potenza elettrica installata fornita da PWR è solo di poco inferiore a quella

fornita da BWR: 20.28 GWe e 28.57 GWe rispettivamente. Se poi si tiene in considerazione che il fattore di carico medio dei reattori PWR è più alto di quello dei reattori BWR, si può concludere che l'energia elettronucleare resa disponibile attualmente in Giappone è fornita in egual misura da impianti di tipo bollente e pressurizzato. I 54 reattori sono distribuiti su 17 siti, per una media di 3.2 reattore per sito.

L'attuale capacità di generazione da fonte nucleare assesta il Paese al terzo posto su base mondiale per potenza installata, dopo Stati Uniti e Francia, e al quindicesimo posto su base mondiale per penetrazione della fonte nucleare, con una quota del 29.3% circa. Il piano di sviluppo nucleare prevede tuttavia di raggiungere il 40% di generazione elettro-nucleare nel 2020 e il 50% nel 2030, con due unità attualmente in costruzione per una potenza di 2,7 GWe ed altre 12 unità già programmate, per ulteriori 16,6 GWe, oltre ad un deciso incremento del fattore di carico.

Il Giappone importa il 97% dell'energia primaria, che si riduce all'80% se si considera la produzione nucleare come energia indigena; pertanto ha basato la sua policy energetica su un consistente sviluppo dell'energia nucleare, con importanti impegni sul ciclo del combustibile (partecipazioni estere sulle attività estrattive, impianti di arricchimento, avvio del Rokkasho Reprocessing Plant della JNFL, che affiancherà l'impianto di Tokaimura della JAEA, predisposizione e licensing di 7 LWR a combustibile ad ossidi misti di Uranio e Plutonio (Mixed OXide, MOX), avvio del Rokkasho MOX fuel fabrication plant entro il 2015 e sviluppo di reattori veloci autofertilizzanti), incluse le attività relative allo stoccaggio temporaneo a lungo termine del combustibile irraggiato ed allo smaltimento geologico (Numo), oltre a quello superficiale da 80000 m<sup>3</sup> già in esercizio a Rokkasho dal 1992.

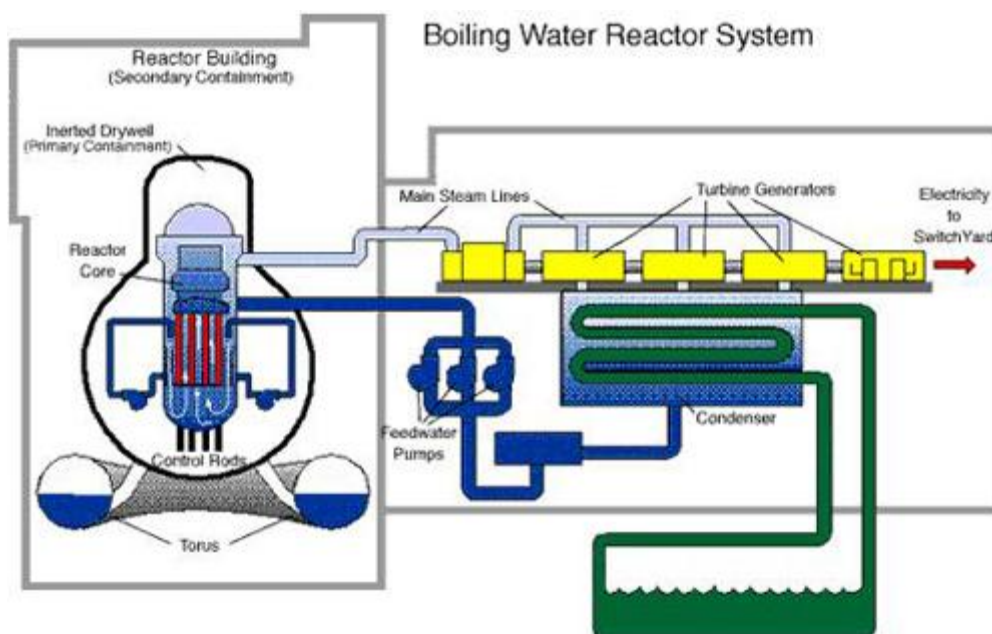
Nel suo piano di sviluppo tecnologico è in fase di riavvio un prototipo di reattore veloce raffreddato a Sodio (Monju, da 246 MWe) mentre sono in costruzione reattori LWR di III generazione, di cui 4 ABWR già in esercizio.

Per il combustibile irraggiato, la cui produzione è di circa 1.000 t/anno e l'accumulo è di circa 12.000 t, sono previsti sia lo stoccaggio temporaneo a lungo termine in infrastrutture in costruzione (Aomori), sia il ritrattamento per il recupero del Plutonio, per il quale è stato programmato l'impiego come combustibile MOX in 20 impianti esistenti. I reattori spenti definitivamente ed avviati al decommissioning sono 3, di cui due BWR ed un vecchio Reattore a Gas (Gas Cooled Reactor, GCR).



### 3. Descrizione degli impianti nucleari installati alla centrale di Fukushima-Dai-ichi

I reattori installati nelle sei unità in esercizio presso il sito di Fukushima-Dai-ichi sono tutti della tipologia BWR e sono dunque accomunati dal medesimo principio di funzionamento, schematicamente rappresentato in Figura 2.

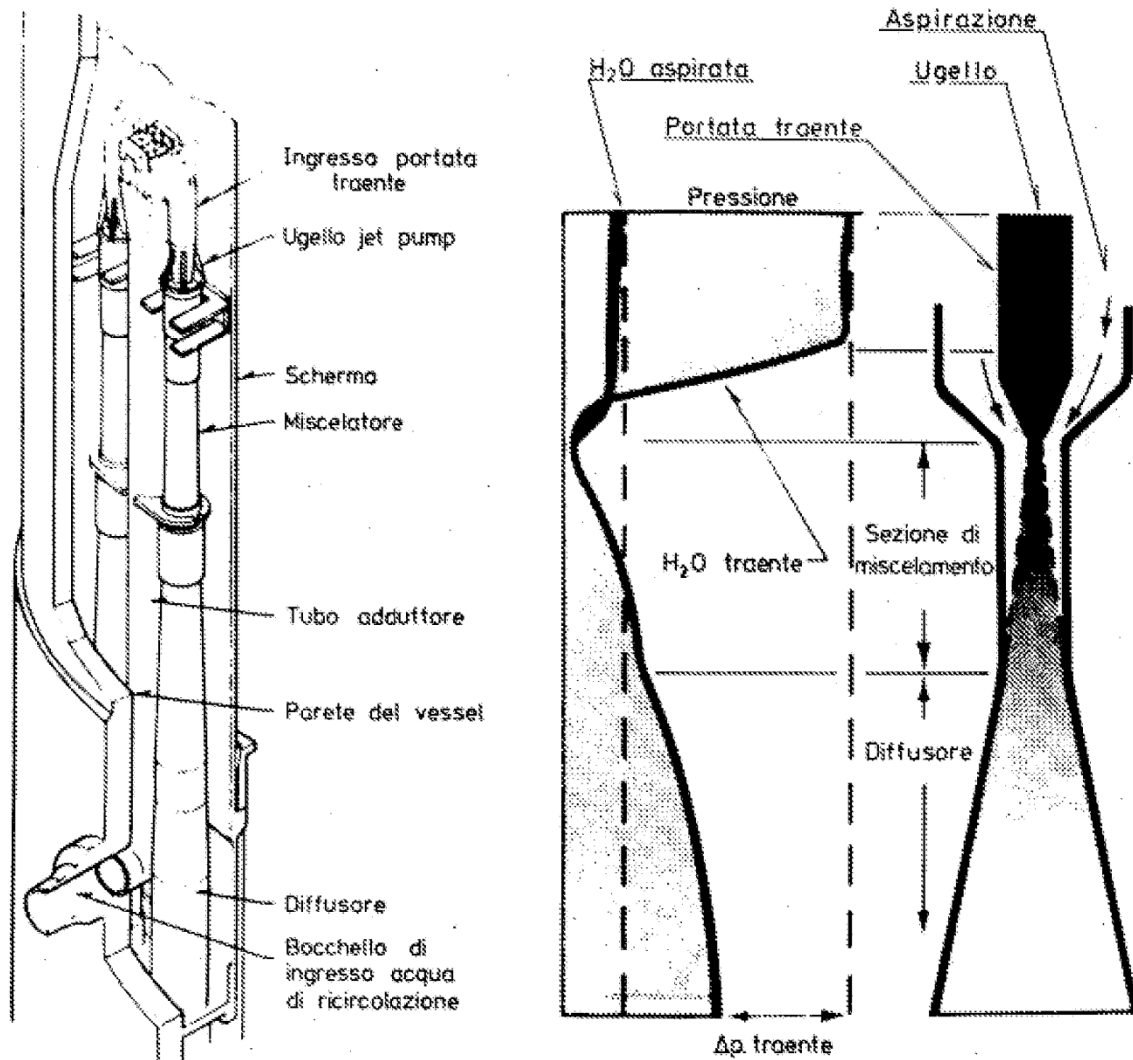


**Figura 2. Schema di funzionamento di un Reattore ad Acqua Bollente (BWR).**

In tali sistemi, il vapore necessario all'azionamento del turboalternatore è generato direttamente all'interno del nocciolo, per ebollizione del fluido refrigerante lungo i canali di potenza realizzati fra le barrette di combustibile. Il refrigerante primario in uscita dalla turbina è quindi riportato in fase liquida per scambio termico con una portata di acqua di mare prelevata da apposite piattaforme antistanti l'impianto e convogliata all'interno di un condensatore.

Il refrigerante in uscita dal nocciolo ha una frazione di vapore (titolo) che varia dal 12 al 15% in volume: per raggiungere il titolo richiesto per la qualità del vapore da inviare in turbina (non inferiore al 99%), si rende quindi necessario predisporre, all'interno del vessel (o Reactor Vessel, RV) che racchiude il nocciolo, dei sistemi di separazione del vapore dalla fase liquida (separatori di vapore ed essiccatori, entrambi costituiti da elementi statici per evitare parti in movimento all'interno del vessel). La fase liquida viene quindi fatta ricircolare mediante l'ausilio di un sistema costituito da apposite pompe di ricircolo (tipicamente due, capaci di movimentare circa un decimo della portata che attraversa il nocciolo) esterne al vessel, e da cosiddette pompe a getto (tipicamente una ventina, costituite da elementi statici forgiati a definire un condotto convergente-costante-divergente) disposte circonferenzialmente nell'intercapedine definita dal vessel stesso e lo shroud che avvolge il nocciolo: l'iniezione della portata di ricircolo in testa alle pompe a getto e la particolare forma di queste ultime determinano una depressione all'imbocco capace di trascinare la frazione stagnante per l'ingresso in nocciolo. In Figura 3 si riporta uno spaccato del vessel di un BWR, in cui sono visibili le pompe a getto e le condotte di iniezione della portata di ritorno dalle pompe di ricircolo, ed un diagramma dell'andamento

della pressione attraverso una pompa a getto, che ne mette in evidenza il principio di funzionamento.



**Figura 3. Rappresentazione delle pompe a getto e del loro principio di funzionamento.**

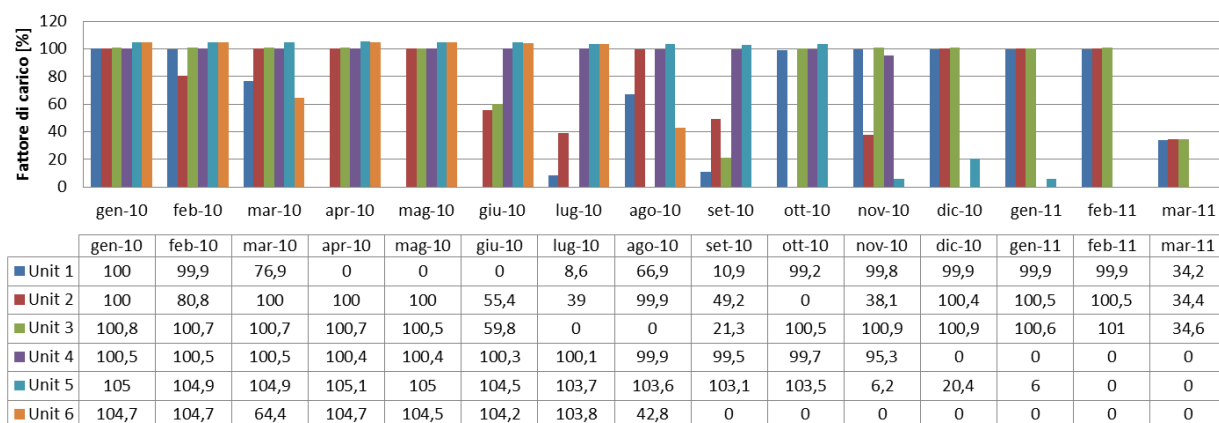
Pur tutti affini per principio di funzionamento e schema costruttivo, i reattori delle unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi si differenziano tra loro, come conseguenza dell'evoluzione del progetto dei BWR di II Generazione nel tempo intercorso tra la progettazione del primo e dell'ultimo reattore. In particolare, e ai fini del presente studio, le unità 1, 2, 3 e 4 differiscono per la versione del reattore, dunque dei sistemi di sicurezza implementati in questi e del loro contenimento. Differenze che, come sarà chiarito nel capitolo successivo, hanno determinato una differente evoluzione della sequenza incidentale.

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche dei reattori delle 6 unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi, le date principali del loro processo di avvio della produzione commerciale di energia elettrica e lo stato delle piscine del combustibile esaurito.

**Tabella 1. Specifiche dei reattori della centrale di Fukushima-Dai-ichi**

	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Unità 5	Unità 6
Reattore	<b>BWR/3</b>	<b>BWR/4</b>	<b>BWR/4</b>	<b>BWR/4</b>	<b>BWR/4</b>	<b>BWR/5</b>
Contenitore primario	<b>Mark-I</b>	<b>Mark-I</b>	<b>Mark-I</b>	<b>Mark-I</b>	<b>Mark-I</b>	<b>Mark-II</b>
Potenza elettrica [MW]	<b>460</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>1100</b>
Potenza termica [MW]	<b>1380</b>	<b>2381</b>	<b>2381</b>	<b>2381</b>	<b>2381</b>	<b>3293</b>
Fornitore isola nucleare	<b>GE</b>	<b>GE</b>	<b>TOSHIBA</b>	<b>HITACHI</b>	<b>TOSHIBA</b>	<b>GE</b>
Licensing	<b>01/12/66</b>	<b>29/03/68</b>	<b>23/01/70</b>	<b>13/01/72</b>	<b>23/09/71</b>	<b>12/12/72</b>
Inizio costruzione	<b>Set 67</b>	<b>Mag 69</b>	<b>Ott 70</b>	<b>Mag 72</b>	<b>Dic 71</b>	<b>Mar 73</b>
Prima carica del combustibile	<b>04/07/70</b>	<b>15/03/73</b>	<b>01/08/74</b>	<b>15/12/77</b>	<b>02/07/77</b>	<b>16/01/79</b>
Prima criticità	<b>10/10/70</b>	<b>10/05/73</b>	<b>06/09/74</b>	<b>28/01/78</b>	<b>26/08/77</b>	<b>09/03/79</b>
Connessione alla rete	<b>17/11/70</b>	<b>24/12/73</b>	<b>26/10/74</b>	<b>24/02/78</b>	<b>22/09/77</b>	<b>04/05/79</b>
Avvio esercizio	<b>26/03/71</b>	<b>18/07/74</b>	<b>27/03/76</b>	<b>12/10/78</b>	<b>18/04/78</b>	<b>24/10/79</b>
Condizione all'11/03/11	<b>IN ESERCIZIO</b>	<b>IN ESERCIZIO</b>	<b>IN ESERCIZIO</b>	<b>IN ARRESTO</b>	<b>IN ARRESTO</b>	<b>IN ARRESTO</b>
Riavvio dall'ultimo arresto	<b>27/09/10</b>	<b>18/11/10</b>	<b>23/09/10</b>	--	--	--
FA in nocciolo	<b>400</b>	<b>548</b>	<b>548</b>	--	<b>548</b>	<b>764</b>
Combustibile in nocciolo [t]	<b>69</b>	<b>94</b>	<b>94</b>	--	<b>94</b>	<b>132</b>
FA esauriti in piscina	<b>292</b>	<b>587</b>	<b>514</b>	<b>1331</b>	<b>946</b>	<b>876</b>
FA freschi in piscina	<b>100</b>	<b>28</b>	<b>52</b>	<b>204</b>	<b>48</b>	<b>64</b>

Il grafico di Figura 4 riporta infine lo storico dei fattori di carico mensili delle 6 unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi da Gennaio 2010 fino al momento dell'incidente.


**Figura 4. Andamento temporale dei fattori di carico mensili delle 6 unità di Fukushima-Dai-ichi.**

### **3.1 IL CONTENIMENTO DELL'IMPIANTO: PRIMARY CONTAINMENT VESSEL E REACTOR BUILDING NEL MARK-I**

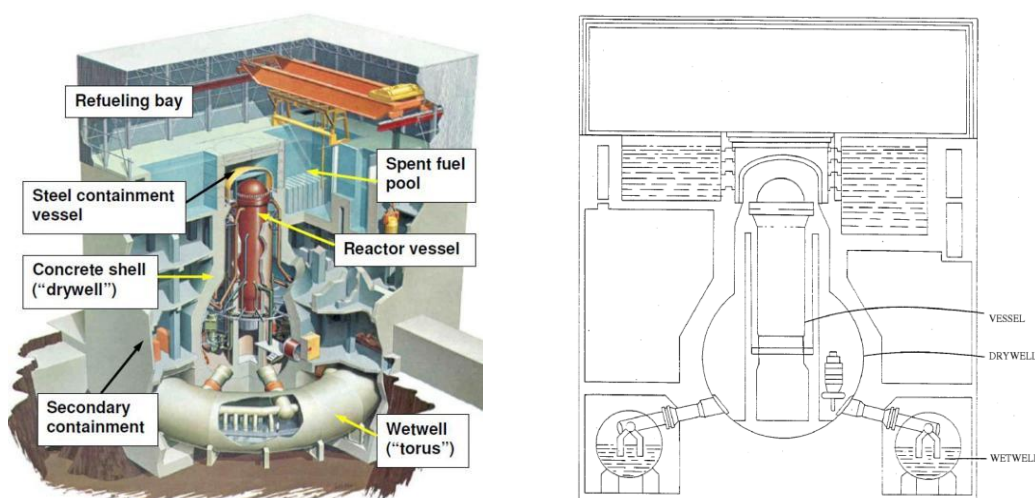
Il vessel del reattore, pur costituendo di per sé una barriera contro l'eventuale rilascio di radioattività dal nocciolo all'ambiente, in tutti i progetti di impianto nucleare di concezione occidentale è a sua volta racchiuso da una ulteriore barriera di contenimento, secondo la filosofia delle barriere multiple – già in nuce alla metà del secolo scorso – per garantire la ridondanza degli isolamenti fra il nocciolo e l'ambiente esterno.

Il contenimento adottato per la filiera dei BWR ha subito nel tempo notevoli variazioni progettuali dettate non solo dall'accumulo di conoscenza e di esperienza in merito a tale parte di impianto, ma anche da differenti approcci interpretativi dei risultati che emergevano dalle analisi costi-benefici eseguite in tempi diversi. Durante l'evoluzione dei reattori ad acqua bollente sono stati sviluppati tre differenti tipi di contenimento denominati rispettivamente ed in ordine cronologico Mark-I, Mark-II e Mark-III. I contenimenti Mark-I e Mark-II sono realizzati da un vero e proprio contenimento primario a tenuta (o Primary Containment Vessel, PCV), composto a sua volta da un pozzo secco (*drywell*) ed un pozzo umido (*wetwell*), e da un edificio secondario o edificio reattore (Reactor Building, RB), con funzione di solo confinamento, nel quale sono alloggiati le piscine di stoccaggio del combustibile e le facility di carico/scarico dello stesso. Il contenimento Mark-III, pur mantenendo la medesima organizzazione funzionale, è stato invece pensato estendendo la zona *wetwell* sino ad avvolgere interamente il *drywell*. Il guadagno di volume nell'estensione *drywell* permette così di identificare quest'ultimo come edificio reattore, nel quale trovano alloggio tutti i sistemi ausiliari e le piscine del combustibile. Intorno ad esso è mantenuta la struttura dell'edificio secondario, che ora funge esclusivamente da schermo (*shield building*).

Tratto comune del progetto di tutti e tre i sopracitati contenimenti – che ne determina peraltro la distinzione del volume interno in pozzo secco e pozzo umido – è il principio di risposta ad un incidente di perdita di refrigerante dal circuito primario (Loss Of Coolant Accident, LOCA), definito “a soppressione delle sovrappressioni”. In caso di rottura del circuito primario, infatti, la repentina depressurizzazione provocherebbe una violenta vaporizzazione (a flash) del refrigerante, ed il conseguente propagarsi della corrispondente onda di pressione nel contenimento. Per limitare l'azione dell'onda di pressione sulle pareti del contenimento primario, il pozzo umido ospita la cosiddetta piscina di soppressione delle sovrappressioni (o Pressure Suppression Pool, PSP), un vasto bacino in cui è mantenuto un volume di acqua stagnante e refrigerata con il compito di abbattere la sovrappressione per condensazione del vapore. Il pozzo secco, che racchiude il vessel, è infatti collegato, per mezzo di apposite tubazioni, al pozzo umido. Le tubazioni terminano al di sotto del pelo libero dell'acqua contenuta nella PSP, costringendo il vapore a gorgogliare attraverso l'acqua della piscina, asservendo in questo modo ad un duplice scopo:

- condensare il vapore, sfruttando l'elevata superficie di scambio termico delle numerosissime e piccole bolle rilasciate dalla tubazione,
- ritenere i prodotti di fissione, filtrando (*scrubbing*) la frazione di vapore non condensato.

L'enorme mole d'acqua contenuta nella piscina di soppressione funge anche da serbatoio alternativo per l'alimentazione dei sistemi di refrigerazione di sicurezza descritti nel seguito.



**Figura 5. Rappresentazione tridimensionale e schema del contenimento Mark-I.**

Il contenimento impiegato nei reattori delle unità 1 - 4 è quello di prima generazione Mark-I, rappresentato nelle due immagini di Figura 5. In questa versione il drywell assume la tipica forma di una “lampadina rovesciata”, all’interno del quale trovano posto il vessel ed il circuito di ricircolo del refrigerante primario. Questa parte del contenimento primario è realizzata da un liner di acciaio dello spessore di 1 ÷ 1.5 cm, sigillata superiormente da una calotta di acciaio, removibile per consentire l’accesso al vessel, flangiata al resto del contenimento mediante una doppia guarnizione che permette di poter effettuare controlli periodici sulla tenuta senza dover pressurizzare l’intero drywell. Il contenimento del drywell è inoltre rinforzato da una controparete di cemento armato (Figura 6) dello spessore di circa 1.2 m, distanziata di circa 2 cm dal liner per consentirne la dilatazione termica. Lo schermaggio nella parte alta è fornito da un piano in cemento armato, rimovibile anch’esso per le fasi di ricarica.



**Figura 6. Fotografia di una fase della costruzione delle pareti di cemento armato del contenimento primario di tipo Mark-I presso la centrale di Pilgrim Station.**

Sotto al drywell, e ad esso collegato, è presente il wetwell, caratterizzato dalla tipica forma toroidale, realizzato interamente in acciaio, e riempito per circa il 50% del suo volume da acqua (la massa d’acqua contenuta nella PSP delle Unità incidentate è di 1750 e 2980 t per le Unità 1 e 2-4, rispettivamente).

Otto grossi (203 cm di diametro) tubi di sfiato, di acciaio, si estendono radialmente e verso il basso dal drywell al wetwell, ponendo in comunicazione i due locali. All’interno del pozzo

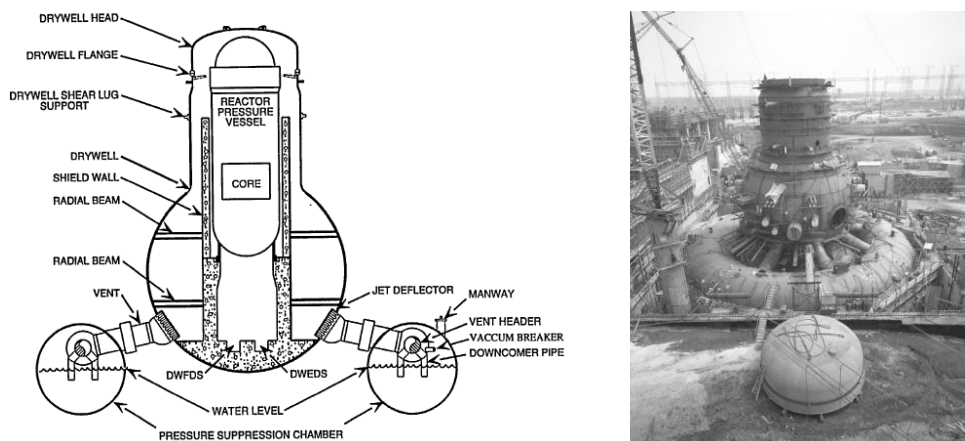
umido i tubi di sfiato terminano su un collettore, anch'esso toroidale, che si estende per tutta la piscina. Dal collettore si dipartono poi verso il basso 96 tubi di *downcomer* che pescano per circa 2 m sotto il livello minimo dell'acqua in piscina. Deflettori di getto sono impiegati all'ingresso di ogni tubo di sfiato per prevenire possibili danni. È infine presente un sistema rompivuoto (*vacuum relief*) per il controllo della pressione differenziale tra il drywell e il wetwell, che opera in modo che la pressione all'interno del wetwell sia sempre minore di quella all'interno del drywell, impedendo agli incondensabili di rientrare nel pozzo secco a seguito di uno sfiato. Le fotografie in Figura 7 mostrano la penetrazione nel toro di uno dei tubi di sfogo che collegano il drywell al wetwell, ed alcuni tubi di downcomer che, dal collettore interno al pozzo umido, discendono nella piscina di soppressione.



**Figura 7. Dettagli del sistema di sfogo del vapore dal drywell alla piscina di soppressione.**

La tenuta del contenimento primario è garantita fino a pressioni di 430 kPa e 380 kPa per le unità 1 e da 2 a 4, rispettivamente. Durante il normale funzionamento dell'impianto il drywell e il wetwell sono inertizzati attraverso l'iniezione di azoto in leggera sovrappressione. Siccome all'interno del drywell è posizionato il vessel, il calore generato da quest'ultimo deve essere continuamente rimosso dall'atmosfera del drywell, controllando la temperatura al suo interno (mantenuta tra i 57 e i 65 °C) per mezzo di un sistema di raffreddamento. Ogni unità di raffreddamento è composta da una ventola a motore che aspira l'atmosfera esistente per farle attraversare uno scambiatore di calore ad acqua posizionato all'interno del drywell; la capacità di asportazione di calore del sistema è compresa tra 1.5 e 2 MW.

Una vista dettagliata dei sistemi che costituiscono il contenimento primario di un Mark-I è mostrata in Figura 8, insieme ad una fotografia che mostra il contenimento primario "nudo" durante la costruzione dell'unità 1 della centrale di Browns Ferry.



**Figura 8. Schema dettagliato del contenimento primario del Mark-I e sua realizzazione (Browns Ferry).**

### 3.1.1 Sistema di controllo dell'atmosfera del contenimento primario

Il sistema di controllo dell'atmosfera del contenimento primario opera attraverso la circolazione della miscela di gas presente all'interno sia del drywell che del wetwell. Per realizzare ciò il sistema utilizza connessioni al sistema di ventilazione, riscaldamento e aria condizionata dell'edificio reattore (HVAC) per aspirare aria dall'esterno; utilizza poi connessioni con il sistema di trattamento dei gas (Standby Gas Treatment System, SGTS) ed il sistema di purificazione dell'aria dell'edificio reattore per far uscire l'atmosfera dal contenimento primario. Il sistema HVAC dell'edificio reattore è usato per fornire aria filtrata a temperatura controllata nel contenimento primario, purificando l'aria e ventilando l'ambiente in modo da permettere agli operatori l'accesso in sicurezza durante le operazioni di refueling. L'aria può anche essere rimossa attraverso il sistema di purificazione dell'aria del contenimento primario e scaricata o direttamente in atmosfera oppure passando attraverso il sistema di trattamento dei gas e successivamente al camino (gas stack). In Figura 9 sono mostrati tutti i sistemi di ventilazione del contenimento primario.

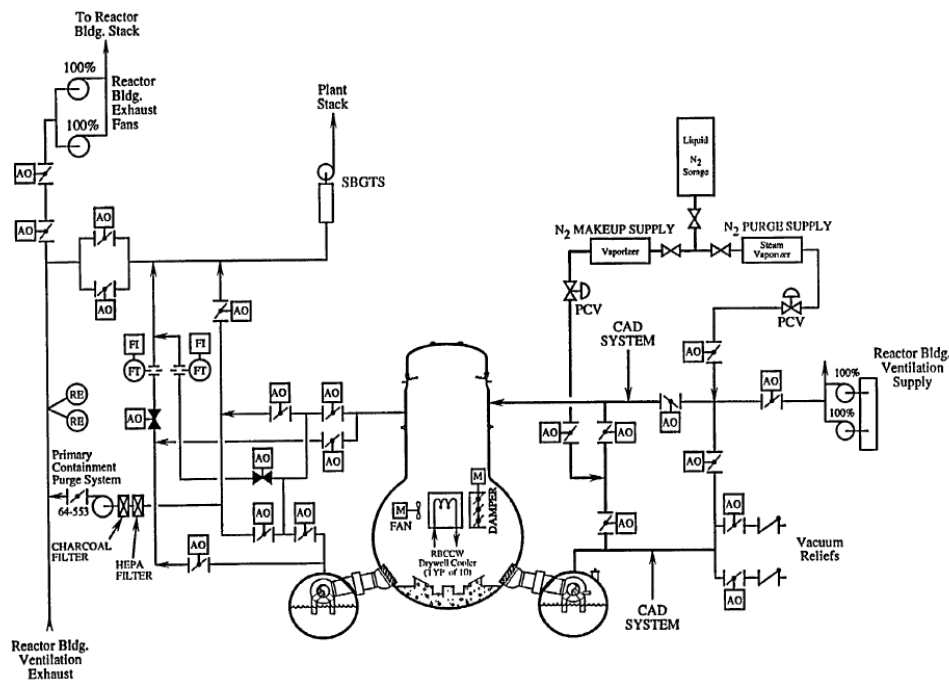
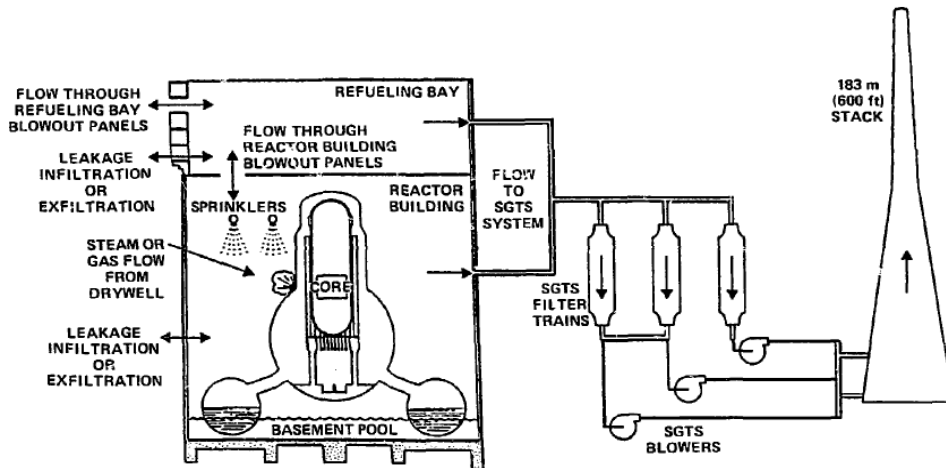


Figura 9. Sistemi per il controllo dell'atmosfera all'interno del contenimento primario di un Mark-I.

#### 3.1.1.1 Standby Gas Treatment System (SGTS)

La funzione dello SGTS (Figura 10) è il processamento dell'aria del contenimento primario e secondario nelle condizioni operative nominali. Il SGTS è in grado di prelevare l'aria all'interno del contenimento secondario e del locale piscina attraverso aspiratori, constringerla attraverso una serie di prefiltri, filtri a carboni attivi ed HEPA, per poi scaricare la corrente al camino. Il sistema processa anche le correnti di scarico dei sistemi di inertizzazione e diluizione del contenimento primario. La capacità e le caratteristiche del sistema possono differire da impianto a impianto, cosicché le portate possono variare tra i 220 ed i 700 m<sup>3</sup>/min. Molti impianti utilizzano sistemi che ricircolano una parte dell'aria prelevata dal contenimento secondario dopo la filtrazione. L'SGTS normalmente può essere utilizzato durante un qualsiasi incidente nel quale l'alimentazione a corrente alternata (AC) sia disponibile. Nel caso di incidente severo con elevati rilasci, i filtri HEPA

si potrebbero intasare a causa della deposizione di aerosol su di essi, generando una sostanziale e pericolosa diminuzione della portata del sistema nonché un incremento della pressione all'interno del contenimento secondario.



**Figura 10. Standby gas treatment system.**

### 3.1.1.2 Sistemi di inertizzazione del contenimento primario (CACs)

La funzione di questi sistemi è garantire il mantenimento di una atmosfera inerte di azoto all'interno del contenimento primario durante il normale funzionamento dell'impianto. L'inertizzazione del contenimento primario (assicurando una concentrazione di ossigeno inferiore al 4%) dipende dalla necessità di prevenire la formazione di miscele esplosive ossigeno-idrogeno nel caso si renda necessario sfiatare dal vessel vapori contenenti idrogeno (quest'ultimo formatosi per ossidazione ad alte temperature del cladding delle barrette di combustibile: si veda l'Appendice E). Il sistema di inertizzazione del contenimento primario (CACs) è composto da linee di fornitura e purificazione e da un serbatoio di reintegro dell'azoto. Il sistema di fornitura e purificazione è utilizzato inizialmente per creare l'atmosfera inerte nel contenimento primario; esso è composto da un serbatoio di azoto liquido, convertito in gas quando richiesto per mezzo di un vaporizzatore. L'azoto è quindi introdotto nel contenimento primario con una portata di  $85 \div 125 \text{ m}^3/\text{min}$  mentre l'atmosfera del contenimento è rimossa passando attraverso i sistemi di trattamento dei gas di scarico (SGTS) prima di essere rilasciata. Questo processo continua finché la concentrazione dell'ossigeno all'interno del contenimento primario non arriva al 4%; per fare ciò sono necessarie tipicamente dalle 3 alle 5 ore. Dopo che l'atmosfera inerte è stata creata, il sistema di reintegro è utilizzato per fornire azoto al contenimento primario per bilanciare eventuali fughe. Il contenimento primario è sempre mantenuto in lieve sovrappressione durante il funzionamento del reattore.

### 3.1.1.3 Sistema di diluizione dell'atmosfera del contenimento primario (CADs)

In aggiunta ai sistemi precedentemente descritti, è previsto un sistema di diluizione dell'atmosfera del contenimento primario (CADs), in grado di controllare la concentrazione di gas combustibile nel contenimento anche successivamente ad un LOCA, fornendo azoto con una portata tale da mantenere la concentrazione di ossigeno intorno al 5%.

### 3.1.2 Venting dal contenimento primario

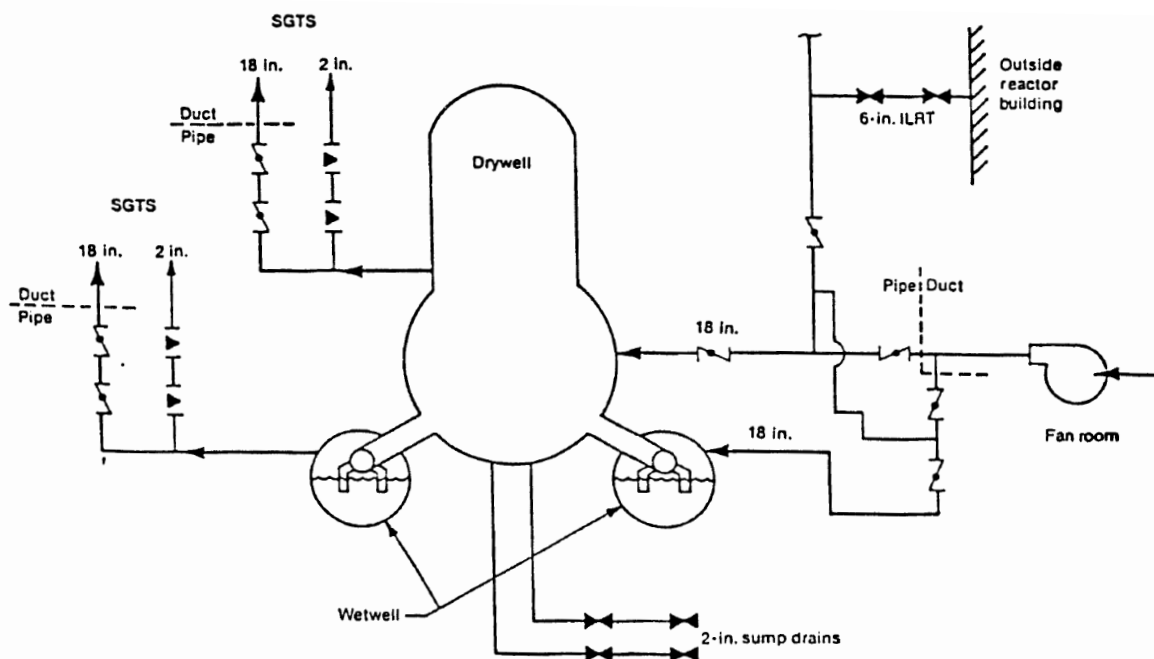
Il venting del contenimento primario è riconosciuto come una importante strategia per la gestione di una situazione incidentale nei reattori BWR con contenimento Mark-I. Quando



la pressione all'interno del contenimento primario raggiunge o eccede i limiti specifici di progetto (4.3 bar per l'unità 1 di Fukushima-Dai-ichi, 3.8 bar per le unità 2 - 4), per prevenirne il cedimento, viene effettuato il venting, ovvero un rilascio controllato verso l'esterno del contenimento. Le possibili vie di sfiato del contenimento primario sono evidenziate in Figura 11. I criteri di scelta delle vie di sfiato da utilizzare per effettuare il venting sono determinati da cinque parametri:

1. l'effetto di filtraggio della piscina (per le linee che partono dal wetwell),
2. il diametro del tubo di sfiato,
3. la necessità di ricorrere a linee che integrino sistemi di filtraggio della corrente scaricata,
4. la quota del punto di rilascio associato alla linea, e
5. la disponibilità di strumentazione di monitoraggio sulla linea o sul punto di rilascio.

In condizioni non di emergenza – ovvero per portate non eccessive e in condizioni di alimentazione elettrica – la linea di sfiato da 2 pollici presente nel drywell, nonostante non rispetti il primo criterio, è la via prescelta, nonché la prima utilizzata in caso di venting, in quanto si ritiene che il filtraggio della corrente uscente attraverso il sistema di trattamento gas (SGTS) compensi il mancato effetto di filtraggio della piscina di soppressione.



**Figura 11. Linee di sfiato del contenimento primario del tipo Mark-I.**

In genere, i tubi da 18 pollici sono utilizzati per il controllo dell'atmosfera all'interno del contenimento primario (CACS), le linee da 2 pollici sono utilizzate per la diluizione dell'atmosfera del primario (CADS), mentre quelle da 6 pollici sono normalmente usate per i test di tenuta (ILRT). Le due linee da 2 pollici posizionate al di sotto del drywell vengono invece utilizzate per drenare eventuale acqua stagnante al sistema trattamento rifiuti. Le linee esterne alle due valvole di isolamento nel contenimento secondario, realizzate con pannelli metallici visto che il sistema opera in condizioni di temperatura e pressione atmosferica, non sono indicate in caso di rilasci ad alta pressione. Le linee di uscita sono connesse al SGTS per il filtraggio della corrente prima del rilascio in atmosfera attraverso

il camino. Tutte le valvole del sistema hanno una posizione di apertura limitata per garantire che si possano chiudere rapidamente in caso di incidente durante il funzionamento del sistema. Le linee da due pollici costituiscono una parte del sistema CADS, che viene usato solo in situazioni incidentali per prevenire la formazione di miscele infiammabili di ossigeno e idrogeno. Il sistema è in grado di fornire azoto al contenimento ad una pressione di 2 atm e con una portata di 0.028 m<sup>3</sup>/s. Le linee di scarico del sistema, le prime selezionate in caso di venting, sono anch'esse connesse al SGTS. Le valvole operano attraverso il sistema ad aria e sono attuate e regolate dalla sala controllo; valvole per il controllo della pressione sono presenti sulla linea di scarico e sono in grado di sopportare venting ad alte pressioni. Rilasci a pressioni più elevate di quelle di progetto potrebbero comunque deformare le valvole stesse e limitarne, se non annullarne, la funzionalità. Tutti i tubi e le valvole sono progettati per resistere fino ad una pressione di 11 bar. L'utilizzo delle linee di sfiato del sistema ILRT richiede l'accesso all'edificio reattore per la chiusura e l'apertura manuale di alcune valvole locali e la rimozione di flange all'esterno dell'edificio reattore. Le valvole di sfiato sono posizionate in zone schermate dalle radiazioni, e devono essere facilmente identificabili dall'operatore. Il funzionamento delle valvole di sfiato generalmente richiede disponibilità di corrente alternata ed aria compressa, così come il bypass di un segnale di isolamento. Il venting attraverso il wetwell richiede che la via di sfiato non sia immersa in acqua. Le procedure da intraprendere durante il venting sono dunque le seguenti:

1. evacuazione generale delle zone potenzialmente pericolose intorno all'edificio reattore;
2. posizionamento del sistema di ventilazione della sala di controllo in modalità emergenza, per garantire che la ventilazione dei locali avvenga attraverso aria filtrata prelevata dall'esterno dell'edificio;
3. chiusura della ventilazione del sistema di stoccaggio dei rifiuti radioattivi per minimizzare l'ammontare del trasporto dei prodotti di fissione dall'edificio reattore all'edificio rifiuti radioattivi;
4. uso di un unico treno del sistema trattamento gas di scarico, mettendo gli altri in posizione di standby.

Nel caso di black out completo dell'impianto (Complete Station Black Out, CSBO), la selezione del percorso di venting è fortemente limitata dalla impossibilità di azionare i sistemi accessori di filtraggio. Poiché, inoltre, il blackout impedisce l'azionamento delle valvole di sfogo da remoto, il primo e più importante fattore da considerare è il rischio cui sarebbe sottoposto il personale dello stabilimento che deve eseguire manualmente l'operazione di apertura delle valvole. In tal evenienza, pertanto, se la portata di sfogo è piccola e non eccessivamente in pressione, è possibile selezionare una linea del SGTS che preveda il passaggio attraverso i filtri ed il rilascio al camino. Se, però, la portata da sfogare è ingente, o in pressione, è allora preferibile bypassare le linee del SGTS, rinunciando ai filtri: portate o pressioni eccessive potrebbero infatti danneggiare questi ultimi, contaminando ulteriormente lo sfiato con tutto il particolato accumulato sui filtri stessi fino a quel momento. Si ricorre allora ad una delle due linee che si dipartono dal wetwell, prelevando dunque la portata laddove meno ricca di prodotti di fissione (grazie all'effetto scrubbing già effettuato dalla piscina sulla portata proveniente dal drywell). Le linee vengono intercettate all'interno del contenimento secondario, dunque rilasciando lo sfogo nelle sale inferiori dell'edificio reattore: in questo modo è possibile sfruttare le pareti dell'intero edificio come superfici di deposizione dei prodotti di fissione radioattivi durante il moto di risalita del vapore, caldo, verso i piani superiori.

È infine importante sottolineare che, nel caso di sfogo all'interno del contenimento secondario – resosi necessario solo in condizioni di CSBO ed ingenti portate da rilasciare –, è altamente probabile che nella portata rilasciata sia presente anche idrogeno, il quale, per galleggiamento, tende ad accumularsi nel locale più alto dell'edificio reattore. Poiché un accumulo di idrogeno in aria ne determina la deflagrazione, le pareti laterali della sala operazioni di ricarica, ed il tetto dell'edificio reattore, sono progettati per essere cedevoli, dunque sacrificali, per la protezione del solaio (sotto il quale risiede il contenimento primario vero e proprio) dall'onda d'urto dell'esplosione. In Figura 12 è mostrata una fotografia della sala operazioni di ricarica, alle cui pareti è chiaramente visibile la struttura reticolare di supporto dei pannelli sacrificali.



**Figura 12.** Vista del piano servizio dell'edificio reattore e, sullo sfondo, la struttura sacrificale delle pareti.

### **3.2 SISTEMA PER LA RIMOZIONE DEL CALORE RESIDUO DI DECADIMENTO (RHRS)**

Il sistema per la rimozione del calore residuo (Residual Heat Removal System, RHRS) svolge diverse funzioni durante il funzionamento dell'impianto essendo concepito per operare secondo diverse modalità. Tale sistema è costituito da due circuiti separati ed indipendenti, denominati sistema 1 e sistema 2, ciascuno dei quali è costituito da due pompe, uno scambiatore di calore e le relative valvole e strumentazione necessarie per la sua corretta operazione. Le principali modalità nelle quali può operare il sistema sono:

1. modalità sistema di iniezione di refrigerante a bassa pressione (LPCI) per ristabilire e mantenere il livello di refrigerante all'interno del vessel a seguito di un LOCA;
2. modalità Containment Spray (CS) per condensare il vapore e abbattere i rilasci aeriformi all'interno del contenimento primario a seguito di un LOCA;
3. modalità raffreddamento della piscina di soppressione, principalmente per controllare la temperatura del wetwell in caso incidentale e per rimuovere il calore scaricato dalle valvole di sfiato di sicurezza (SRVs), dal sistema di iniezione di refrigerante ad alta pressione (HPCI) o dal sistema di raffreddamento del nocciolo del reattore per isolamento (RCIC);
4. modalità raffreddamento a seguito di uno shutdown per rimuovere il calore di decadimento fino a permettere le normali attività di ricarica;
5. modalità condensazione del vapore (head spray) per condensare il vapore prodotto a seguito di uno shutdown non comandato e fornire un'ulteriore sorgente di refrigerante al sistema RCIC;

6. modalità standby coolant supply per permette di inondare il contenimento primario in caso di incidente severo.

Poiché il LOCA è la peggior condizione incidentale assunta a progetto, le valvole del RHRS sono normalmente configurate per adempiere alla funzione LPCI. La modalità LPCI si attiva automaticamente per ripristinare, e se necessario mantenere, la giusta quantità di refrigerante all'interno del vessel, per evitare che la temperatura del cladding ecceda i 1200 °C, temperatura alla quale la cinetica della reazione di ossidazione dello zirconio diventa molto rapida e il rilascio di energia associato potrebbe danneggiare il nocciolo. Quando opera in questa modalità il sistema RHRS pesca l'acqua direttamente dal wetwell, scaricandola nel vessel attraverso il circuito di ricircolo.

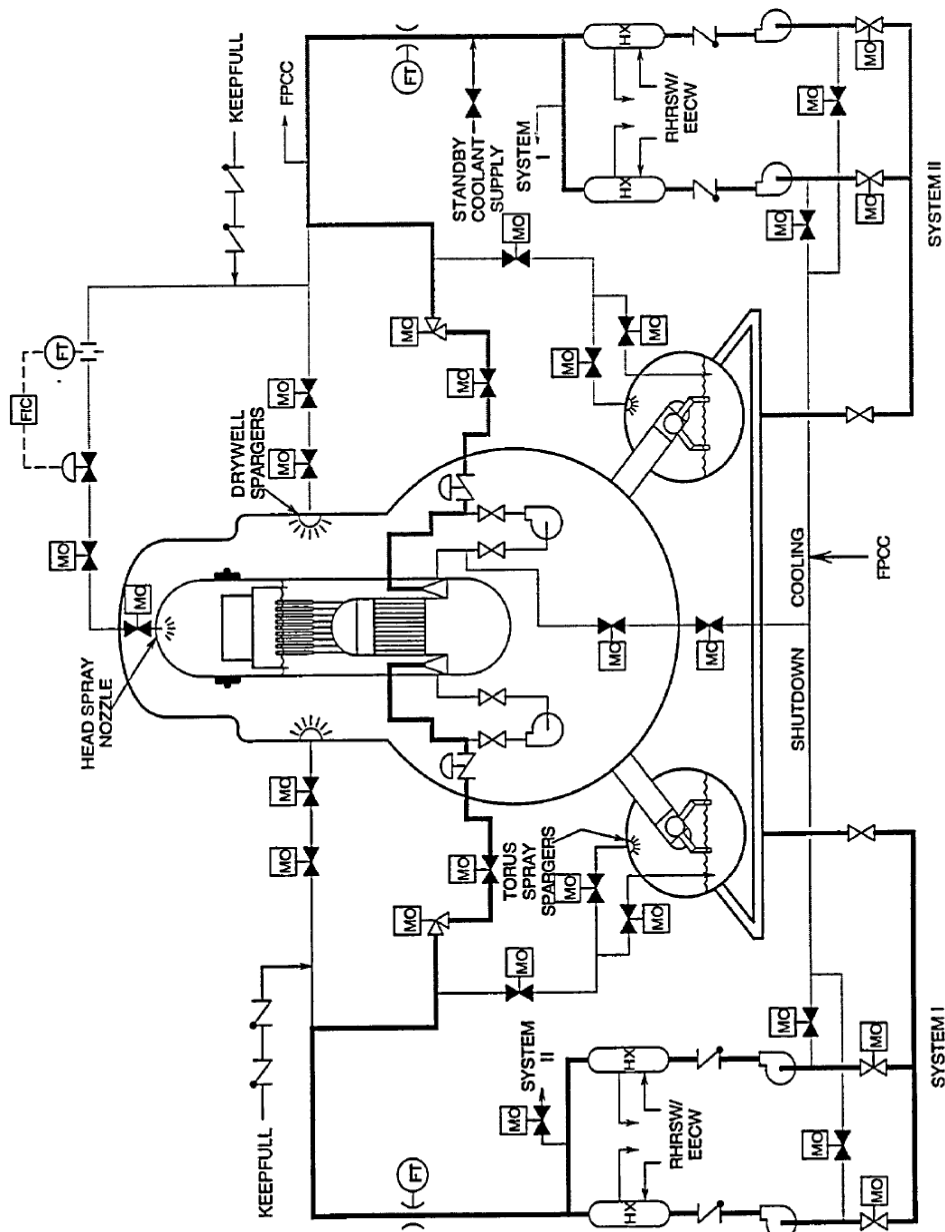


Figura 13. Schema del sistema di rimozione del calore residuo (RHR).

Le modalità CS e raffreddamento del wetwell sono attivate attraverso un'azione dell'operatore. La modalità CS è usata per condensare il vapore generato e abbattere gli

aerosol e i rilasci aeriformi all'interno del contenimento primario a seguito di un LOCA, così da diminuire la pressione al suo interno. Il raffreddamento della piscina di soppressione è usato invece per mantenere la temperatura dell'acqua all'interno del toro intorno ai 25 °C durante le normali condizioni di funzionamento, e al di sotto di 77 °C in caso di LOCA. L'acqua viene prelevata dal toro, fatta passare attraverso gli scambiatori di calore (in cui cede calore all'acqua di servizio dell'edificio reattore) per poi essere alternativamente scaricata nella piscina di soppressione o inviata al serbatoio di raccolta dei condensati (CST).

Le modalità shutdown e head spray sono attivate durante gli shutdown programmati per il raffreddamento di routine del sistema. Quando il reattore raggiunge valori di temperatura e pressione sufficientemente bassi il sistema RHRS opera in queste due modalità. Il sistema è in grado di raffreddare fino ad una temperatura di 52 °C in meno di 20 ore e mantenere questa temperatura per permettere agli operatori di effettuare le operazioni di carico e scarico. L'acqua è rimossa dalla bocca di aspirazione della pompa di ricircolo, raffreddata attraverso gli scambiatori e scaricata nella sezione di mandata mediante le pompe di ricircolo. La modalità condensazione del vapore è posta in operazione quando il reattore viene isolato dal condensatore principale ed è desiderabile limitare l'azione delle SRVs per evitare incrementi di temperatura all'interno del contenimento primario. Il vapore è rimosso dalla linea del sistema HPCI e diretto verso gli scambiatori di calore attraverso una valvola per il controllo della pressione. All'interno degli scambiatori il vapore viene condensato e iniettato all'interno del vessel per mezzo del sistema RCIC. Questo sistema non è sicuramente presente nell'unità 1 di Fukushima-Dai-ichi.

La modalità standby coolant supply fornisce una riserva illimitata di acqua per allagare il contenimento primario se questo è richiesto per un post-LOCA come operazione di emergenza. Il sistema RHR, quando opera in questa modalità, è progettato per connettersi con la pompa del sistema di acqua di servizio dell'edificio reattore. L'acqua, scaricata all'interno del vessel, è comunque in grado di tenere il nocciolo sotto battente anche nel caso di fessurazione del vessel, fluendo nel contenimento primario fino a riempire quest'ultimo ad una quota superiore a quella del nocciolo. Il sistema è in grado anche di raffreddare le piscine del combustibile in caso di fallimento dei sistemi dedicati.

Il sistema RHR non è però disponibile in caso di complete station blackout (CSBO), richiedendo alimentazione in corrente alternata per poter operare. In Figura 13 è mostrato lo schema del sistema di rimozione del calore residuo.

### **3.3 SISTEMI DI SICUREZZA PER IL RAFFREDDAMENTO DEL NOCCILOLO (ECCS)**

Lo scopo dei sistemi di sicurezza per il raffreddamento del nocciolo (Emergency Core Cooling Systems, ECCS) è di fornire un adeguato raffreddamento del reattore in caso di LOCA garantendo per un periodo prolungato di tempo che la temperatura del cladding non raggiunga i 1200 °C per prevenirne la fusione e la successiva frammentazione con associata produzione di idrogeno, evitando così il danneggiamento del nocciolo. Gli ECCS sono costituiti da due sistemi a bassa pressione e due sistemi ad alta pressione. I sistemi ad alta pressione sono: il sistema di depressurizzazione automatica (ADS) e il sistema di iniezione ad alta pressione (HPCI). I sistemi a bassa pressione sono: il sistema di iniezione a bassa pressione (LPCI), che altro non è che una modalità di funzionamento del sistema RHRS, ed il sistema di core spray (CSS). In Figura 14 è rappresentato lo schema dei sistemi ECCS di un BWR/3-4.

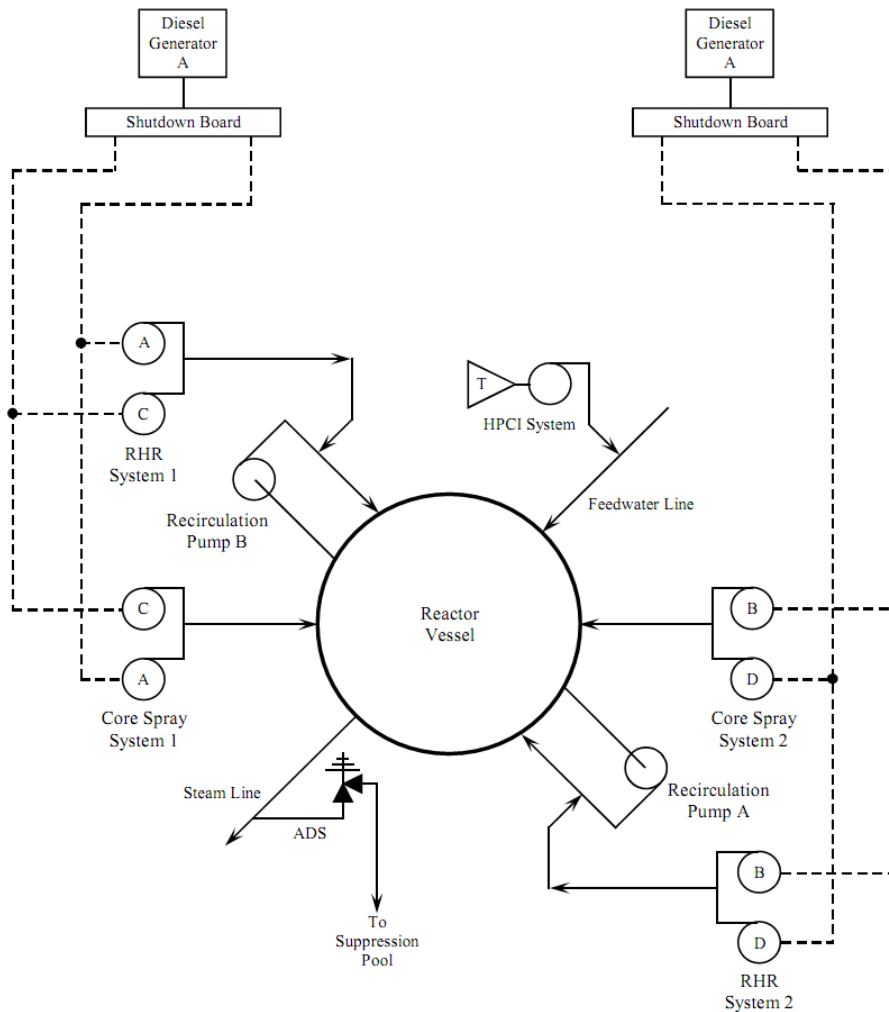


Figura 14. Schema dei sistemi ECCS di un reattore BWR/3-4.

Nel caso di Station Blackout tutti i sistemi ECCS sono alimentati dai generatori diesel di emergenza. Solamente i sistemi ADS e HPCI possono funzionare anche in assenza totale di alimentazione AC, qualora sia disponibile una fonte di alimentazione DC (fornita dalle batterie tampone) per la strumentazione di tali sistemi, permettendone il controllo.

**3.3.1 Sistema di iniezione ad alta pressione (HPCI)**

Il sistema di iniezione ad alta pressione (HPCI) è essenzialmente lo stesso per tutte le quattro unità coinvolte nell'incidente di Fukushima-Dai-ichi. Le principali funzioni del sistema sono:

1. nel caso di piccoli LOCA, mantenere un'adeguata quantità di refrigerante all'interno del nocciolo per il suo raffreddamento;
2. nel caso di LOCA intermedi, depressurizzare il vessel attraverso l'iniezione di acqua di reintegro al fine di permettere successivamente l'intervento anche dei sistemi a bassa pressione;
3. nel caso di condizioni di isolamento del reattore, rafforzare l'azione del sistema RCIC.

Nel caso in cui il sistema RCIC non sia presente, la funzione del HPCI risulta ancora più importante in condizioni di isolamento. Il HPCI è configurato in modo da pescare acqua dal

Condensate Storage Tank (CST) e pomparla ad alta pressione nel vessel tramite la linea di feedwater al reattore. Il sistema, attraverso comando manuale o automaticamente – in caso di segnale di basso livello di liquido del CST –, può cambiare sorgente e rifornirsi direttamente dalla piscina di soppressione. Una test-line permette di verificare in ogni momento il corretto funzionamento del sistema. Per evitare il surriscaldamento della pompa nel caso essa stia operando con valvola di scarico ancora chiusa, il sistema è fornito di una linea che garantisce comunque la minima portata.

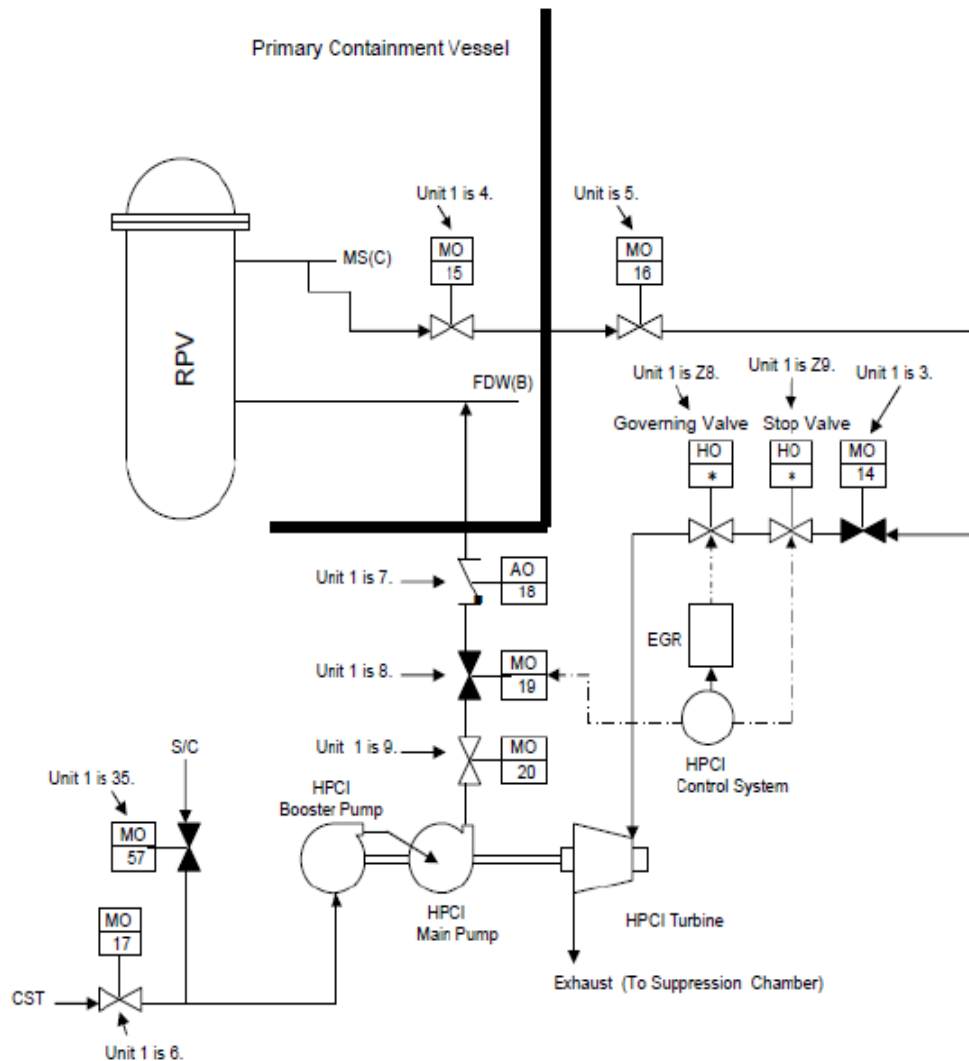


Figura 15. Schema del sistema HPCI installato sulle unità 2 e 3.

Il HPCI può fornire acqua di reintegro a pressioni più alte di quelle di esercizio, fino a pressioni inferiori a quelle che permettano un corretto raffreddamento da parte dei sistemi di bassa pressione. Iniettando acqua fredda e prelevando vapore per alimentare la turbopompa, il sistema depressurizza lentamente il vessel, permettendo quindi ai sistemi di bassa pressione di poter operare. Il sistema si attiva automaticamente per mezzo di un segnale di basso livello nel vessel o elevata pressione nel drywell. Per prevenire eventuali danneggiamenti dovuti all'effetto dei colpi di ariete durante l'avviamento del HPCI, il sistema è tenuto pressurizzato attraverso una pompa dedicata. Una volta avviatosi, il sistema continua ad immettere acqua nel reattore fino a quando la turbina è in funzione o se non viene isolato automaticamente, da un segnale di alto livello di refrigerante nel

vessel. In ogni momento l'operatore può prenderne il controllo, ma, in ogni caso, un segnale di accensione del sistema non può mai essere bypassato dal comando manuale. Il sistema è in grado di fornire portate pari a  $0.25 \div 0.30 \text{ m}^3/\text{s}$  a pressioni comprese tra 80 e 15 bar. In Figura 15 è rappresentato il sistema HPCI.

### 3.3.2 Sistema di depressurizzazione automatica (ADS)

La funzione del sistema di depressurizzazione automatica (ADS) è quella di depressurizzare il vessel in modo da permettere ai sistemi di sicurezza di bassa pressione di entrare in funzione; può essere utilizzato per raffreddare il nocciolo in caso di LOCA di piccola o media entità ed in caso di fallimento del sistema HPCI. L'ADS utilizza 7 delle 11 valvole di sfiato e sicurezza (SRV) allocate all'interno del contenimento primario e montate sulle linee principali di vapore. Il vapore estratto dal circuito primario viene inviato direttamente alla piscina di soppressione, per mezzo di linee appositamente predisposte: in Figura 16 è mostrato lo schema delle SRV.

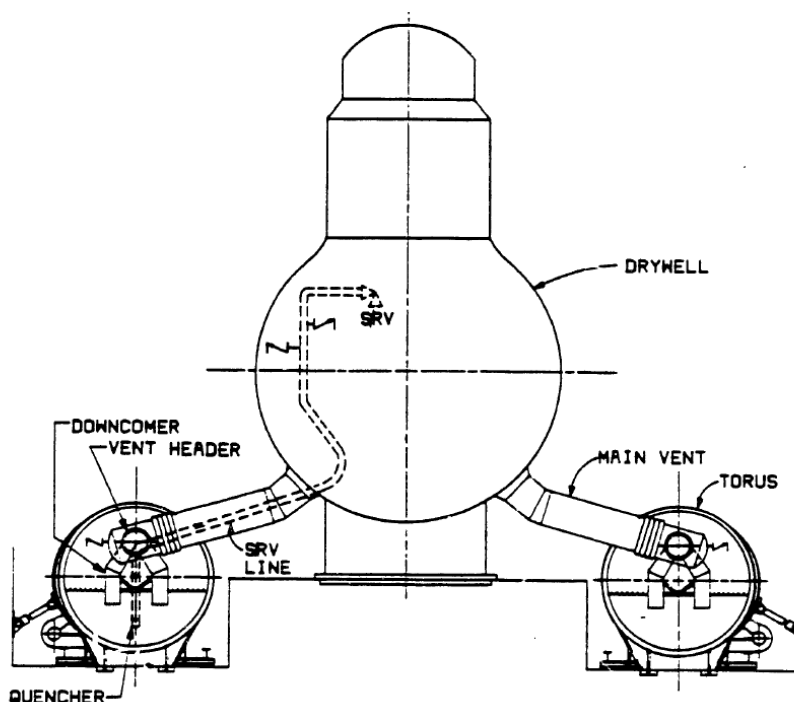


Figura 16. Posizione delle SRVs all'interno del drywell.

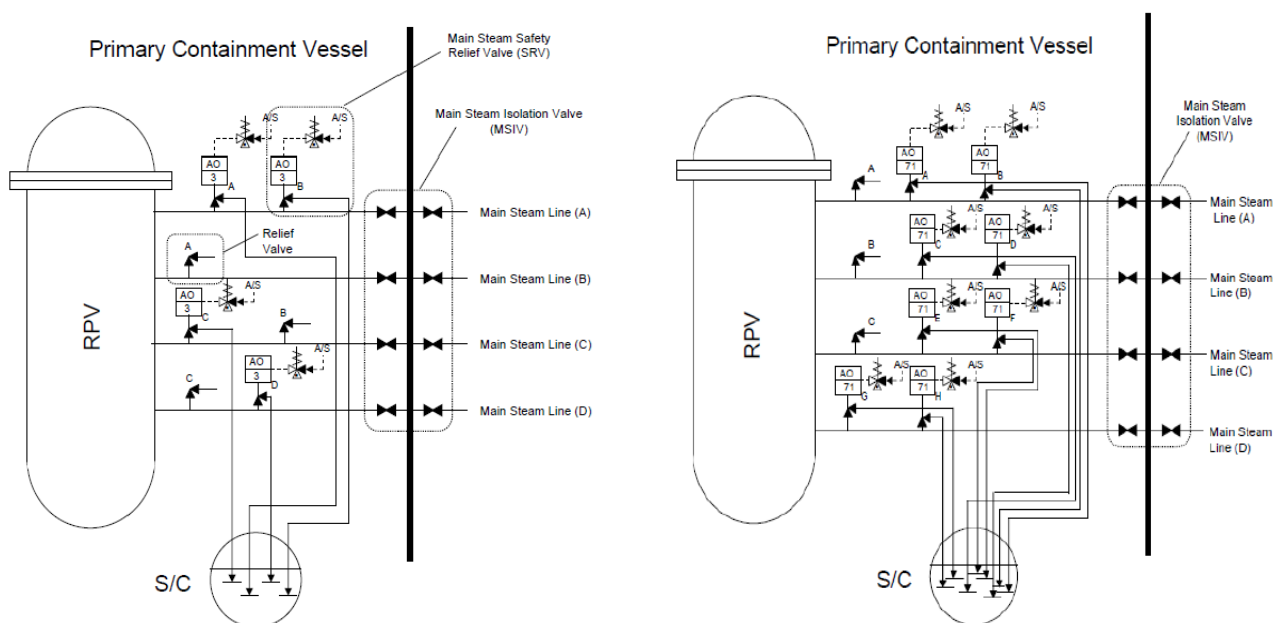
Le SRV possono funzionare in differenti modalità:

1. possono aprirsi meccanicamente nel caso di una elevata pressione all'interno del reattore (c.d. modalità di sicurezza);
2. aprirsi per comando elettropneumatico dell'operatore;
3. essere operate dall'ADS per consentire l'intervento del LPCI durante un piccolo/medio LOCA.

Ognuna delle SRV è equipaggiata di un accumulatore pneumatico ed una valvola di controllo. La valvola di controllo è utilizzata per isolare l'accumulatore dal serbatoio pneumatico generale in caso di perdita della normale alimentazione. Gli accumulatori garantiscono che le valvole si possano aprire e mantenere aperte a seguito del fallimento del sistema pneumatico principale. Essi sono dimensionati in maniera tale da contenere aria sufficiente per cinque operazioni. Ognuna delle sette valvole è inoltre equipaggiata da



un interruttore comandato dalla sala di controllo che permette di azionarle in posizione aperta o chiusa. L'operatore può invece individualmente aprire o chiudere una delle valvole o una qualsiasi combinazione delle undici SRV intervenendo manualmente. Le valvole possono essere comandate anche durante un completo station blackout (CSBO) fino ad esaurimento batterie. In Figura 17 è mostrato il sistema di controllo delle SRV all'interno del drywell.



**Figura 17. Sistema di controllo delle SRVs nell'unità 1 (sinistra) e nelle unità 2 e 3 (destra).**

### 3.3.3 Sistema di core spray (CSS)

La funzione del core spray system (CSS) è pompare acqua di reintegro a bassa pressione all'interno del vessel. Tale sistema è composto da due treni separati ed indipendenti al 100%, ognuno dei quali è in grado di fornire  $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$  contro una pressione allo scarico pari a 19 bar. Ogni loop è composto da una pompa a bassa pressione, una test line, dagli spray spargers e dalle valvole e dalla strumentazione necessarie al funzionamento. Il CSS pesca l'acqua dalla piscina di soppressione e la scarica all'interno del vessel attraverso due anelli montati sopra il nocciolo. Gli anelli sono dotati di spargers che permettono una distribuzione più omogenea del refrigerante. In Figura 18 è rappresentato lo schema del CSS. L'acqua spruzzata nel nocciolo attraversa i canali del combustibile asportando calore. L'evaporazione associata all'interno dei fuel assemblies fornisce anche un ulteriore raffreddamento per convezione. Il CSS si attiva automaticamente alla ricezione di un segnale di basso livello nel vessel o elevate pressioni nel contenimento primario. Il funzionamento di tale sistema richiede però l'alimentazione AC, rendendolo non disponibile in caso di CSBO.

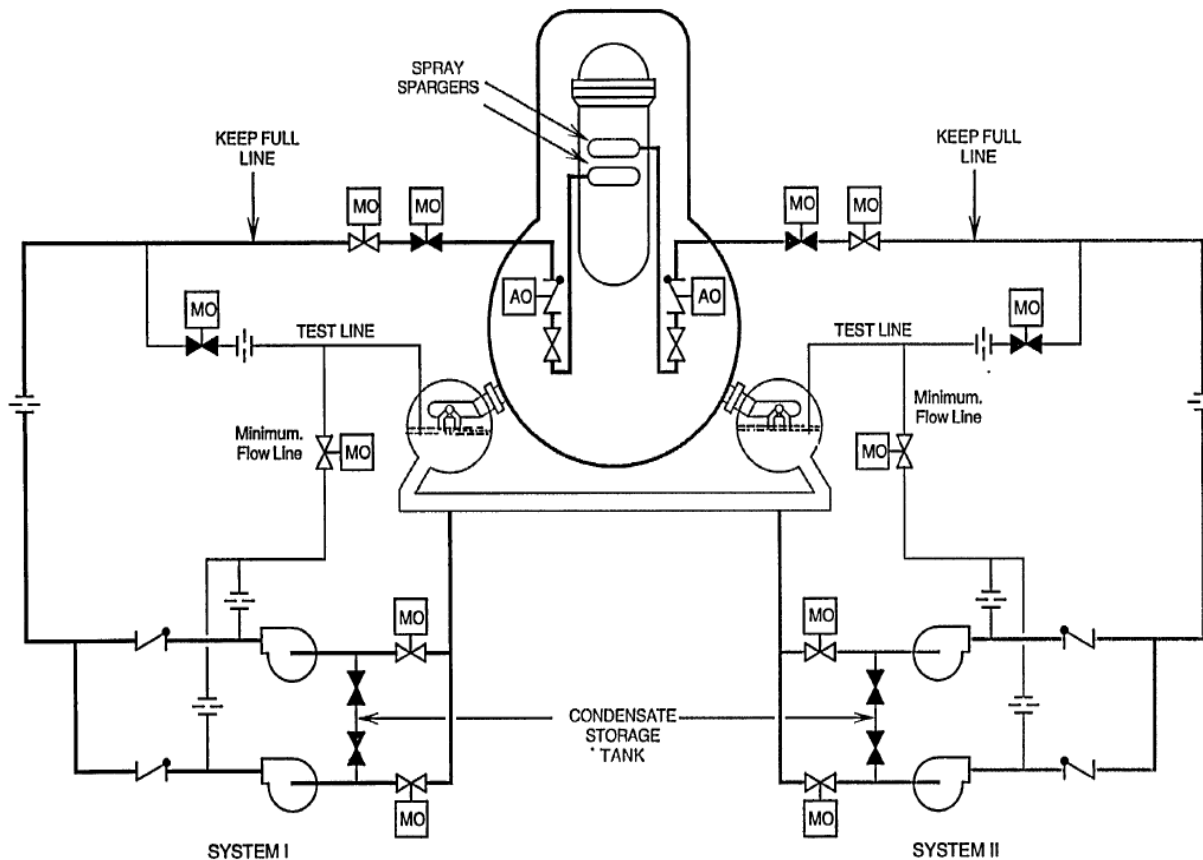


Figura 18. Schema del sistema CSS.

### 3.3.4 Sistema di iniezione a bassa pressione (LPCI)

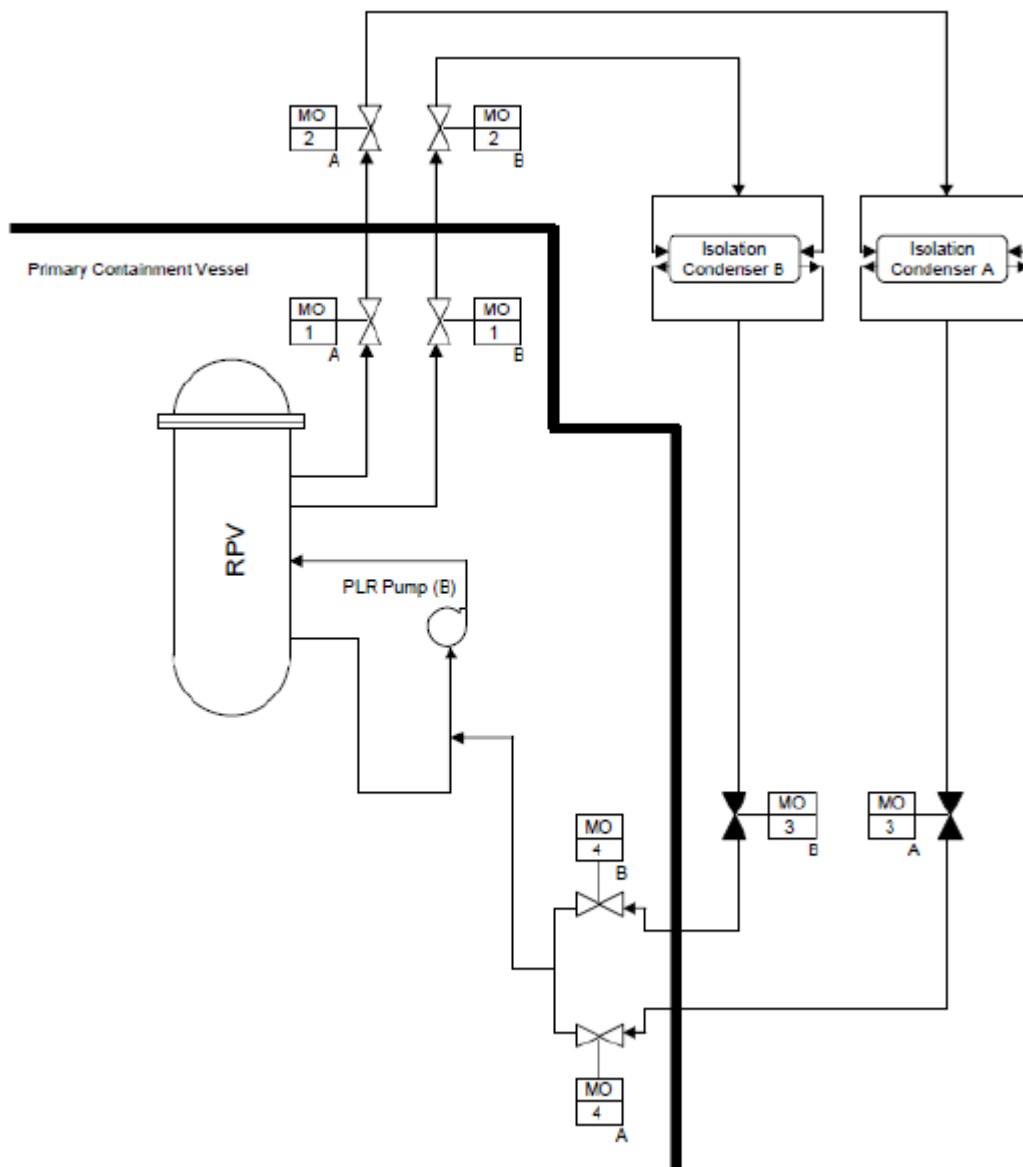
Il sistema di iniezione a bassa pressione (LPCI) è composto da una rete di pompe e scambiatori di calore progettati per rimuovere calore di decadimento sia nelle normali condizioni operative (durante shut-down programmati, refrigerazione della piscina di soppressione ecc.) sia in condizioni incidentali (LOCA). Nel caso del BWR/3 il LPCI è indipendente dal sistema di rimozione del calore residuo (RHRS), mentre nei BWR/4 il sistema funziona secondo una particolare modalità del RHRS. La differenza tra le due concezioni non si ripercuote tuttavia sulla sicurezza intrinseca del sistema. Poiché inoltre il layout delle due implementazioni è molto simile, si rimanda, per la sua descrizione, al paragrafo sul RHRS.

## 3.4 ULTERIORI SISTEMI DI SICUREZZA

La necessità di asportare il calore generato dal decadimento radioattivo dei prodotti di fissione anche dopo l'arresto di emergenza della reazione a catena, impone l'introduzione dei sistemi ECCS descritti in precedenza. Tali sistemi necessitano però, a loro volta, di alimentazione elettrica per il corretto funzionamento. Per far fronte ad una condizione incidentale caratterizzata da uno stato di CSBO, nei BWR sono previsti degli ulteriori sistemi di raffreddamento del refrigerante primario, differenti a seconda della versione di BWR in esame.

### 3.4.1 Isolation Condenser system (IC)

L'isolation condenser (IC) è un sistema passivo, operante per convezione naturale in caso di alta pressione del RPV. Tale sistema, caratteristico delle tipologie BWR/1 e BWR/2 ed ancora presente nei primi modelli di BWR/3, è composto da due linee indipendenti, che insistono su due distinti condensatori, e diverse valvole di controllo, organizzate secondo lo schema riportato in Figura 19.



**Figura 19. Schema dell'Isolation Condenser System installato sull'unità 1.**

Durante il funzionamento del sistema, il vapore fluisce dal vessel in pressione al condensatore lato tubi e, una volta condensato, ritorna al vessel per gravità, la forza motrice essendo determinata dal carico idraulico creato dalla differenza di densità. Il corpo cilindrico del condensatore è lungo approssimativamente  $16 \div 17$  m, con un diametro di circa 3.8 m, e contiene normalmente circa  $100 \div 110$  m<sup>3</sup> di acqua. Due fasci di tubi sono immersi in acqua, uno ad ogni capo del condensatore. Il lato mantello del condensatore sfiata il vapore generato all'interno direttamente nel contenimento secondario. Le valvole

di ammissione del vapore sono normalmente aperte cosicché la pressione all'interno dei fasci tubieri risulti la stessa del reattore anche quando il sistema è in standby. Il lato tubi del condensatore sfiata nella linea principale del vapore durante il funzionamento del reattore. Un sostenuto aumento di pressione all'interno del vessel attiva automaticamente il sistema. Nel caso dell'unità 1 della centrale di Fukushima-Dai-ichi la pressione all'interno del vessel deve raggiungere almeno i 72 bar per 15 secondi. Un segnale automatico ordina alla valvola a motore elettrico (alimentato in DC) posizionata sulla linea di ritorno al vessel di aprirsi ed alle valvole di sfiato sulla linea principale del vapore di chiudersi. In questo modo il vapore fluisce, sotto la spinta della pressione, attraverso il condensatore di isolamento. Il vapore è convogliato in entrambi i fasci tubieri del condensatore, dove è condensato dall'acqua presente nel lato mantello. Per ottenere la portata di condensato desiderata dal condensatore al vessel, l'operatore può regolare la valvola all'uscita del condensatore dalla sala di controllo. Un doppio monitoraggio di radiazioni è presente sullo sfiato lato mantello, in modo che l'operatore – in caso di elevato livello di radiazioni – possa attuare le azioni correttive necessarie. A seguito dello SCRAM e isolamento del reattore l'energia di decadimento causa l'aumento di pressione necessaria affinché il sistema entri in funzione. Senza utilizzare acqua di reintegro, il tempo di grazia garantito da questo sistema è però pari a circa un'ora e trenta minuti, tempo concesso all'asportazione del calore di decadimento dopo lo SCRAM e l'isolamento del vessel dalla capacità termica dell'acqua contenuta nel condensatore, prima che il volume di acqua in diminuzione si esaurisca completamente. Questo lasso di tempo è normalmente sufficiente a consentire l'aggiunta di acqua di reintegro lato mantello nel condensatore. Il sistema di reintegro dell'acqua fornisce acqua demineralizzata pulita, per evitare possibili concentrazioni di prodotti radioattivi all'interno del condensatore. Ulteriori fonti di acqua sono il condensate storage tank (CST) e il sistema protezione incendi.

#### ***3.4.2 Reactor Core Isolation Cooling system (RCIC)***

Il sistema Reactor Core Isolation Cooling (RCIC) è in grado di fornire un adeguato raffreddamento del core in seguito all'isolamento del reattore e alla perdita di alimentazione del refrigerante senza richiedere l'intervento di altri sistemi di sicurezza. Benché sia il principale sistema di raffreddamento di emergenza, non appartiene però ai sistemi di sicurezza in grado di raffreddare il reattore quando è pressurizzato. Il RCIC (il cui schema è rappresentato in Figura 20), inoltre, è conservativamente progettato per operare fino a che la pressione all'interno del vessel non raggiunge i 10 bar, anche se il sistema di rimozione del calore residuo fornisce un raffreddamento adeguato già alla pressione di 24 bar. Il sistema è attivato o manualmente dall'operatore nella sala controllo o automaticamente. L'attivazione in questo secondo caso avviene a seguito di un segnale proveniente da un sensore che comunica basso livello di acqua nel vessel (-38 pollici). Il sistema si spegne automaticamente quando il sensore trasmette il segnale di alto livello di acqua all'interno del vessel, o nel caso di segnalazione di malfunzionamenti del RCIC che possano causare l'arresto della turbina del RCIC. Questa turbina alimenta una pompa che pesca acqua dal Condensate Storage Tank (CST) e la inietta sulla linea principale di alimento del vessel; un serbatoio di acqua alternativo è fornito dalla piscina di soppressione qualora sia trasmesso il segnale di basso livello all'interno del CST o di alto livello dalla piscina di soppressione. Sulla linea di aspirazione sono presenti una valvola di controllo e una valvola a motore. La linea è mantenuta inondata anche in condizioni di standby per mantenere la pompa sempre pronta ad intervenire. La turbina stessa è alimentata dal vapore prodotto all'interno del vessel: dopo l'espansione esso viene scaricato direttamente all'interno della piscina di soppressione.

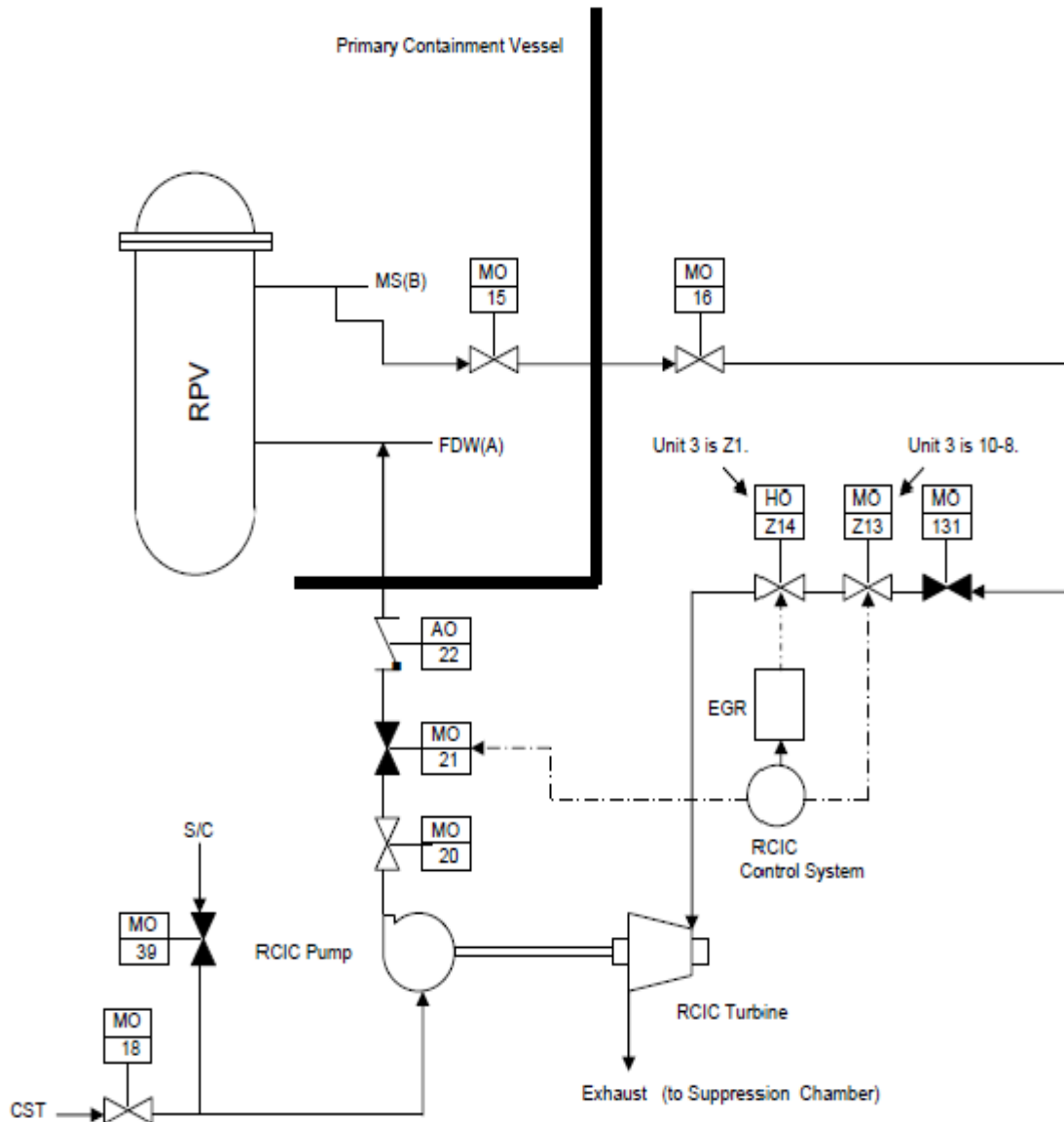


Figura 20. Schema del Reactor Core Isolation Cooling System installato sulle unità 2 e 3.

Due ulteriori linee di scarico sono previste nel sistema, una utilizzata per i test, aspirando e scaricando acqua all'interno del CST, ed un'altra posta a garantire la portata minima per proteggere la pompa nel caso in cui la valvola posta sul condotto di mandata sia chiusa. Il sistema è dotato di una capacità tale da prevenire l'abbassamento del livello dell'acqua al di sotto della testa del nocciolo. La portata del sistema è approssimativamente uguale a quella del vapore che esce dal reattore dopo 15 minuti dallo SCRAM, ed è circa pari a  $0.032 \div 0.038 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### **3.5 PRINCIPALI DIFFERENZE DEI SISTEMI ADOTTATI PER DIVERSI TIPI DI BWR**

Nelle Tabelle 2-a e 2-b che seguono sono riassunte le caratteristiche dei sistemi di sicurezza installate per ogni tipologia di BWR. Si ricorda che le unità della centrale di Fukushima-Dai-ichi coinvolte nell'incidente appartengono alla serie BWR/3 (unità 1) e BWR/4 (unità 2, 3 e 4).

**Tabelle 2-a e 2-b. Caratteristiche dei sistemi di sicurezza implementati sulle diverse tipologie di BWR**

Function	BWR/2	BWR/3	BWR/4	BWR/5	BWR/6
Forced Circulation	5 recirc loops; no jet pumps	2 recirculation loops; 20 jet pumps	2 recirculation loops; 20 jet pumps	2 recirculation loops; 20 jet pumps	2 recirculation loops; 20 or 24 jet pumps
Internal Pump Design	NONE	Single nozzle jet pump	Single nozzle jet pump	Five nozzle jet pump	Five nozzle jet pump
Flow Control Method	Variable Speed Pumps	Variable Speed Pumps	Variable Speed Pumps	2 speed pumps and FCV	2 speed pumps and FCV
Reactor Isolation Pressure Control	Isolation Condenser and SRVs	Isolation Condenser and SRVs	All use SRVs Some have Steam Condensing Mode of RHR	All use SRVs Some have Steam Condensing Mode of RHR	All use SRVs Some have Steam Condensing Mode of RHR
Reactor Isolation Inventory Control	Isolation Condenser	Isolation Condenser	RCIC	RCIC	RCIC
Shutdown Cooling	Shutdown Cooling System	Shutdown Cooling system or MODE of RHR system	Shutdown Cooling MODE of RHR system	Shutdown Cooling MODE of RHR system	Shutdown Cooling MODE of RHR system
Containment Spray and Cooling	Containment Spray System	MODE of LPCI or RHR System	MODE of RHR system	MODE of RHR system	MODE of RHR system
ECCS High Pressure Pumping	Feedwater Pumps	Feedwater Pumps or HPCI	HPCI	HPCS	HPCS
ECCS High Pressure Pumping Delivery Point	Vessel annulus via feedwater sparger	Vessel annulus via feedwater sparger	Vessel annulus via feedwater sparger	Directly above core outlet (one spray ring)	Directly above core outlet (one spray ring)
ECCS High Pressure Pump Type	Normal RFPs with and without emergency power	Normal RFPs or Turbine Driven HPCI	Turbine Driven	Motor Driven	Motor Driven

Function	BWR/2	BWR/3	BWR/4	BWR/5	BWR/6
ECCS Blowdown	ADS	ADS	ADS	ADS	ADS
ECCS Low Pressure Spray	Two core spray (independent) loops	Two core spray (independent) loops	Two core spray (independent) loops	One LPCS loop	One LPCS loop
ECCS Low Pressure Flooding	NONE	LPCI sys, 2 loops; or LPCI MODE of RHR	LPCI MODE of RHR, 2 independent loops (2 plants have 4 loops)	LPCI MODE of RHR, 3 independent loops	LPCI MODE of RHR, 3 independent loops
ECCS Low Pressure Flooding Deliver point		Recirculation pump discharge pipe	Recirculation pump discharge pipe or inside shroud (core region)	Inside core shroud , core region	Inside core shroud , core region
Standby Coolant Supply	UHS to condenser and then feedwater to vessel	From UHS to Feedwater or RHR	Form UHS to RHR	Form UHS to RHR	Form UHS to RHR
Containment Package	Mark I	Mark I	Mark I or II	Mark II	Mark III
Primary Containment Fission Product Barrier	Drywell and Suppression Pool	Drywell and Suppression Pool	Drywell and Suppression Pool	Drywell and Suppression Pool	Containment
Hydrogen Control Short Term	Nitrogen inerting during normal operation	Nitrogen inerting during normal operation	Nitrogen inerting during normal operation	Nitrogen inerting during normal operation	Larger volume; mixing compressors
Hydrogen Control Long Terms	Nitrogen inerting; venting to SGTS	Nitrogen inerting; venting to SGTS	Nitrogen inerting; venting to SGTS; recombiners	Nitrogen inerting; venting to SGTS; Recombiners	Hydrogen recombiners; hydrogen igniters
Rod Control	RMCS; one rod at a time; standard relays and timer	RMCS; one rod at a time; standard relays and timer	RMCS; one rod at a time; standard relays and timer or solid state	RMCS; one rod at a time; solid state	RC&IS; up to four rods at a time; Solid state

Nella Tabella 3 sono invece riportate le specifiche tecniche dei sistemi di emergenza delle unità 1, 2 e 3 della centrale di Fukushima-Dai-ichi.

**Tabella 3. Specifiche tecniche dei sistemi di emergenza delle unità 1, 2 e 3**

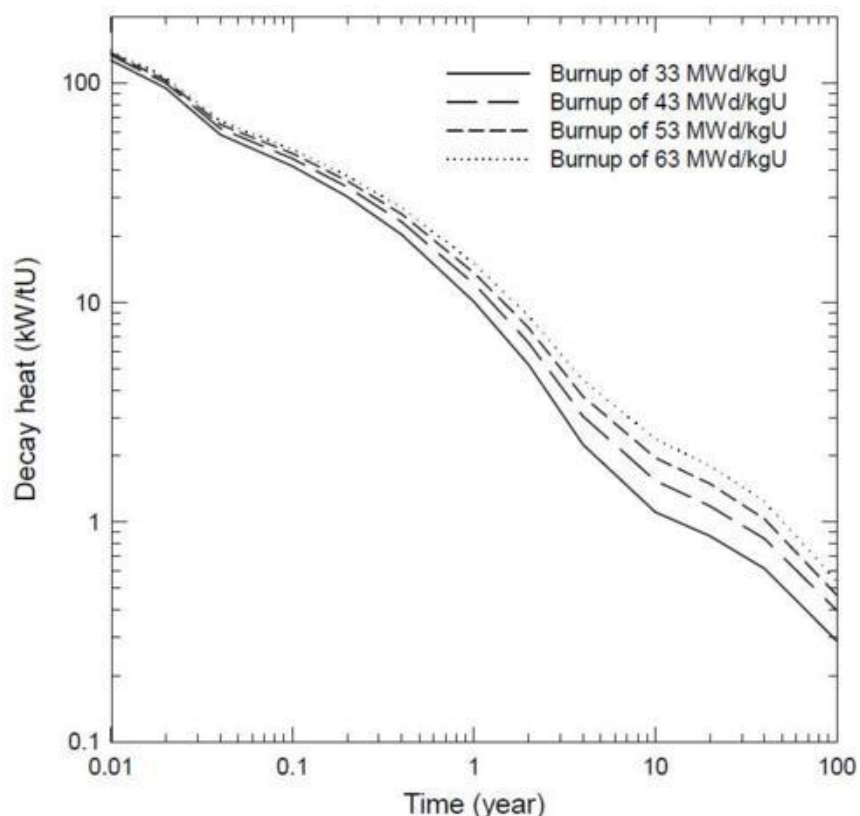
Fukushima-Daiichi Nuclear Power Station		Unit 1	Unit 2	Unit 3
Core spray system (CS)	No. of systems	2	2	2
	Flow (T/hr per system)	560	1020	1141
	No. of pumps (per system)	2	1	1
	Pump discharge pressure (kg/cm2g)	20	35.2	35.2
Containment cooling system (CCS)	No. of systems	2	2	2
	Design flow (T/hr per system)	705	2960	2600
	No. of pumps (per system)	2	2	2
High pressure coolant injection system (HPCI)	No. of systems	1	1	1
	Flow (T/hr)	662	965	965
	No. of pumps	1	1	1
Low pressure coolant injection system (LPCI)	No. of systems		2	2
	Flow (T/hr per pump)		1750	1820
	No. of pumps (per system)		2	2
Residual heat removal system (RHR)	Pump			
	No. of pumps		4	4
	Flow (t/h)		1750	1820
	Total pump head (m)		128	128
	Seawater pump			
	No. of seawater pumps		4	4
	Flow (m3/h)		978	978
	Total pump head (m)		232	232
	Heat exchanger			
	No. of units		2	2
Heat transfer capacity (kcal/h)		7.76E+06	7.76E+06	
Reactor shut-down cooling system (SHC)	Pump			
	No. of pumps	2		
	Flow (m3/h per unit)	465.5		
	Pump head (m)	45.7		
	Heat exchanger			
No. of heat exchangers	2			
Heat exchanging capacity (kcal/h)	3.8E+06			
Reactor core isolation cooling system (RCIC)	Steam turbine			
	No. of steam turbines		1	1
	Reactor pressure (kg/cm2g)		79-10.6	79-10.6
	Output (HP)		500-80	500-80
	Speed of rotation (rpm)		5000-2000	4500-2000
	Pump			
	No. of pumps		1	1
	Flow (t/h)		95	97
Total pump head (m)		850-160	850-160	
Speed of rotation (rpm)		Variable	Variable	
Isolation condenser (IC)	No. of systems	2		
	Effective water retention capacity of the tank (m3 per tank)	106		
	Steam flow (T/hr per tank)	100.6		
Standby gas treatment system (SGTS)	No. of systems	2	2	2
	No. of fans (per system)	1	1	1
	Exhaust capacity (m3/hr per unit)	1870	2700	2700
	Iodine filtration efficiency of the system (%)	≥ 97	≥ 99.9	≥ 99.9
Safety valve	No. of valves	3	3	3
	Total capacity (T/hr)	900	900	900
	Blowout pressure (kg/cm2g)	85.8 (two valves) 87.9 (one valve)	87.2	87.2
	Blowoff area	Drywell	Drywell	Drywell
Main steam safety relief valve	No. of valves	4	8	8
	Total capacity (T/hr)	1090	2900	2900
	Relief valve function	74.2 kg/cm2g (1 valve)	75.9 kg/cm2g (1 valve)	75.9 kg/cm2g (1 valve)
		74.9 kg/cm2g (2 valves)	76.6 kg/cm2g (3 valves)	76.6 kg/cm2g (3 valves)
		75.6 kg/cm2g (1 valve)	77.3 kg/cm2g (4 valves)	77.3 kg/cm2g (4 valves)
		76.0 kg/cm2g (2 valves)	78.0 kg/cm2g (2 valves)	
	Safety valve function	78.7 kg/cm2g (2 valves)	78.7 kg/cm2g (3 valves)	
			79.4 kg/cm2g (3 valves)	
Blowoff area	Suppression Chamber	Suppression Chamber	Suppression Chamber	

### 3.6 PISCINE DI STOCCAGGIO DEGLI ELEMENTI DI COMBUSTIBILE ESAURITI

All'interno dell'edificio reattore, ma all'esterno del contenimento primario, come previsto nel progetto del contenimento Mark-I, è situata la piscina ove sono stoccati gli elementi di combustibile dopo il periodo di residenza nel reattore ed in attesa di trasferimento ad un deposito definitivo.

Le piscine delle unità 2, 3 e 4 hanno dimensioni caratteristiche di 12.2 x 9.9 m in pianta, ed una profondità di 11.8 m, per un volume complessivo di 1425 m<sup>3</sup>; la piscina dell'unità 1 è invece più piccola, con un volume di 1200 m<sup>3</sup>. Gli elementi di combustibile sono organizzati in blocchi per mezzo di apposite rastrelliere, a loro volta arrangiate sul fondo della piscina a mantenere una configurazione geometrica sufficiente a garantire la circolazione dell'acqua tra gli elementi di combustibile e la sottocriticità del sistema.

Il tempo di residenza in piscina è determinato dalla necessità di consentire alla potenza di decadimento dei prodotti di fissione di scendere al di sotto del valore che ne permetta il raffreddamento in aria a temperature accettabili: la potenza prodotta dal combustibile esaurito infatti diminuisce nel tempo, a partire da un valore iniziale che dipende dal tasso di bruciamento (burn-up) cui il combustibile stesso è stato spinto durante il periodo in nocciolo. Nel grafico di Figura 21 è mostrato l'andamento nel tempo della potenza generata da una tonnellata di combustibile esaurito in funzione del tasso di bruciamento raggiunto in nocciolo. Valori ragionevoli di burn-up del combustibile delle centrali di Fukushima si aggirano intorno ai 35 ÷ 45 MWd kg<sup>-1</sup>.



**Figura 21. Andamento della potenza specifica di decadimento del combustibile esaurito nel tempo, in funzione del tasso di bruciamento raggiunto dal combustibile nel nocciolo.**

Durante il periodo di permanenza degli elementi esauriti in piscina è dunque necessario garantire la corretta asportazione del calore, prevedendo un sistema di raffreddamento



dell'acqua della piscina. Sul circuito di raffreddamento sono inoltre inseriti dei sistemi di filtraggio e depurazione dell'acqua, che permettano il controllo dell'ambiente della piscina, prevenendone la contaminazione. La piscina è inoltre dimensionata perché, sugli elementi di combustibile, insista un battente d'acqua sufficiente a garantire lo schermaggio al personale presente nel sovrastante locale dedicato alle operazioni, tipicamente dell'ordine di 6 m (~ 20 piedi). In Figura 22 è mostrato lo schema di una piscina di stoccaggio del combustibile per un reattore dotato di contenimento Mark-I.

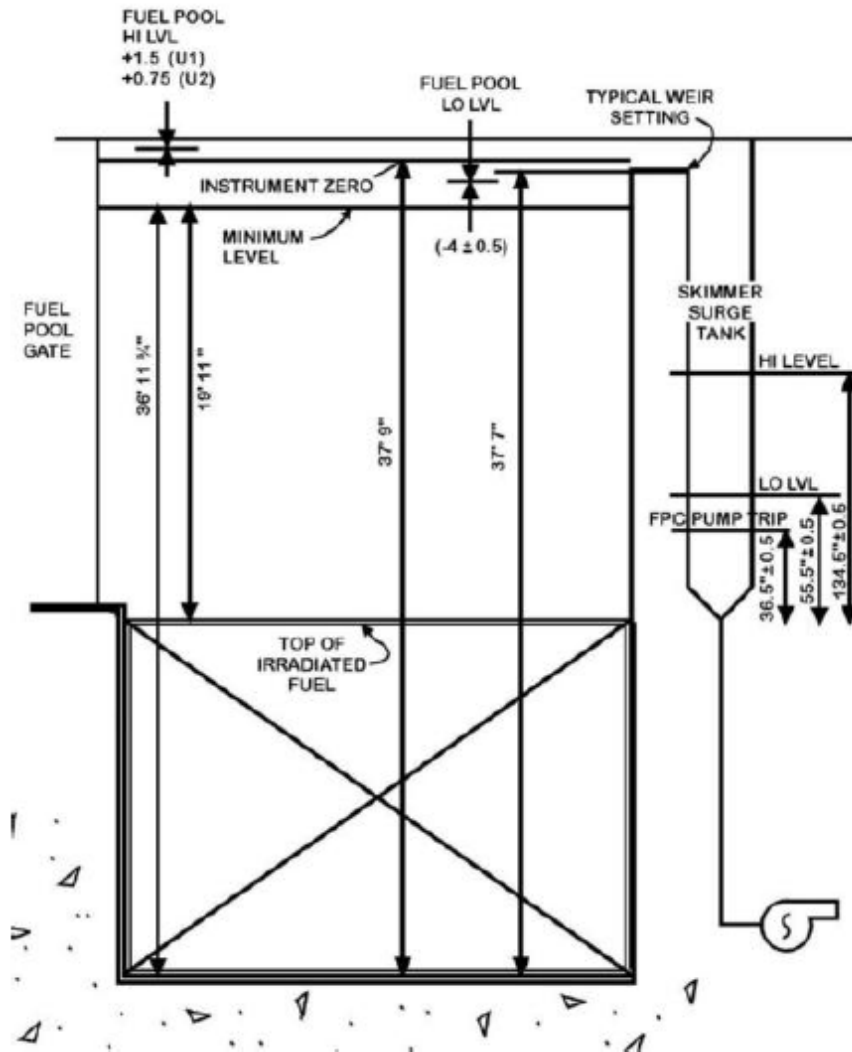


Figura 22. Schema di una piscina di stoccaggio per elementi di combustibile esaurito.

Le piscine sono dotate di una serie di sensori che permettono di monitorare costantemente il livello dell'acqua, attivando i sistemi di reintegro ogni volta che tale livello cali al di sotto di una quota minima.

Il trasferimento degli elementi di combustibile dal reattore alla piscina deve poter avvenire sempre sotto battente d'acqua: per questo motivo, la piscina è tipicamente realizzata alla medesima quota della testa del vessel, e posta in comunicazione con l'ambiente sovrastante il pozzo secco da un setto removibile inserito sulla parete comune ai due locali. La rimozione di tale setto permette, una volta allagato il vessel e il volume ad esso sovrastante, il trasferimento in acqua degli elementi di combustibile. In Figura 23 è

mostrata la piscina di combustibile di un impianto analogo a quello dei reattori di Fukushima, con in evidenza l'apertura per il trasferimento degli elementi di combustibile.



**Figura 23. Immagine della piscina di stoccaggio della centrale di Grand Gulf, nel Mississippi, prima dell'avvio dell'impianto (in assenza di combustibile e di acqua). A sinistra è ben visibile il portello per la movimentazione degli elementi di combustibile.**

Durante le normali operazioni, il setto è invece posizionato a chiudere il passaggio, e l'intercapedine tra la parete ed il setto stesso sigillata da un sistema pneumatico, mantenuto da una soffiante elettrica ad una pressione sufficiente ad ostacolare il passaggio di acqua dalla piscina alla testa del pozzo secco.

In caso di perdita di alimentazione elettrica, insieme all'arresto del circuito di refrigerazione e purificazione dell'acqua della piscina, viene meno anche l'azione della soffiante, così che, ad opera delle inevitabili perdite dalla guarnizione pneumatica, la tenuta ermetica del setto non è mantenuta, determinando perdite dalla piscina alla camera che sovrasta il drywell.

Questo punto debole nel progetto del setto fu identificato solo nel 1986 presso l'unità 1 della centrale di Hatch, in Georgia, anch'essa dotata di un reattore BWR/4 con contenimento Mark-I. In tale occasione, si verificò una perdita dalla piscina, senza che, per diverse ore, fosse possibile identificarne la causa, come descritto nel rapporto del NRC relativo all'incidente:

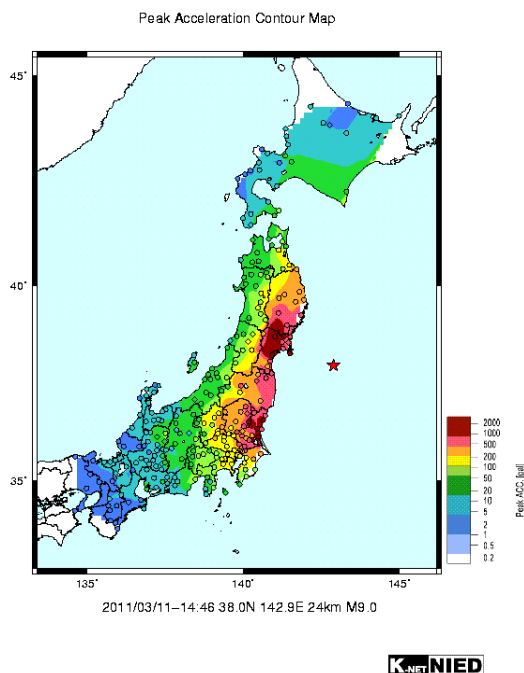
*“A valve in the single air supply line to the seals was mistakenly closed. Although water level dropped about 5 feet and low-level alarms in the spent fuel pool worked, the leak was not specifically identified for several hours because a leak detection device was valved out and none of the seals were instrumented to alarm on loss of air pressure.”*

#### 4. Ipotesi di ricostruzione della sequenza incidentale

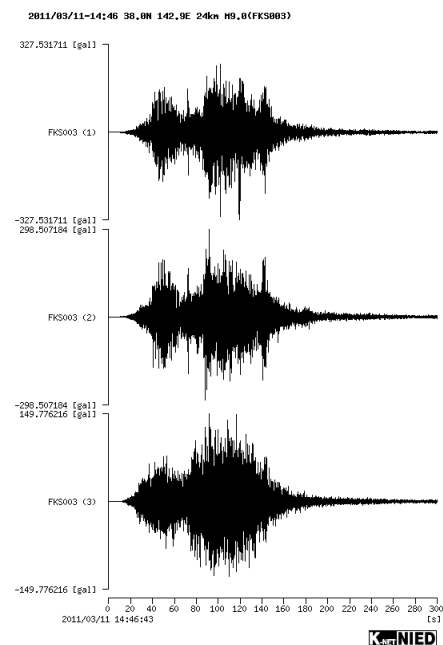
Alle 14:46 ora locale (05:46 UTC) dell'11 marzo 2011 il Giappone è stato sconvolto da un violento terremoto (magnitudo 9.0 sulla scala Richter, 30000 volte più potente di quello che rase al suolo l'Aquila), con epicentro localizzato nel Pacifico, 130 km ad est della costa dell'isola di Honshu.

L'evento è stato seguito da uno sciame sismico di assestamento che ha coinvolto tutta la regione settentrionale giapponese con scosse di rilevante intensità, spesso con magnitudo superiore a 6 sulla scala Richter.

La rete accelerometrica giapponese K-Net ha registrato i valori di picco mostrati sulla mappa di Figura 24a. Dalla mappa si evince che, nell'area occupata dalla centrale di Fukushima-Dai-ichi, si siano prodotte accelerazioni al suolo fino a 0.5 g, come confermato dai grafici delle serie temporali delle tre componenti (due orizzontali ed una verticale) registrate presso il sito accelerometrico di Fukushima, mostrate in Figura 24b.



**Figura 24a. Valori di picco registrati durante l'evento principale.**



**Figura 24b. Time history relative alle tre componenti registrate al sito accelerometrico di Fukushima.**

La localizzazione in pieno oceano dell'epicentro ha inoltre provocato la movimentazione di un'enorme massa d'acqua, abbattutasi come tsunami sulle coste nord-orientali del Giappone. L'eccezionale energia rilasciata dall'evento sismico ha determinato il formarsi di onde spesso superiori ai 7 m (come mostrato in Figura 25a), che hanno raggiunto le coste giapponesi fra i 30 ed i 50 minuti dopo l'evento sismico principale. Proprio il breve tempo intercorso fra l'evento sismico ed il raggiungimento delle coste da parte dello tsunami (in Figura 25b la mappa dell'early warning) ha reso pressoché inutile ogni attuazione di piani di evacuazioni di emergenza.

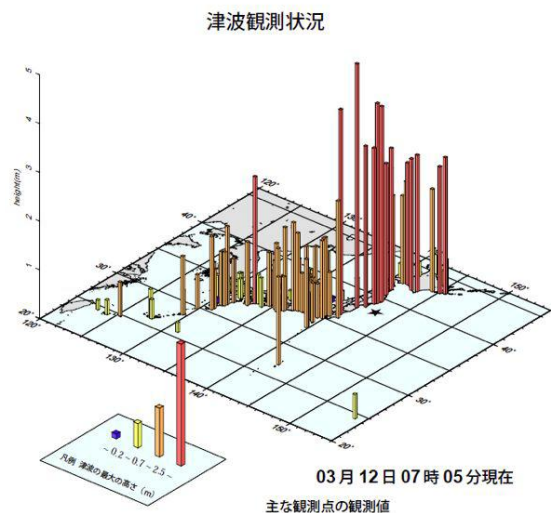


Figura 25a. Altezze delle onde.

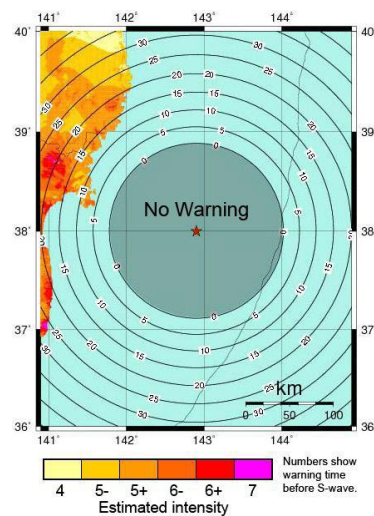


Figura 25b. Mappa dell'early warning.

Presso il sito della centrale di Fukushima-Dai-ichi le onde dello tsunami hanno raggiunto un'altezza superiore ai 14 m, ben oltre l'altezza prevista in fase di progetto e in riferimento alla quale era stato dimensionato il sistema di scudo sulla costa antistante gli impianti. In Figura 26 sono mostrate due immagini aeree della centrale di Fukushima-Dai-ichi prima e dopo lo tsunami, mentre in Figura 27 sono mostrate viste aeree di dettaglio, per meglio comprendere l'impatto dello tsunami sull'integrità delle strutture antistanti l'impianto.



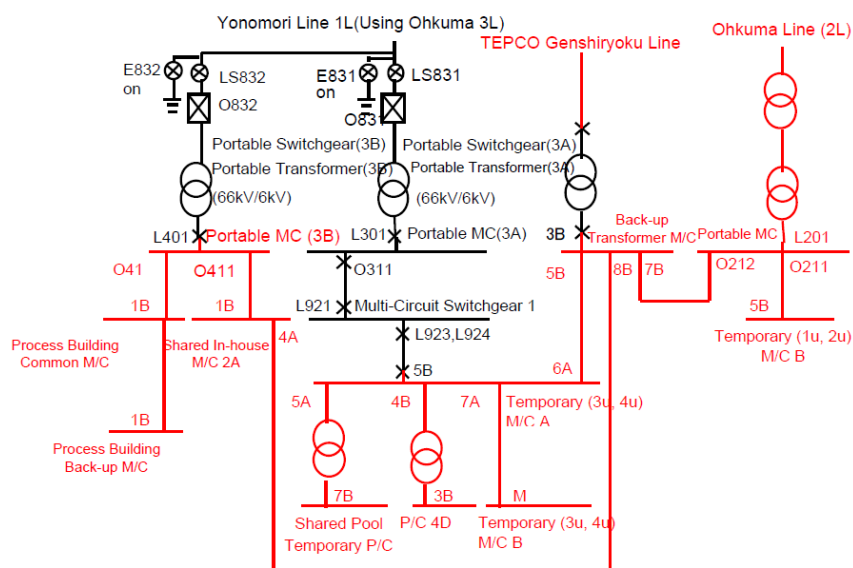
Figura 26. Condizioni del sito prima (sinistra) e dopo (destra) lo tsunami.



Figura 27. Immagini del sito subito dopo lo tsunami: riflusso dell'acqua dopo l'inondazione (sinistra) e dettagli delle strutture antistanti al complesso danneggiate dalle onde (destra).

In seguito all'evento sismico principale – che ha determinato il superamento dell'Operational Basis Earthquake (OBE) – i sistemi di protezione normalmente presenti in tutti gli impianti nucleari hanno comandato lo spegnimento automatico (SCRAM) dei 3 reattori in esercizio (unità 1, 2 e 3), e la chiusura delle valvole sulle linee di mandata del vapore e di presa d'acqua del circuito primario, poste a monte ed a valle della penetrazione di tali linee attraverso il contenimento primario, isolando di fatto l'isola nucleare dal resto dell'impianto. Quest'ultima operazione è operata automaticamente per prevenire la possibilità di un LOCA nell'edificio turbina (eventualità ulteriormente aggravata dal fatto che tale edificio non ha capacità di contenimento del vapore, comportando la possibilità di un rilascio diretto nell'ambiente della radioattività trasportata dal refrigerante proveniente dal nocciolo), in cui tanto la turbina quanto il condensatore – per la loro ingente mole – rappresenterebbero punti deboli del circuito primario.

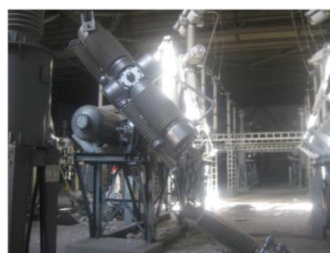
Nessuna azione è stata invece attuata automaticamente sulle rimanenti 3 unità (4, 5 e 6), essendo queste in condizione di arresto già prima del sisma per operazioni ordinarie e programmate di manutenzione (sostituzione dello shroud nell'unità 4 e ricarica del combustibile per tutte le unità).



**Figura 28. Schema delle connessioni elettriche del sito di Fukushima-Dai-ichi alla rete nazionale giapponese.**

Pur essendo stato superiore ai valori assunti per il progetto (ed upgrading) degli impianti, e nonostante l'età di questi, il terremoto non ha però comportato alcuna conseguenza tale da decretare una condizione di incidente presso i 3 reattori in esercizio. L'avvio della sequenza incidentale oggetto del presente lavoro è invece imputabile ad una causa indiretta del terremoto, che ha determinato negli impianti di Fukushima-Dai-ichi la perdita di alimentazione elettrica per sconnesione del sito dalla rete nazionale. Tutte le linee di connessione del sito alla rete nazionale (rappresentate schematicamente in Figura 28) hanno subito danneggiamenti tali da risultare inutilizzabili.

Nelle immagini di Figura 29 sono mostrati alcuni dettagli dei guasti occorsi alle linee aeree che raggiungono il sito di Fukushima-Dai-ichi.



**Figura 29. Dettagli dei danneggiamenti alle linee elettriche che connettono il sito di Fukushima-Dai-ichi alla rete elettrica nazionale giapponese.**

L'arresto della generazione di potenza da parte dei reattori e la disconnessione delle linee elettriche provenienti dall'esterno hanno pertanto determinato la mancanza di alimentazione elettrica sul sito. Tale condizione è nel novero dei possibili eventi iniziatori di un incidente, e per questo motivo ogni reattore è dotato di generatori diesel di emergenza (2 per le unità 1 - 5 e 3 per l'unità 6 di Fukushima-Dai-ichi) in numero superiore ad uno, indipendenti e singolarmente sufficienti secondo il criterio di ridondanza, capaci di fornire la potenza necessaria all'impianto nelle fasi successive al suo spegnimento (che viene infatti automaticamente comandato anche nel caso di perdita di alimentazione elettrica).

Il bisogno di potenza elettrica anche dopo l'arresto di un impianto nucleare è infatti legato alla necessità di asportazione del calore che ancora viene generato per effetto del decadimento radioattivo dei prodotti di fissione presenti tanto nel nocciolo del reattore, quanto nella piscina di stoccaggio degli elementi di combustibile esauriti.

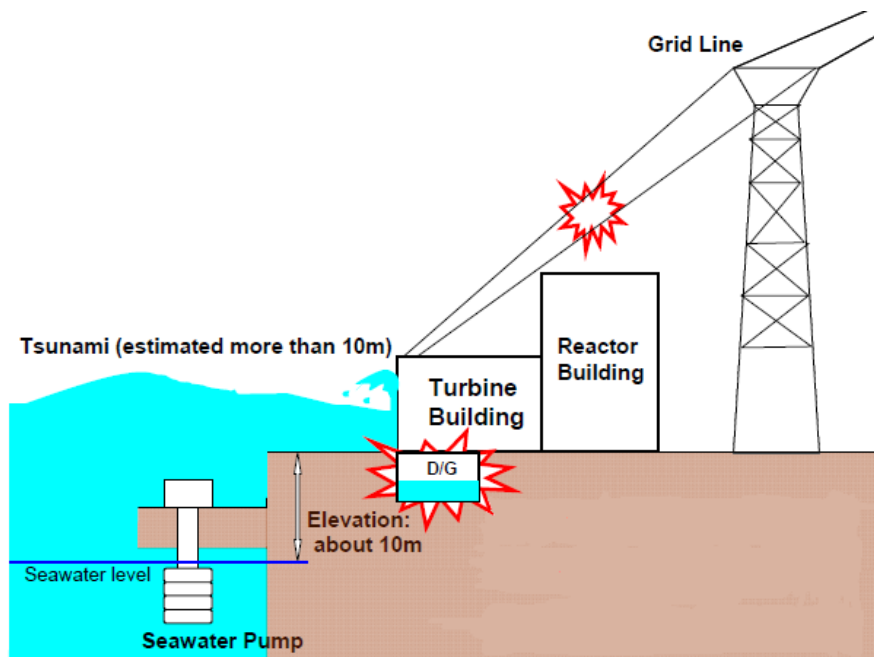
Infatti, la potenza termica dovuta al decadimento dei prodotti di fissione presenti negli elementi di combustibile nel nocciolo rappresenta una frazione anche significativa della potenza termica nominale generata dal reattore immediatamente prima del suo arresto (fino al 7% di quest'ultima, in funzione del tasso di bruciamento raggiunto dal combustibile al momento dell'arresto), decrescendo esponenzialmente nel tempo. A titolo d'esempio, dopo poco più di un'ora la potenza di decadimento si riduce già a circa un sesto di quella prodotta immediatamente dopo l'arresto del reattore.

La mancanza di asportazione della potenza di decadimento comporterebbe un aumento della temperatura del combustibile, fino a minarne l'integrità con conseguente danneggiamento del nocciolo e rilascio dei prodotti di fissione gassosi. Per evitare questo scenario è necessario assicurare una portata d'acqua all'interno del circuito primario fino al raggiungimento della condizione di "arresto freddo", che corrisponde al completo allagamento del nocciolo ad una temperatura inferiore al valore di saturazione anche a sistema depressurizzato (100 °C).

Nelle unità 1, 2, 3 e 4 della centrale di Fukushima-Dai-ichi, come sarà meglio descritto nel seguito, si sono verificati, in tempi successivi, ulteriori eventi incidentali proprio durante la fase di asportazione del calore residuo di decadimento.

La refrigerazione degli elementi di combustibile nei 3 reattori in esercizio e nelle piscine stoccaggio di tutte e 6 le unità, inizialmente permessa dalla disponibilità di energia elettrica ad opera dei generatori diesel di emergenza, è infatti venuta meno nell'intero sito in conseguenza dello tsunami abbattutosi sulle strutture della centrale (allagando i locali dei generatori diesel e danneggiando i sistemi di raffreddamento ad acqua o ad aria degli stessi). Su tale impianto, infatti, i locali che ospitano i generatori diesel sono situati all'interno di vani ricavati al piano più basso dell'edificio turbina, dunque al di sotto del piano campagna che, per le unità 1-4, è posto a quota +10 m sul livello del mare (come rappresentato in Figura 30): si suppone pertanto che l'altezza delle onde (> 14 m) abbia

provocato l'allagamento di tali locali, rendendo inservibili i generatori fra le 15:37 (ora in cui lo tsunami raggiunge il sito) e le 15:42 (a meno di un'ora dal sisma).



**Figura 30. Rappresentazione dell'allagamento dei locali dei generatori diesel di emergenza.**

Tale condizione ha determinato la necessità di asportare il calore di decadimento confidando solo sui sistemi di sicurezza degli impianti, comportando una diversa evoluzione dell'incidente per ogni unità, così come descritto nei paragrafi che seguono.

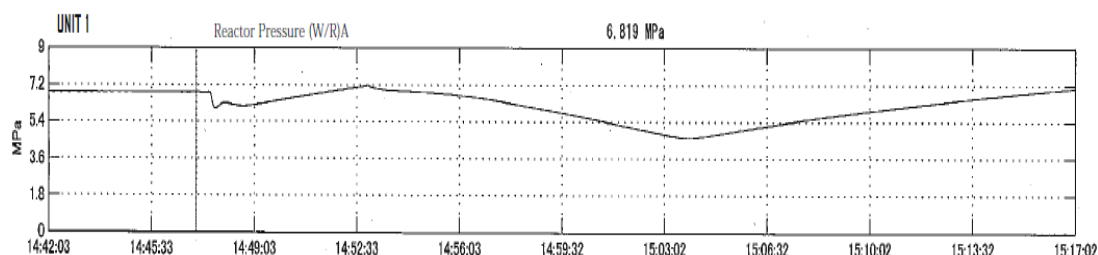
#### 4.1 EVOLUZIONE DELL'INCIDENTE PER L'UNITÀ 1

Reattore: BWR/3 General Electric

Contenimento: Mark-I

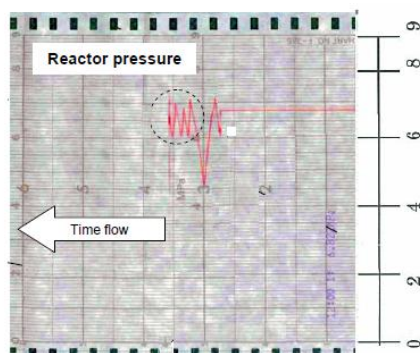
11/03 ore 14:46: A seguito del terremoto l'unità 1 della centrale di Fukushima-Dai-ichi è andata in SCRAM automatico, come previsto da progetto in risposta ad un evento incidentale esterno. Contestualmente il sistema di isolamento del reattore è entrato in funzione sezionando sia le linee di alimentazione sia le linee principali del vapore. Il terremoto ha inoltre causato la perdita di tutte le linee di alimentazione elettrica esterna. In questa condizione, e coerentemente con quanto dettato dalle procedure di intervento di emergenza, nel giro di pochi secondi sono stati attivati entrambi i generatori diesel di emergenza.

11/03 ore 14:52: L'isolamento del circuito porta – nel lasso di 6 minuti – ad un aumento della temperatura del refrigerante, dunque della pressione, all'interno del RPV. Il segnale di alta pressione (oltre i 74 bar per 15 secondi) comanda pertanto l'avvio automatico di entrambi i sistemi IC mediante l'apertura delle valvole poste sulle linee di alimentazione del sistema (le valvole MO-2A, MO-3A, MO-2B e MO-3B di Figura 18).



**Figura 31. Registrazione dei valori di pressione all'interno del RPV nei primi minuti dopo il terremoto.**

11/03 ore 15:03: Gli operatori rilevano un rateo di riduzione della temperatura all'interno del RPV superiore a quella raccomandata dal manuale delle operazioni (55 °C/h) per preservare l'integrità delle strutture: le registrazioni delle letture di pressione all'interno del RPV (Figura 31) riportano infatti un valore compreso tra 47 e 49 bar, cui corrisponde una temperatura di saturazione di 258-264 °C, che conferma una riduzione di circa 20 °C rispetto alla normale temperatura di funzionamento del sistema in poco più di 10 minuti. Gli operatori decidono pertanto di arrestare manualmente entrambi i sistemi IC chiudendo le valvole MO-3A e MO-3B.



**Figura 32. Registrazione cartacea dei valori di pressione nel RPV dell'unità 1.**



11/03 ore 15:10-15:35: Ripetuti azionamenti automatici dei sistemi IC, analoghi al primo, si susseguono, permettendo il controllo della pressione all'interno del vessel dell'unità 1 per i primi 45 minuti circa dopo il sisma, come confermato dalle registrazioni cartacee dei dati di pressione all'interno del RPV mostrati in Figura 32. Il sistema, dunque, nei primi minuti ha operato come da progetto in risposta ad uno station blackout.

11/03 ore 15:37: Lo tsunami inonda l'unità 1, con conseguente perdita dei diesel di emergenza (fra le 15:37 e le 15:42), portando dunque l'impianto in una condizione di CSBO. Il IC resta disponibile, per quanto l'unica possibilità di azionamento sia per intervento manuale.

11/03 ore 16:36: A causa dell'incapacità da parte degli operatori di determinare il livello di refrigerante nel vessel, e di assicurare l'operabilità del IC, TEPCO decide sia necessario notificare l'evenienza di una situazione descritta dall'Art. 15 della Legge sulle Misure Speciali in Materia di Preparazione alle Emergenze Nucleari, ovvero "Completa mancanza di refrigerazione del reattore".

11/03 ore 18:18: Gli operatori intervengono per azionare il sistema A del IC aprendo manualmente la valvola MO-3A, ma non è dato sapere il grado di apertura di questa. La fuoriuscita di vapore dal contenimento testimonia però che il sistema è entrato correttamente in funzione. Non è chiaro perché non sia stato azionato anche il sistema B.

11/03 ore 18:25: Il IC(A) viene disattivato manualmente dagli operatori. Per l'impossibilità di monitoraggio dei parametri dell'impianto, non è possibile sapere l'effettiva efficacia di questo azionamento.

11/03 ore 20:00: Gli operatori avviano il motore diesel dedicato all'azionamento di linee per l'alimentazione di acqua dolce nel lato mantello del condensatore del IC, così da prolungarne il funzionamento. Il funzionamento del motore diesel è garantito da continui approvvigionamenti di carburante, trasportato a mano dagli operatori per mezzo di taniche.

11/03 ore 21:30: Il IC(A) viene attivato nuovamente dagli operatori aprendo la valvola MO-3A.

11/03 ore 22:00: La lettura del livello di acqua nel vessel segna 550 mm sopra la testa del nocciolo (Top of Active Fuel, TAF). Il valore è sensibilmente inferiore a quello nominale, segno di un'insufficiente raffreddamento del sistema.

11/03 ore 23:00: Si rivela un aumento del livello di radiazioni nel locale turbina, indice del fatto che il calore non correttamente smaltito dal nocciolo possa aver iniziato a determinare il danneggiamento di alcune barrette di combustibile, con rilascio nel vessel dei prodotti di fissione gassosi ivi contenuti.

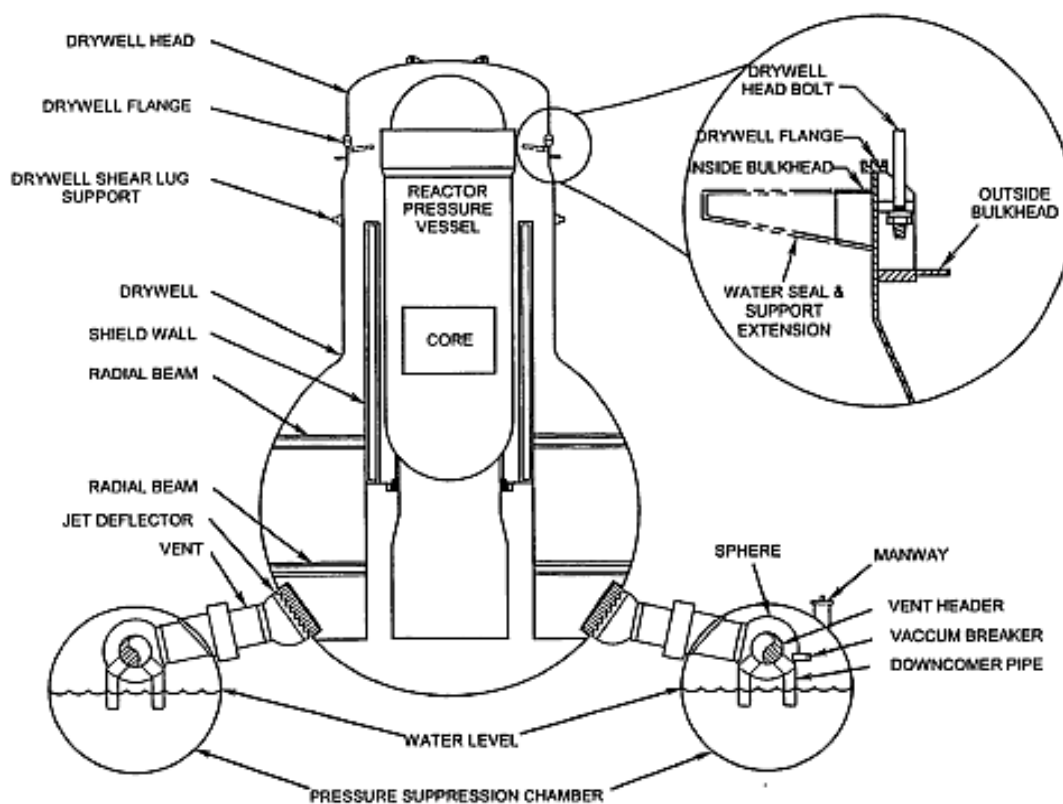
11/03 ore 00:30: Viene confermata l'alimentazione di acqua nel lato mantello del IC attraverso le linee dedicate.

12/03 ore 00:49: La pressione all'interno del PCV raggiunge i 600 kPa, eccedendo i valori di progetto (4,27 bar). Questo aumento di pressione è indice di sfiami di vapore dal vessel alla piscina di soppressione per attuazione meccanica delle SRVs, indice del raggiungimento – all'interno del RPV – di una pressione superiore a 7.4 MPa. L'apertura di queste valvole comporta inoltre una diminuzione dell'inventario di refrigerante nel vessel: nonostante la lettura del livello d'acqua segni 1300 mm (in aumento rispetto alla precedente lettura), la possibilità che il nocciolo sia parzialmente scoperto e sottoposto alla reazione – violentemente esotermica – di ossidazione dello Zirconio delle guaine

diviene concreta. In tale condizione, le letture del livello d'acqua possono divenire infatti inattendibili.

12/03 ore 01:48: Ad un controllo, viene constatato l'arresto della pompa per il reintegro di acqua nel lato mantello del IC. Il sistema diviene così inutilizzabile.

12/03 ore 02:30: Si registra un ulteriore aumento della pressione nel PCV (840 kPa), che raggiunge il valore limite entro il quale la tenuta del contenimento è garantita. La possibilità che da questo momento siano avvenute perdite dal PCV all'edificio reattore (probabilmente attraverso la flangia di serraggio della calotta di testa del drywell, D/W, Figura 33) è suggerita dalla successiva lettura del valore di pressione, ancora 840 kPa alle 04:15, in controtendenza con l'andamento crescente osservato fino a quel momento.

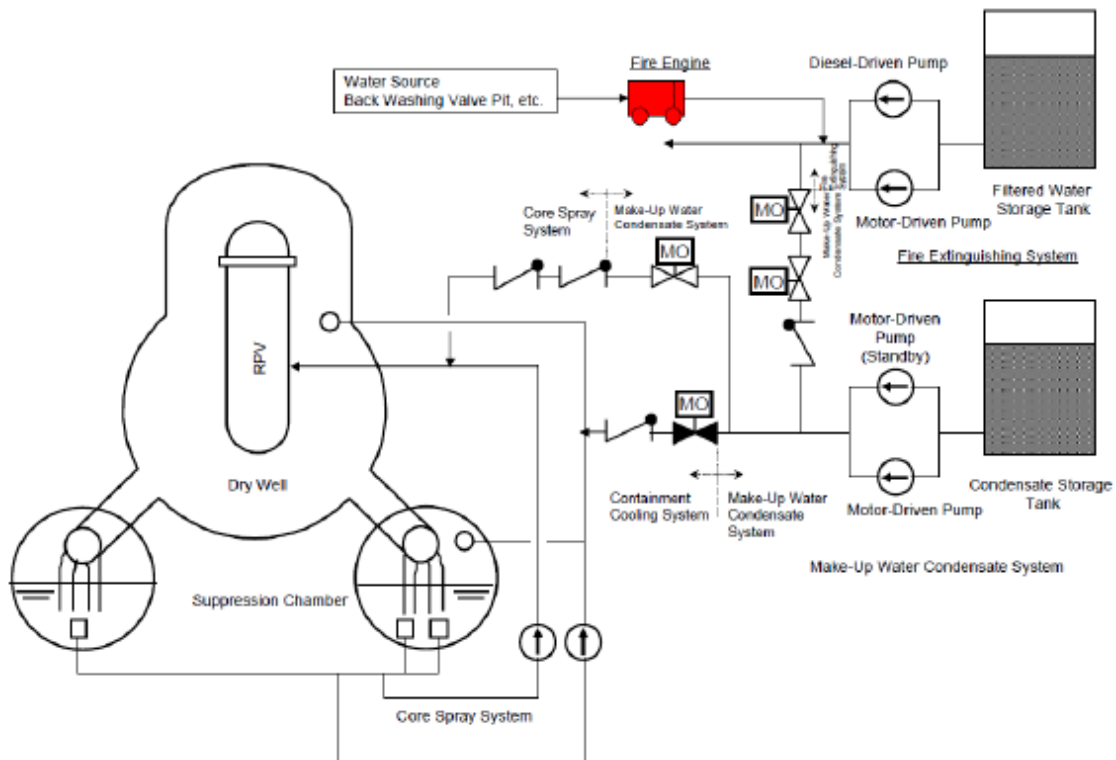


**Figura 33. Probabile via di fuga del vapore e dei gas dal dry-well.**

La lettura della pressione nel RPV alle 02:45 riporta 0.8 MPa, valore non giustificabile con il semplice (corretto) azionamento delle SRV: l'apertura e la chiusura meccanica di queste, infatti, avviene in corrispondenza di ben determinati valori di pressione nel RPV, scelti a progetto per assicurare al contempo la protezione del vessel ed il mantenimento di un inventario di acqua nello stesso. Si sospetta pertanto che la completa depressurizzazione del vessel rispetto al PCV possa essere dovuta al blocco di una SRV in posizione aperta. In alternativa, e nuovamente sotto l'ipotesi che la lettura del livello d'acqua nel vessel (1300 mm sopra il TAF) sia inattendibile, la mancanza di una corretta refrigerazione del reattore da circa 8 ore potrebbe suggerire che la depressurizzazione del RPV sia dovuta al danneggiamento del fondo del vessel a causa della deposizione di corium ad alta temperatura. Tale ipotesi sembra tuttavia non realistica nel riscontro con la tempistica dell'evoluzione dell'incidente fin qui descritta: per quanto sia altamente probabile che alle

02:30 il nocciolo sia già gravemente danneggiato, e non si escluda una sua parziale fusione, il tempo necessario al corium per fondere tutte le strutture interposte fra il nocciolo ed il fondo del vessel è superiore a quello fin qui trascorso. Diverso scenario è quello di uno sfondamento del fondo del vessel, indebolito dal corium depositatovi, ad opera di un elemento strutturale precipitato all'interno del contenitore dalle strutture sovrastanti, distrutte dalla fusione del nocciolo. Solo l'analisi a posteriori del sistema potrà confermare o smentire queste ipotesi. Gli operatori iniziano comunque ad approntare una linea di iniezione di acqua nel vessel sfruttando le derivazioni delle linee antincendio, facendo ricorso alle autopompe dei vigili del fuoco accorsi sul sito nel frattempo.

12/03 ore 05:14: Una nuova lettura della pressione nel PCV (770 kPa) ne mostra la riduzione senza che siano state eseguite operazioni di venting da parte dei tecnici di impianto. Questa riduzione sembra pertanto confermare le perdite dal PCV verso l'edificio reattore, con un rateo divenuto superiore a quello di sfioro dal vessel al PCV stesso. Quest'ultima informazione pare confermare l'avvenuto completo danneggiamento del nocciolo, con le massicce produzione di Idrogeno e rilascio di prodotti di fissione gassosi.



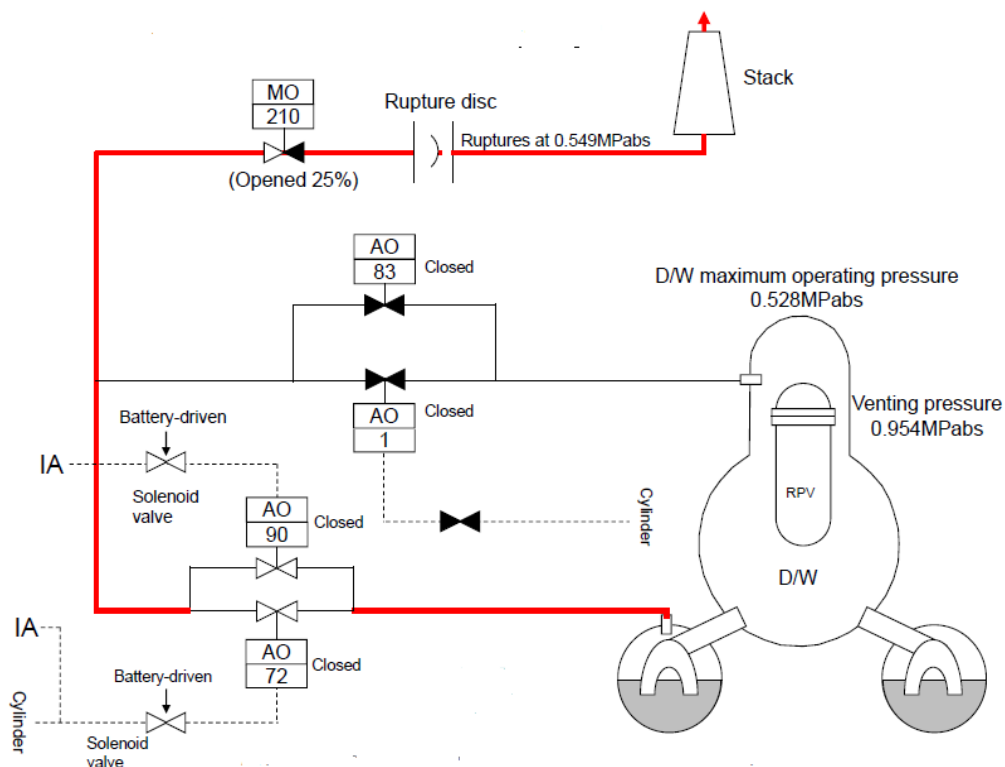
**Figura 34. Schema del circuito approntato dagli operatori TEPCO.**

12/03 ore 05:46: Ha inizio l'iniezione di acqua dolce nel vessel attraverso la derivazione delle linee antincendio approntata dagli operatori e mostrata nello schema di Figura 34. L'iniezione è resa possibile solo depressurizzando completamente il vessel, operazione eseguita manualmente dai tecnici per azionamento manuale delle SRV. Le operazioni di iniezione di acqua si ripetono dunque ad intermittenza, alternando sfiati dal vessel ad azionamenti dell'autopompa, con una efficacia di circa 1000 l per iniezione. Lo storico delle prime operazioni, insieme all'ammontare cumulativo di acqua iniettata nel vessel dell'unità 1, è di seguito mostrato:

- 05:46: iniettati 1000 l,

- 06:30: iniettati 1000 l (2000 l cumulativi),
- 07:55: iniettati 1000 l (3000 l cumulativi),
- 08:30: iniettati 2000 l (5000 l cumulativi),
- 09:15: iniettati 1000 l (6000 l cumulativi).

12/03 ore 09:15: Per cercare di ridurre la pressione del PCV così da garantirne l'integrità, si dà inizio alle operazioni necessarie ad approntare la linea di venting dal pozzo umido che bypassa il sistema SGTS. Questa scelta si rende necessaria per l'entità della portata del venting, che potrebbe danneggiare i filtri del sistema SGTS rilasciando in atmosfera anche tutto il particolato in essi trattenuto ed ivi depositato nel tempo. La valvola MO-210 (si veda lo schema di Figura 35) viene pertanto azionata manualmente facendo ricorso alla batteria di un'automobile, essendo venuta meno la disponibilità di corrente continua da batterie. Probabilmente a causa della ridotta capacità di questa batteria rispetto a quella delle batterie di riserva dell'impianto, la valvola si apre però solo del 25%.



**Figura 35. Percorso approntato per attuare il venting del PCV in situazione di emergenza (lo stato delle valvole si rifà alla situazione del 12/03 alle 09:15).**

12/03 ore 09:30: Viene tentato un primo azionamento della valvola AO-72, rivelatosi successivamente infruttuoso. Un secondo tentativo, con medesimo risultato, viene eseguito alle 10:17 sulla medesima valvola.

12/03 ore 14:00: Facendo ricorso ad una bombola di aria compressa reperita nel frattempo, viene finalmente attuata la valvola AO-72, mettendo così in comunicazione il pozzo umido con il camino per il venting del PCV.

12/03 ore 15:36: Una esplosione al piano ricarica dell'edificio reattore ne rimuove la pannellatura dalle pareti e dal soffitto. A conferma della progettazione sacrificale delle pareti di tale locale, è utile notare, nelle immagini di Figura 36, la netta linea di

demarcazione che distingue le pareti laterali dei locali inferiori, con funzione strutturale, dallo scheletro della struttura reticolare di supporto delle pareti cedevoli, rimasto intatto dopo la deflagrazione. L'esplosione è dovuta all'accumulo dell'idrogeno contenuto nei vapori rilasciati dal venting, evidentemente diffusi nell'edificio reattore e stratificatisi al piano più elevato. Non è chiara la ragione per cui i vapori si siano liberati all'interno dell'edificio reattore. Una ipotesi vede nella concomitanza dell'eccessiva portata di vapore e della parziale apertura della valvola MO-210 una possibile causa di fallimento della linea di venting.



**Figura 36. Esplosione di Idrogeno all'interno dell'edificio reattore dell'unità 1 (sinistra) e dettaglio dello stato dell'edificio dopo l'esplosione (destra).**

12/03 ore 20:20: Il bacino di presa dell'acqua per l'iniezione nel vessel viene commutato dal CST ad un bacino provvisorio – appositamente ricavato sul sito nel frattempo – costantemente alimentato di acqua di mare da una seconda autopompa dei vigili del fuoco. Assieme all'acqua di mare, durante alcune operazioni di iniezione è aggiunto anche acido borico. Hanno inizio anche versamenti di acqua all'interno del PCV, attraverso apposite derivazioni ricavate sempre dalle linee antincendio.

14/03 ore 01:10: Il bacino provvisorio da cui è prelevata l'acqua di mare iniettata all'interno del vessel e del drywell delle unità 1 e 3 si svuota, determinando una interruzione nel raffreddamento del nocciolo. Ricomincia a salire la temperatura all'interno del core.

16/03 ore 14:00: Ripristino dell'iniezione continua di acqua di mare. Il prolungato periodo in assenza di raffreddamento ha comportato una nuova fase di danneggiamento del nocciolo e del vessel ad opera del corium già creatosi nella prima fase dell'incidente. In conseguenza di questo evento, TEPCO stimerà, nei giorni successivi, che la percentuale del nocciolo fuso sia all'incirca del 70%.

La descrizione degli eventi sopra riportati, e riassunta nella timeline di Figura 37, è aggiornata al 30/11. In Figura 38 si riporta invece lo storico dell'andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel (rispetto al TAF, fissato per riferimento come quota "0"), così come registrate dalla strumentazione d'impianto.

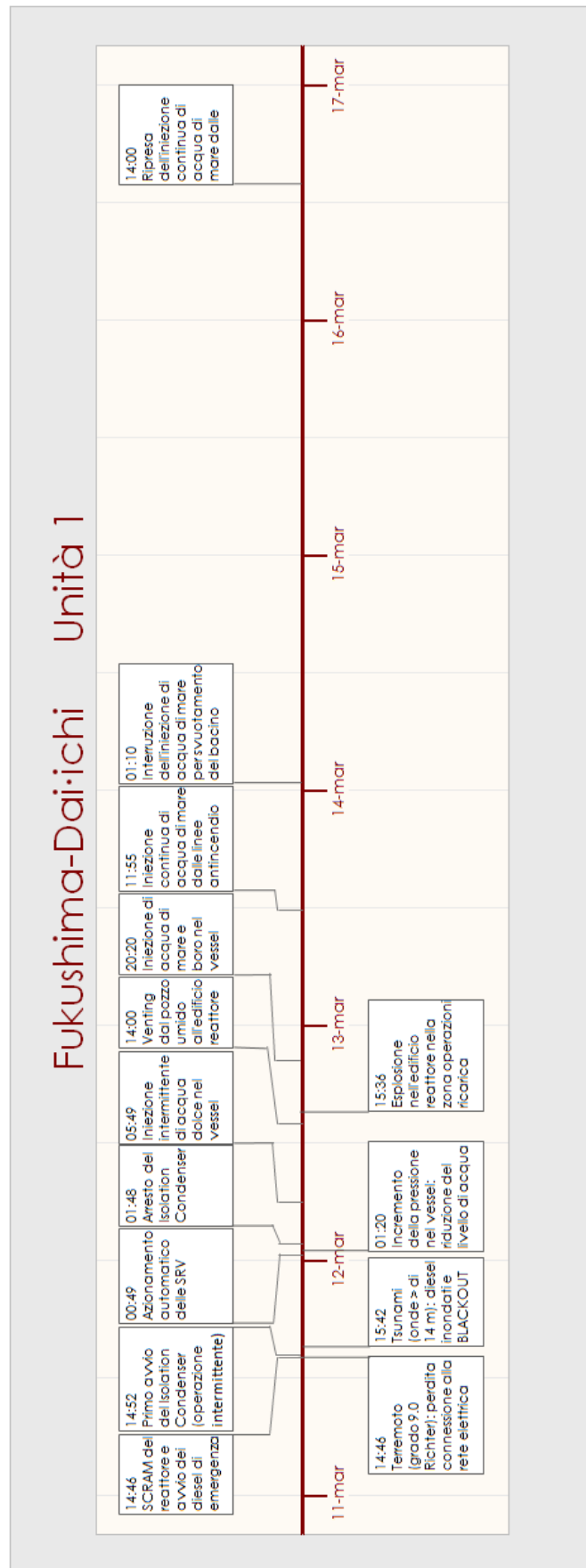


Figura 37. Timeline dell'evoluzione dell'incidente occorso all'unità 1.

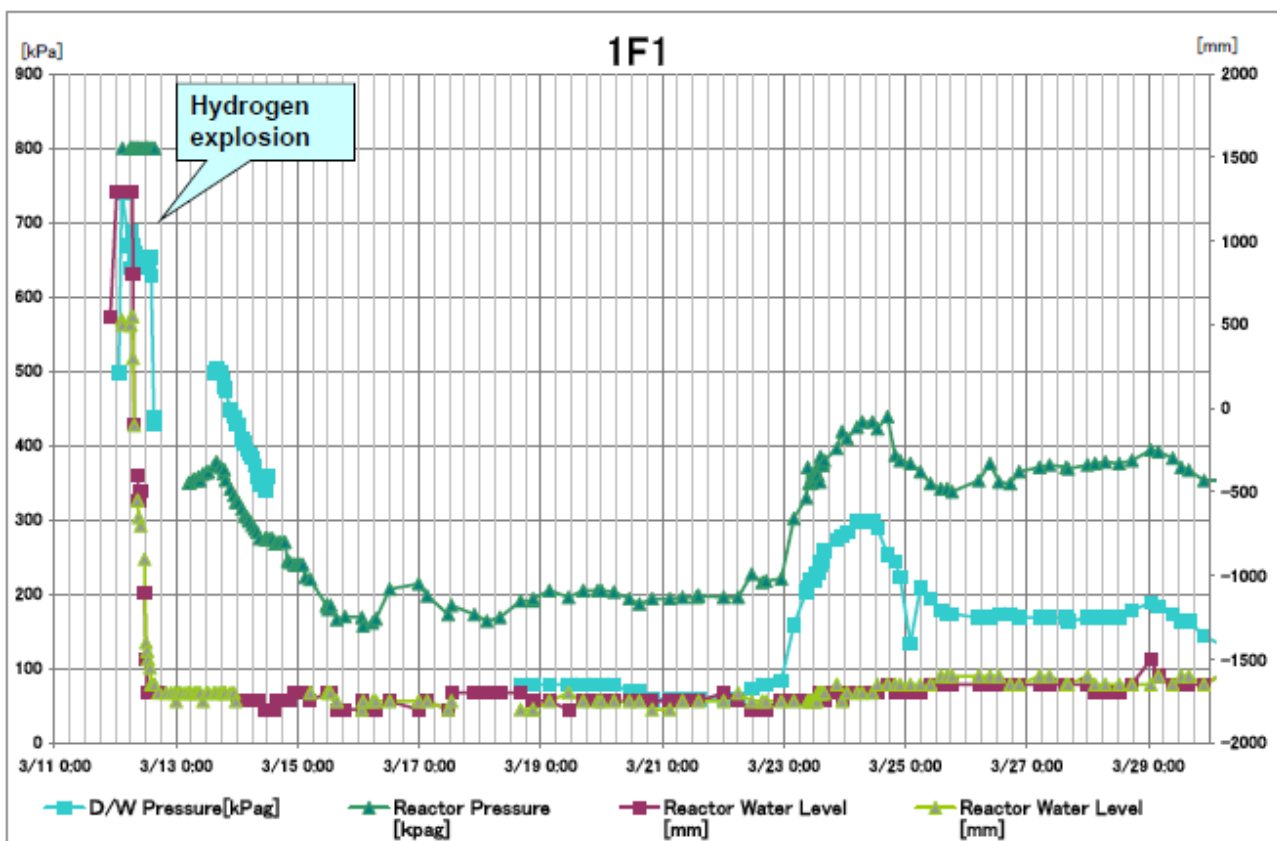
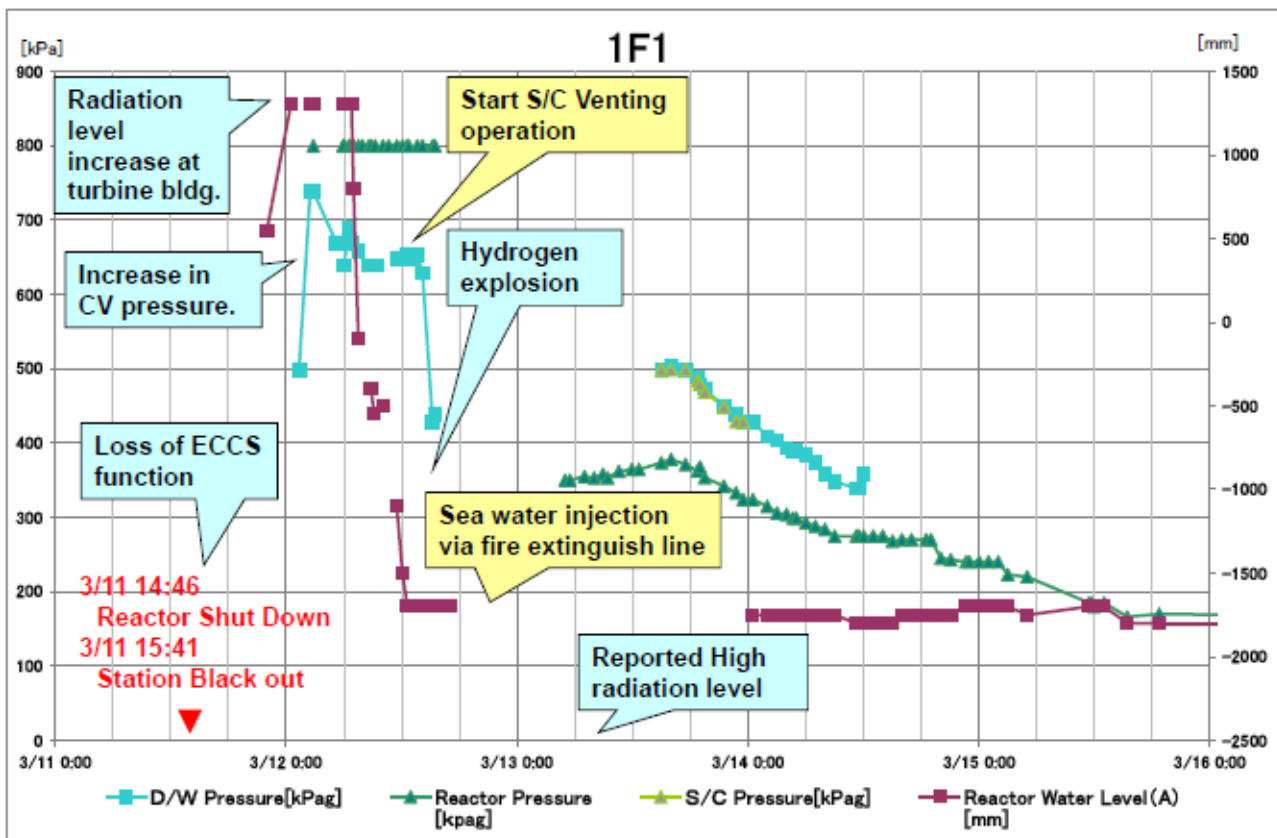


Figura 38. Andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel.

## **4.2 EVOLUZIONE DELL'INCIDENTE PER L'UNITÀ 2**

Reattore: BWR/4 General Electric

Contenimento: Mark-I

11/03 ore 14:46: A seguito del terremoto l'unità 2 della centrale di Fukushima-Dai-ichi è andata in SCRAM automatico, come previsto da progetto in risposta ad un evento incidentale esterno. Contestualmente il sistema di isolamento del reattore è entrato in funzione intercettando sia le linee di alimentazione sia le linee principali del vapore. Il terremoto ha inoltre causato la perdita di tutte le linee di alimentazione elettrica esterna. In questa condizione, e coerentemente con quanto dettato dalle procedure di intervento di emergenza, nel giro di pochi secondi sono stati attivati subito entrambi i generatori diesel di emergenza, che garantiscono la corretta fornitura di corrente alternata all'impianto.

11/03 ore 14:50: Avvio manuale del sistema RCIC. La portata di acqua fresca iniettata dal sistema, attuato in risposta ad un segnale di alta pressione nel vessel, permette l'allagamento del nocciolo e la corretta rimozione del calore di decadimento nei primi, più delicati momenti dopo l'arresto. In Figura 39 è riportato lo storico delle registrazioni degli strumenti di monitoraggio dei principali parametri del reattore durante la prima ora dal sisma.

11/03 ore 14:52: Il sistema RCIC si arresta a causa di un segnale di alto livello nel RPV. Pochi secondi dopo la valvola F del sistema SRV si attua ripetutamente, aprendosi al raggiungimento della pressione di salvaguardia (circa 7.4 MPa) e chiudendosi correttamente al raggiungimento della pressione che garantisce l'attuazione meccanica della valvola (circa 7 MPa). I continui sfiati dal vessel provocano il rilascio di vapore dal vessel nella piscina di soppressione, determinandone un aumento di pressione e temperatura.

11/03 ore 15:02: Viene riavviato manualmente il sistema RCIC. Il riavvio del sistema determina una riduzione della frequenza di attuazione della SRV(F), ma non l'arresto delle sue attuazioni.

11/03 ore 15:06: Per controllare la temperatura e la pressione della piscina di soppressione, viene azionato manualmente il sistema RHRS per lo spray di acqua fresca direttamente in piscina. Questa operazione è effettuata – coerentemente con le procedure descritte nei manuali – per consentire alla piscina di soppressione di continuare ad assolvere alla funzione di condensazione degli esausti provenienti dalla turbina del RCIC, così da consentirne il funzionamento.

11/03 ore 15:28: Il sistema RCIC si arresta nuovamente.

11/03 ore 15:39: Riavvio manuale del sistema RCIC.

11/03 ore 15:41: A seguito dell'inondazione dell'unità 2 per lo tsunami, si verifica l'arresto di entrambi i generatori diesel di emergenza (rispettivamente alle 15:37 e alle 15:41), portando dunque l'impianto in una condizione di CSBO. Contestualmente all'arresto del primo generatore diesel si arresta anche il sistema RHRS.

11/03 ore 16:36: Per l'impossibilità di determinare lo stato di funzionamento del RCIC, TEPCO stabilisce si siano determinate le condizioni per la notifica di una condizione descritta dall'Art. 15 della Legge sulle Misure Speciali in Materia di Preparazione alle Emergenze Nucleari, ovvero "Completa mancanza di refrigerazione del reattore".



11/03 ore 20:30: Viene effettivamente notificato l'arresto del RCIC, che pertanto – nonostante l'impossibilità di determinarne lo stato – ha operato correttamente fino a questo momento.

11/03 ore 22:00: La lettura del livello di acqua nel vessel segna 3400 mm sopra il TAF. Questa informazione, incompatibile con l'indisponibilità del RCIC per un'ora e mezza, porta gli operatori della TEPCO a stabilire, alle 22:47, l'impossibilità di determinare lo stato del RCIC, che – verosimilmente – continua ad operare ciclicamente in funzione della pressione del vapore primario estratto dal vessel e della temperatura dell'acqua nella piscina di soppressione. Questa ipotesi è confermata dalla lettura dei valori di pressione nel vessel (6.3 MPa) e nel pozzo secco (40 kPa, pari al valore normale in funzioni operative) effettuata alle 00:30 del 12/03.

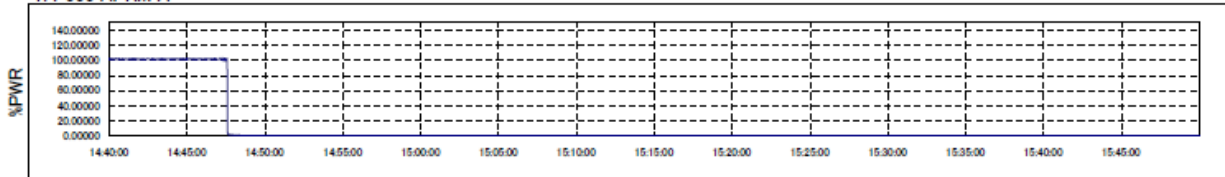
12/03 ore 04:20: Per esaurimento dell'acqua nel CST, l'alimentazione della pompa del RCIC viene passata alla piscina di soppressione. Questo determinerà un funzionamento sempre più discontinuo del sistema: a causa della mancanza di un vero e proprio pozzo freddo, il calore resta infatti intrappolato nel circuito vessel-piscina di soppressione.

Fukushima Daiichi Nuclear Power Station Unit 2 Historical data of process computer

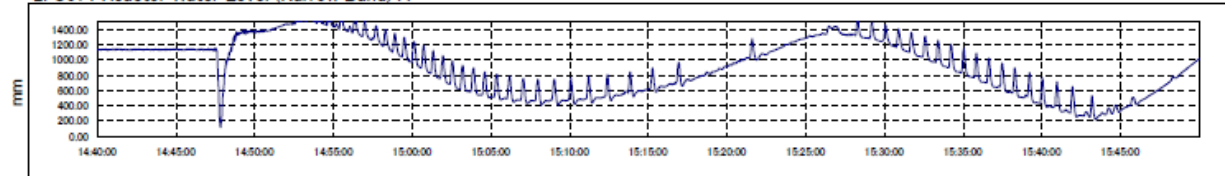
Term of data display 14:40:00, March 11, 2011 ~ 15:50:00, March 11, 2011

Cycle of data 1 second

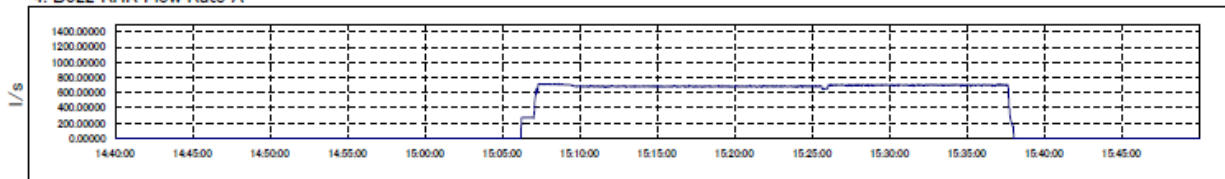
1. P000 APRM A



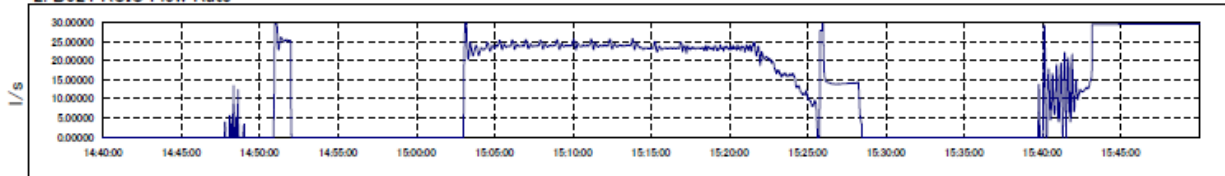
2. C074 Reactor Water Level (Narrow Band) A



4. B022 RHR Flow Rate A



2. B024 RCIC Flow Rate



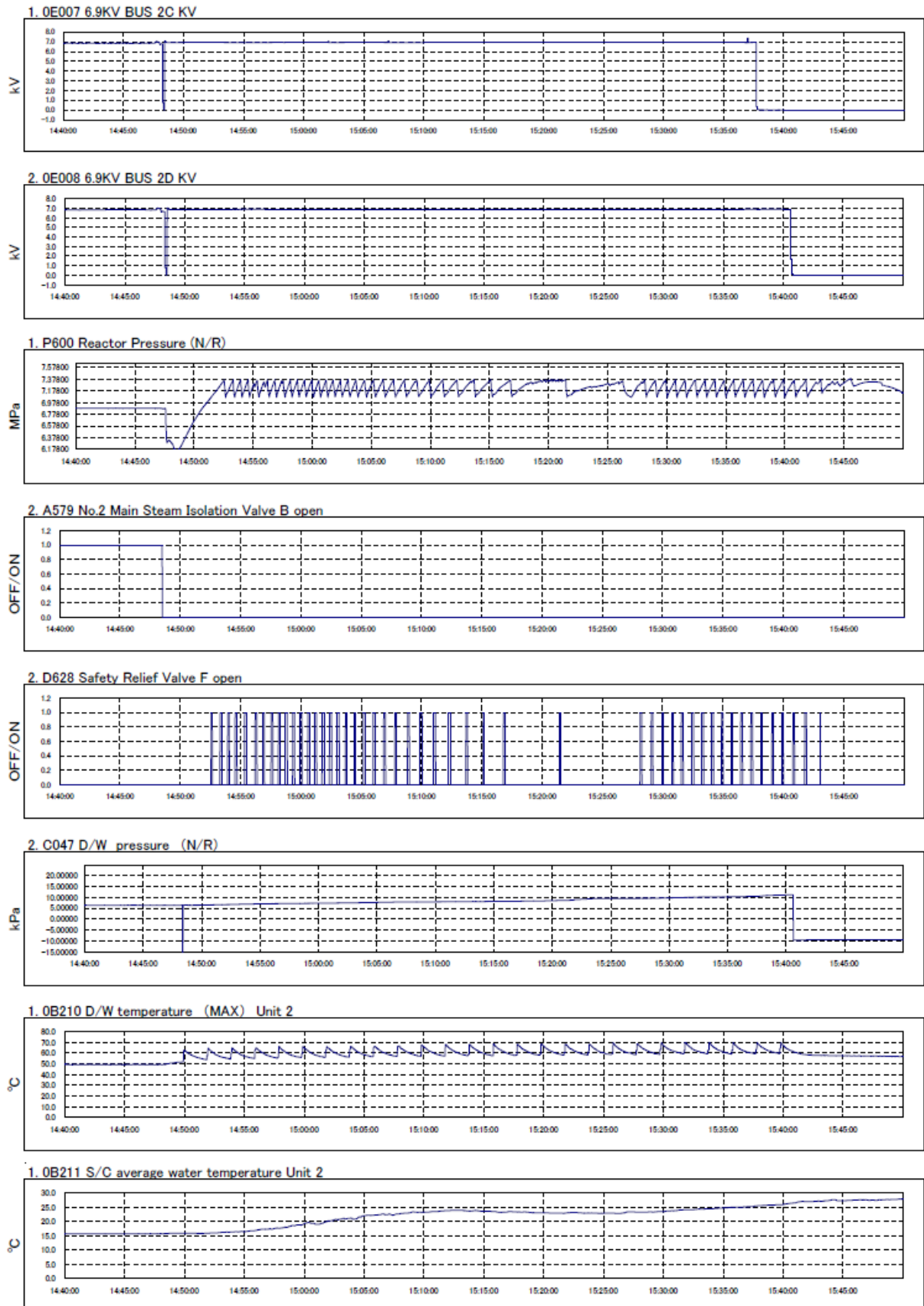


Figura 39. Registrazione del valore dei principali parametri dell'unità 2 durante la prima ora dal sisma.

13/03 ore 03:00: A conferma del funzionamento discontinuo del RCIC la pressione nel pozzo secco raggiunge i 315 kPa, indice di ripetuti ed importanti azionamenti delle SRV intervenute a compensare l'insufficiente azione del RCIC.

13/03 ore 11:00: A causa degli sfiati dal vessel, gli operatori della TEPCO azionano manualmente la valvola AO-205 (Figura 40) per predisporre una linea di venting umido.

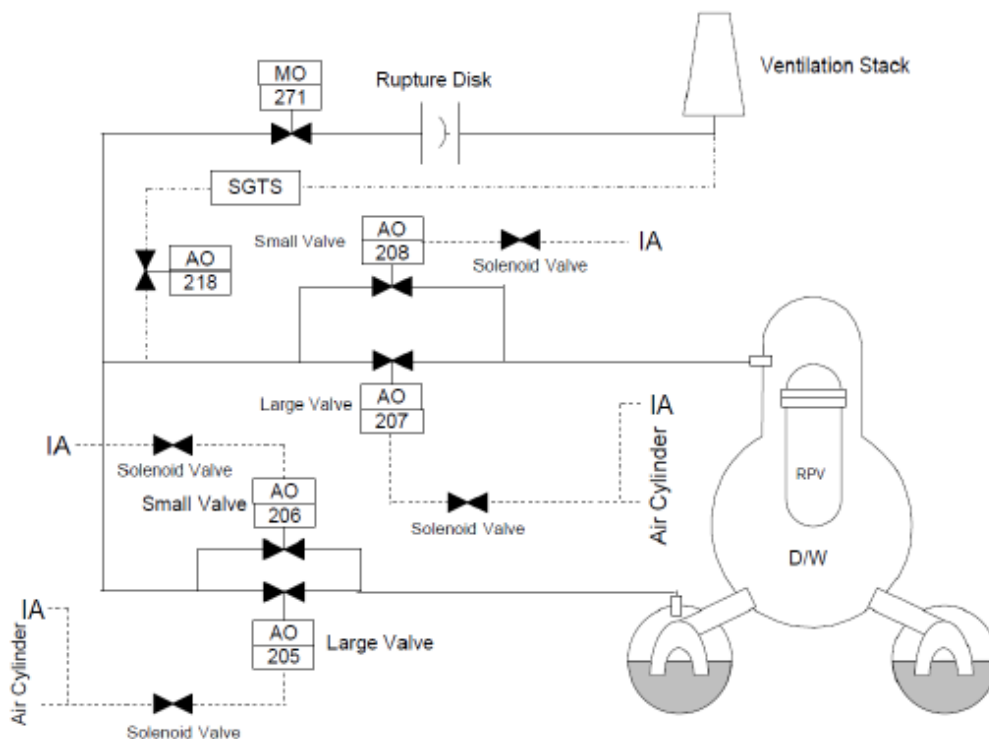


Figura 40. Tentativo di approntamento di un percorso di venting del PCV dell'unità 2.

14/03 ore 11:00: Ad una verifica dello stato della valvola AO-205, questa viene trovata chiusa ed inoperabile.

14/03: Dopo l'esplosione di Idrogeno all'interno dell'edificio reattore dell'unità 3, avvenuta alle 11:01, si osserva l'apertura di un pannello nella parte sacrificale dell'edificio (Figura 41), che così perde la propria funzione di confinamento.



Figura 41. Apertura di alcuni pannelli nella parte sacrificale dell'edificio reattore dell'unità 2.

14/03 ore 12:00: La lettura dei valori di pressione nella piscina di soppressione (485 kPa, pari al valore di progetto) e del livello di acqua nel vessel (sceso a 3000 mm sopra il TAF) portano gli operatori della TEPCO – forti anche del confronto con gli incidenti determinatisi nelle unità 1 e 3 – a decidere di iniziare ad approntare le derivazioni delle linee antincendio per predisporre l'iniezione di acqua di mare nel vessel.

14/03 ore 13:25: Si assume l'arresto definitivo del RCIC.

14/03 ore 16:00: Viene effettuato un nuovo tentativo di apertura manuale della valvola AO-205, ma senza risultati.

14/03 ore 16:34: Gli operatori attuano manualmente le SRV per depressurizzare completamente il vessel, così da consentire alle autopompe dei vigili del fuoco l'iniezione di acqua di mare.

14/03 ore 18:00: Gli operatori perdono la capacità di mantenere aperte le SRV, a causa o dello scaricamento delle batterie che forniscono la corrente continua necessaria all'azionamento delle SRV, o dell'esaurimento della riserva di aria compressa necessaria al medesimo scopo. In tali condizioni si arresta l'iniezione di acqua nel vessel.

14/03 ore 18:22: La lettura del valore di livello dell'acqua nel vessel segna 3700 mm sotto il TAF: la completa depressurizzazione del vessel comporta infatti una cinetica rapida di evaporazione che determina il completo scoprimo del nocciolo.

14/03 ore 21:00: Viene effettuato un tentativo di apertura manuale della valvola alternativa AO-206.

14/03 ore 21:20: Gli operatori della TEPCO riescono finalmente a riaprire due SRV, permettendo la ripresa dell'iniezione di acqua nel vessel. Il prolungato periodo di tempo in cui il nocciolo è rimasto completamente scoperto ne ha sicuramente comportato un vasto danneggiamento.

14/03 ore 22:50: La pressione nel pozzo secco supera il valore di progetto, giungendo a 540 kPa, segno che nemmeno la valvola AO-206 è rimasta in posizione aperta.

15/03 ore 06:10: Viene udito un boato proveniente dai locali adiacenti alla piscina di soppressione, cui fa seguito la completa depressurizzazione del PCV, indice di una probabile rottura della parete del toro. Il boato sembra essere dovuto ad una esplosione di Idrogeno avvenuta nei locali che ospitano la piscina di soppressione: questa ipotesi può essere giustificata ipotizzando che la struttura del Mark-I – sollecitata dal terremoto e sottoposta ad una pressione superiore a quella di progetto – abbia cominciato a perdere vapore (in cui erano certamente dispersi prodotti di fissione gassosi ed Idrogeno), probabilmente da una saldatura tra la parete della piscina ed una delle numerose tubazioni di collegamento fra pozzo secco e pozzo umido (uno dei punti deboli individuati anche da studi del US-NRC).

La descrizione degli eventi sopra riportati, e riassunta nella timeline di Figura 42, è aggiornata al 30/11. In Figura 43 si riporta invece lo storico dell'andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel (rispetto al TAF, fissato per riferimento come quota "0"), così come registrate dalla strumentazione d'impianto.

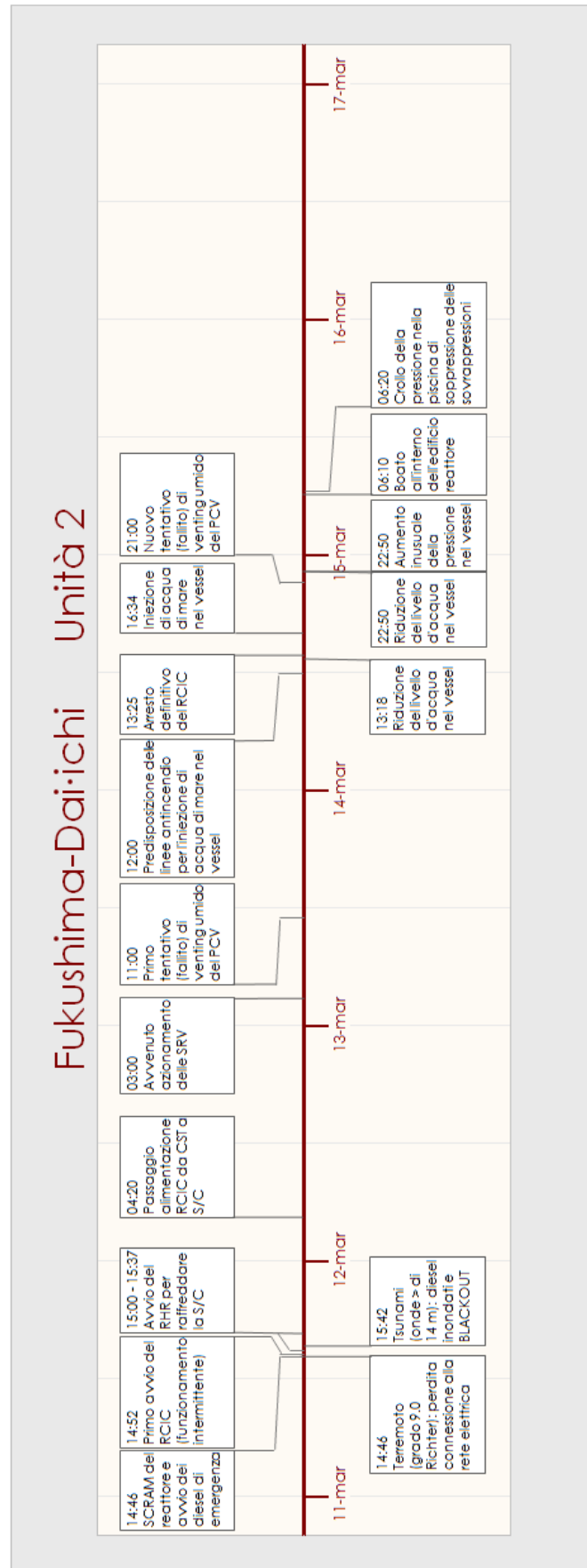


Figura 42. Timeline dell'evoluzione dell'incidente occorso all'unità 2.

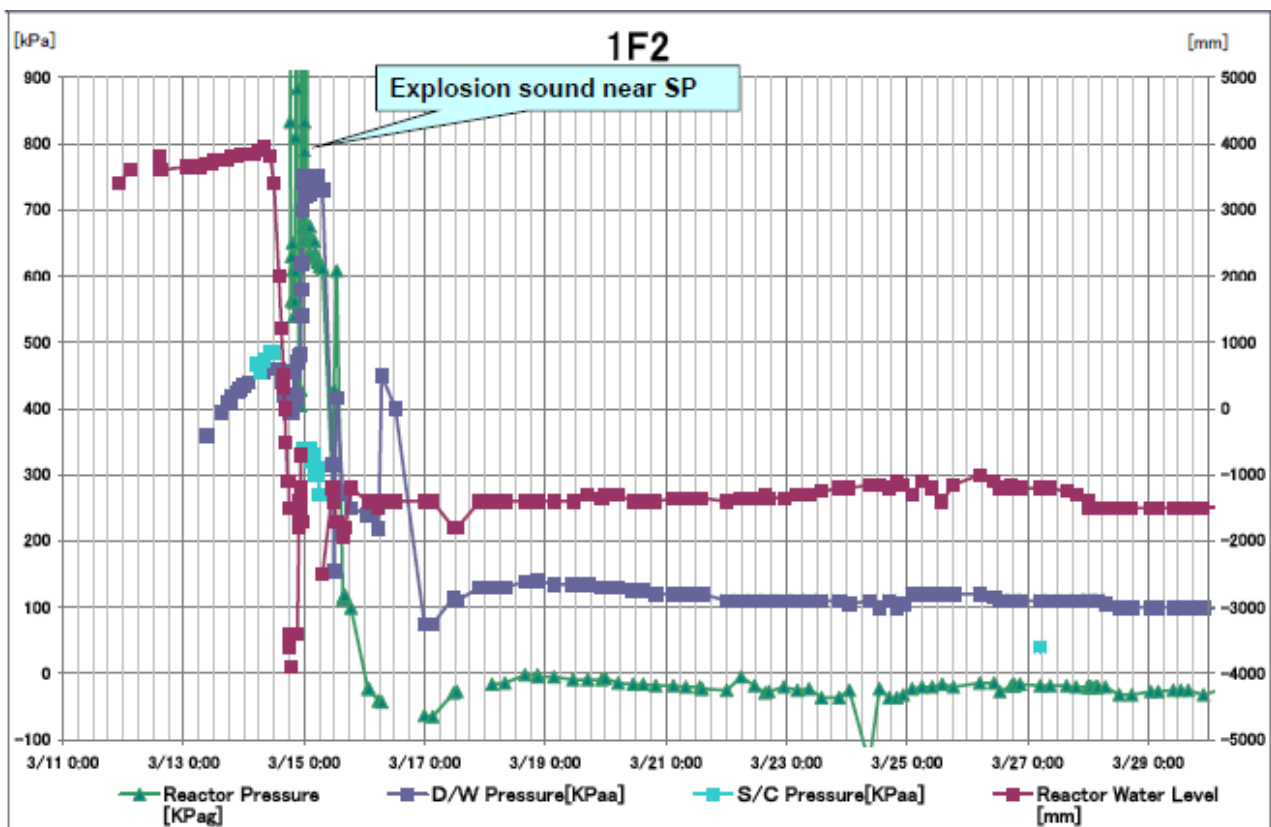
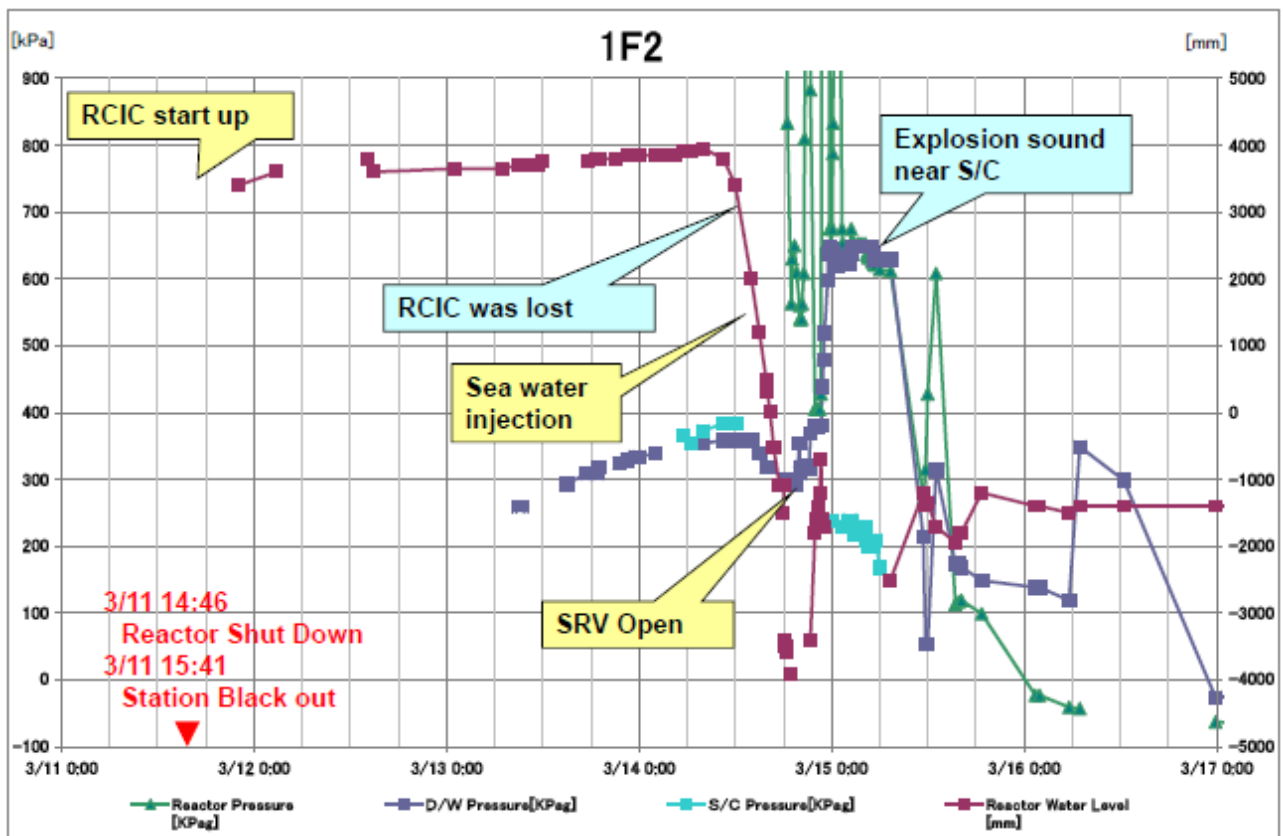


Figura 43. Andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel.

### 4.3 EVOLUZIONE DELL'INCIDENTE PER L'UNITÀ 3

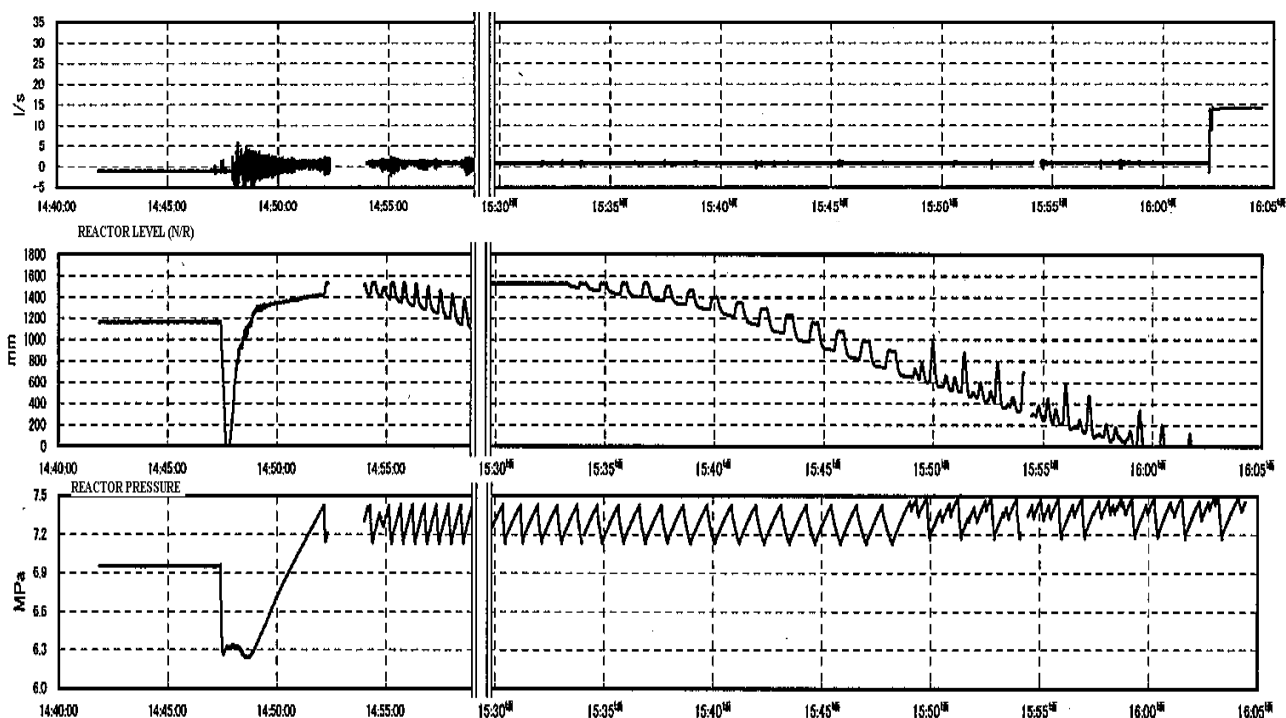
Reattore: BWR/4 Toshiba

Contenimento: Mark-I

11/03 ore 14:46: A seguito del terremoto l'unità 3 della centrale di Fukushima-Dai-ichi è andata in SCRAM automatico, come previsto da progetto in risposta ad un evento incidentale esterno. Contestualmente il sistema di isolamento del reattore è entrato in funzione intercettando sia le linee di alimentazione sia le linee principali del vapore. Il terremoto ha inoltre causato la perdita di tutte le linee di alimentazione elettrica esterna. In questa condizione, e coerentemente con quanto dettato dalle procedure di intervento di emergenza, entro pochi secondi sono stati attivati subito i generatori diesel di emergenza.

11/03 ore 14:52: Un ritardo nell'attuazione dei sistemi di iniezione di acqua nel nocciolo fa sì che la pressione nel vessel raggiunga il valore (circa 74 bar) che determina l'apertura – automatica e ripetuta – delle SRV.

11/03 ore 15:05: Viene avviato manualmente il RCIC: da questo momento la portata di acqua fresca iniettata dal sistema permette la corretta rimozione del calore di decadimento. In Figura 44 sono riportati i grafici dell'andamento dei principali parametri del reattore nei primi 20 minuti di evoluzione dell'incidente.



**Figura 44. Registrazione dei dati di portata del RCIC e di livello d'acqua e pressione del reattore per l'unità 3 nei 20 minuti successivi al sisma.**

11/03 ore 15:25: Il RCIC si arresta.

11/03 ore 15:42: Lo tsunami ha inondato l'unità 3, con conseguente perdita dei diesel di emergenza, portando dunque l'impianto in una condizione di CSBO.

11/03 ore 16:03: Viene riavviato manualmente il RCIC, il cui corretto funzionamento è confermato al controllo delle 20:30.

11/03 ore 23:35: La lettura del livello d'acqua nel vessel rivela un esiguo battente sopra il TAF (350 mm), probabilmente a causa della perdita di inventario d'acqua conseguente all'apertura delle SRV.

12/03 ore 11:36: Il RCIC si arresta per trip della turbina, probabile combinazione della mancata refrigerazione dell'acqua della piscina di soppressione e degli scarichi, in quest'ultima, di vapore dal vessel attraverso le SRV e di esausti dalla turbina stessa del RCIC.

12/03 ore 12:35: Gli operatori decidono di avviare, al posto del RCIC, il sistema HPCI. Non è chiara la ragione di questa scelta, se in conseguenza di un funzionamento non perfetto del RCIC o se per contrastare la riduzione di livello d'acqua nel vessel con la maggiore portata del HPCI rispetto al RCIC (circa 10 volte superiore). Coerentemente con la maggior aspirazione di vapore dal vessel ad opera della più performante turbina del HPCI, la pressione nel RPV inizia rapidamente a calare (5.6 MPa alle 12:45, che arriveranno a 0.8 MPa alle 20:15).

13/03 ore 02:42: Viene notificato l'arresto del HPCI, probabilmente a causa dell'insufficiente pressione del vapore nel RPV.

13/03 ore 04:15: Il livello di acqua nel vessel raggiunge la sommità degli elementi di combustibile. In Figura 45 è mostrato il posizionamento dei rivelatori di livello all'interno del vessel.

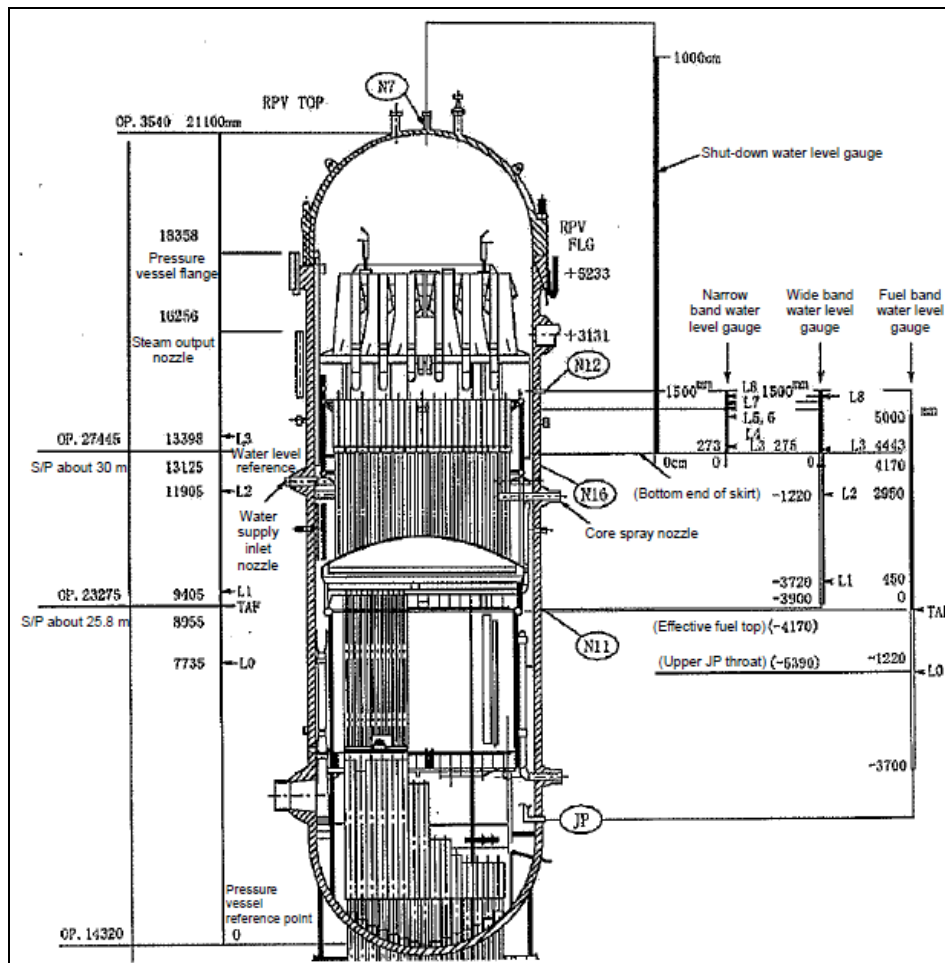


Figura 45. Scale di riferimento utilizzate per la misura del livello di refrigerante nel reattore.



13/03 ore 05:10: Dopo l'arresto del HPCI viene tentato un nuovo riavvio del RCIC, ma il tentativo fallisce.

13/03 ore 06:00: La lettura del valore del livello di acqua nel vessel indica la completa scopertura degli elementi di combustibile, esponendo le guaine delle barrette all'ossidazione causata dal vapore.

13/03 ore 07:39: La lettura del valore di pressione nel vessel (7.3 MPa) conferma la massiccia generazione di Idrogeno da ossidazione dello zircalloy. Viene pertanto iniziata l'iniezione di acqua nel PCV per raffreddare il vessel dall'esterno.

13/03 ore 08:41: La valvola AO-205 viene aperta manualmente per predisporre un venting umido del PCV.

13/03 ore 09:08: Le SRV sono attuate manualmente per consentire l'iniezione di acqua dolce ed acido borico nel vessel dalle autopompe dei vigili del fuoco attraverso una derivazione delle linee antincendio.

13/03 ore 11:17: Ad un controllo, la valvola AO-205 viene trovata chiusa a causa della perdita di pressione nel serbatoio di attuazione pneumatica della valvola.

13/03 ore 12:30: Nuova apertura manuale della valvola AO-205.

13/03 ore 13:12: Viene operata una commutazione delle linee di alimento dell'autopompa, passando al pescaggio di acqua di mare dal bacino già appositamente approntato per alimentare le iniezioni di acqua per l'unità 1.

14/03 ore 01:10: Il bacino da cui è prelevata l'acqua iniettata all'interno del vessel e del drywell delle unità 1 e 3 si svuota, determinando una interruzione nel raffreddamento del nocciolo. Lo svuotamento è dovuto alla portata di ripristino del livello, insufficiente a sostenere le portate prelevate dai due sistemi di iniezione di entrambe le unità. Ricomincia a salire la temperatura all'interno del core.

14/03 ore 03:20: Dopo un tempo sufficiente a ripristinare nel bacino un battente d'acqua di mare tale da poter sostenere l'alimentazione di almeno una delle due linee di presa, viene riavviata l'iniezione continua di acqua di mare nella sola unità 3. Il motivo per cui sia stata scelta l'unità 3 anziché la 1 per la ripresa dell'iniezione è probabilmente legato alla percezione di una maggior urgenza per questa unità, essendo maggiore la potenza di decadimento dei prodotti di fissione. Nonostante il breve periodo in assenza di raffreddamento, il livello dell'acqua nel vessel si è sicuramente abbassato, portando ad una ulteriore esposizione degli elementi di combustibile al vapore. Nel periodo di mancanza di apporto di acqua nel vessel, continui sfiati, ricchi di Idrogeno, sono stati operati verso il wetwell.

14/03 ore 05:20: Nuova operazione di apertura manuale della valvola AO-205.

14/03 ore 06:10: Si registra un incremento della pressione nel contenimento primario (460 kPa, salita a 490 kPa alle 09:05), indice di una ulteriore liberazione di vapore dal vessel alla piscina di soppressione.

14/03 ore 11:01: Una violenta esplosione al piano ricarica dell'edificio reattore (più potente di quella osservata per l'unità 1) abbatte la pannellatura e l'intelaiatura portante dalle pareti e dal soffitto, oltre a danneggiare parte della sottostante struttura esterna dell'edificio reattore, come mostrato nelle immagini di Figura 46. L'esplosione è dovuta all'accumulo dell'Idrogeno contenuto nei vapori rilasciati dalle diverse operazioni di venting,

evidentemente diffusi nell'edificio reattore e stratificatisi al piano più elevato. Non è chiara la ragione per cui i vapori si siano liberati all'interno dell'edificio reattore.



**Figura 46. Istantanee dell'esplosione di Idrogeno avvenuta nell'unità 3, e condizione dell'edificio reattore dopo l'evento.**

La descrizione degli eventi sopra riportati, e riassunta nella timeline di Figura 47, è aggiornata al 30/11. In Figura 48 si riporta invece lo storico dell'andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel (rispetto al TAF, fissato per riferimento come quota "0"), così come registrate dalla strumentazione d'impianto.

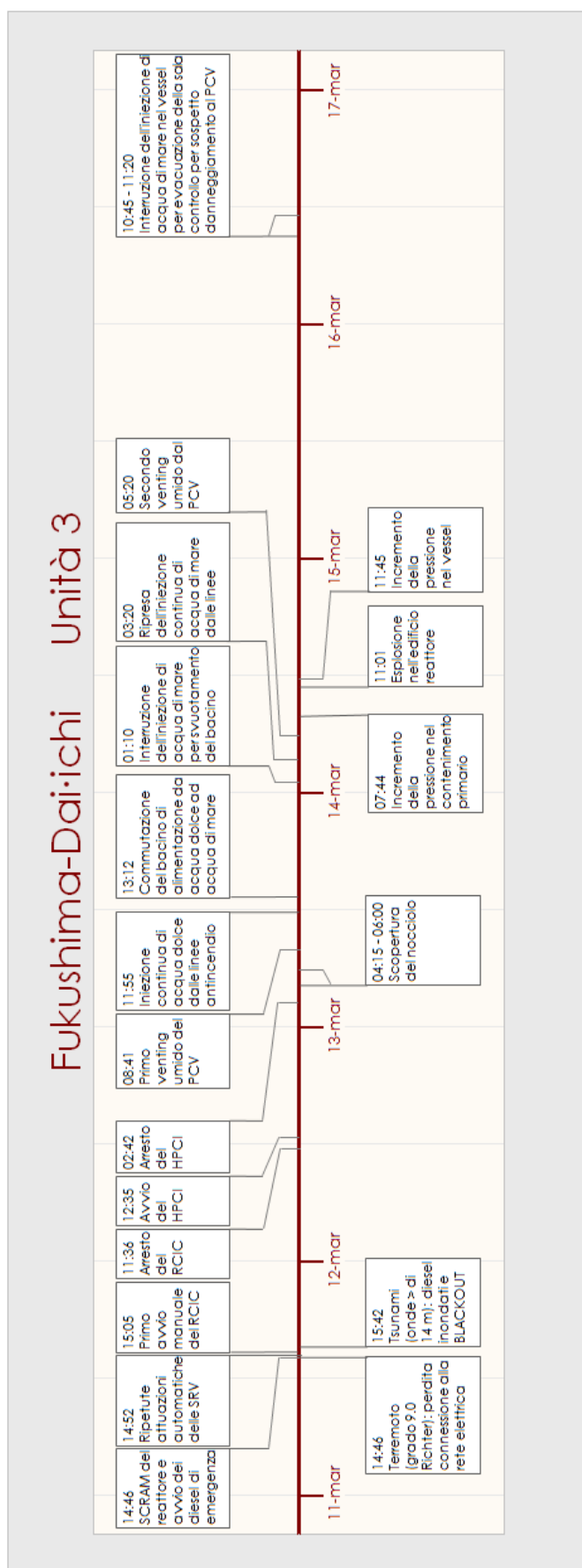


Figura 47. Timeline dell'evoluzione dell'incidente occorso all'unità 3.

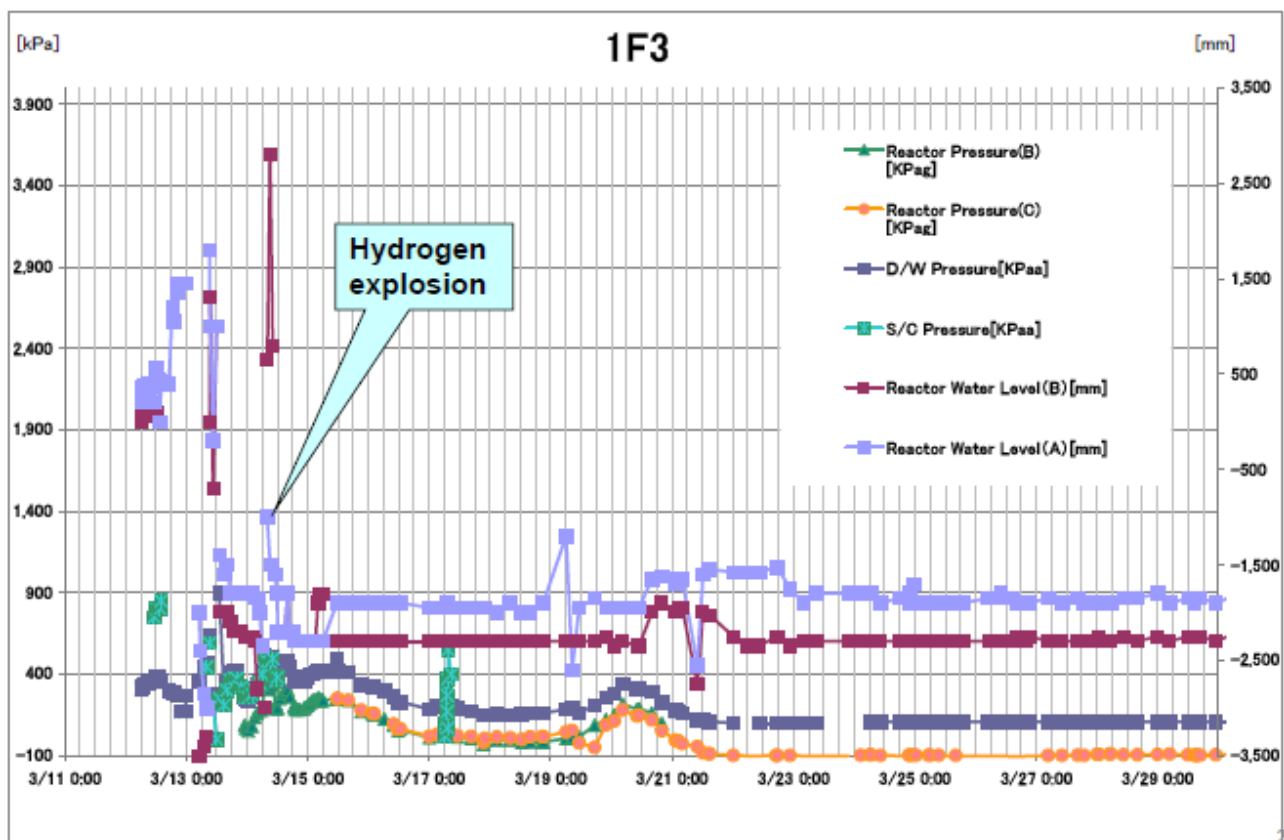
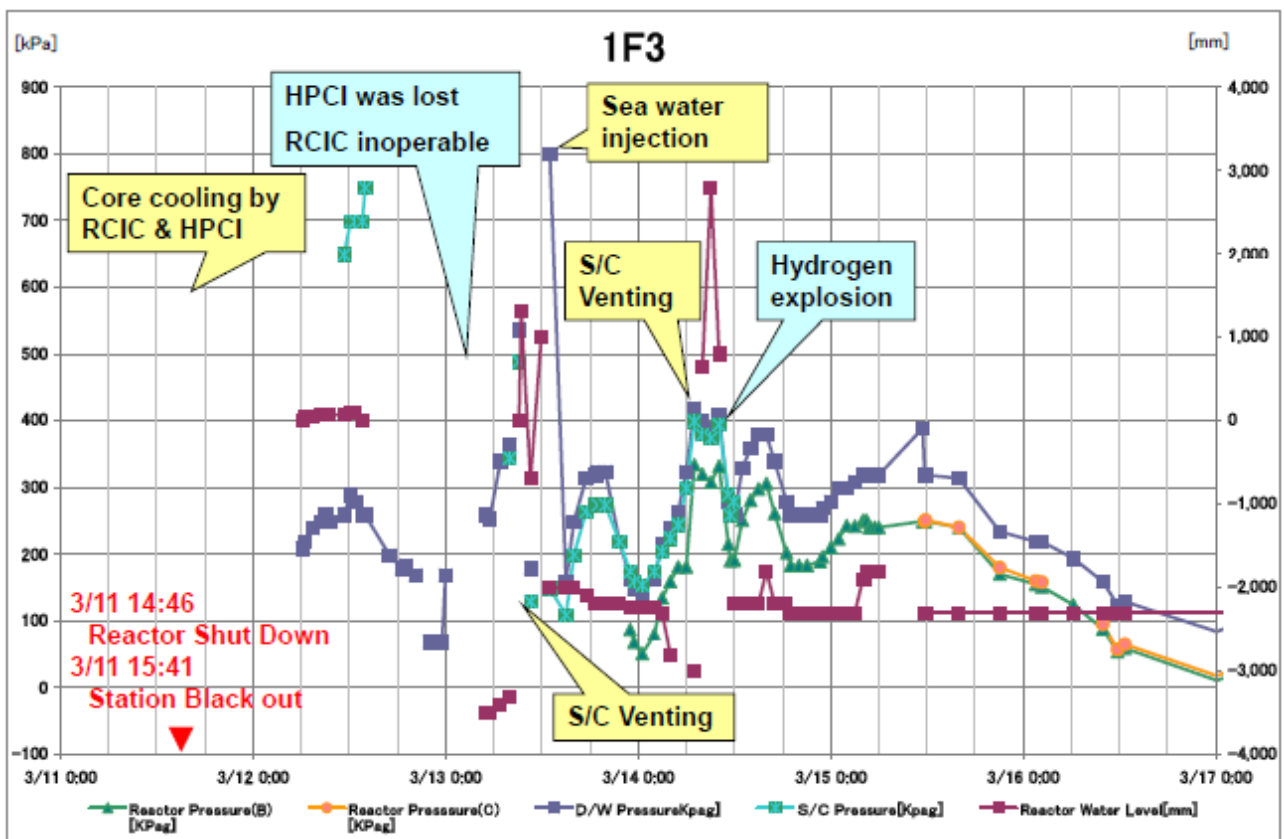


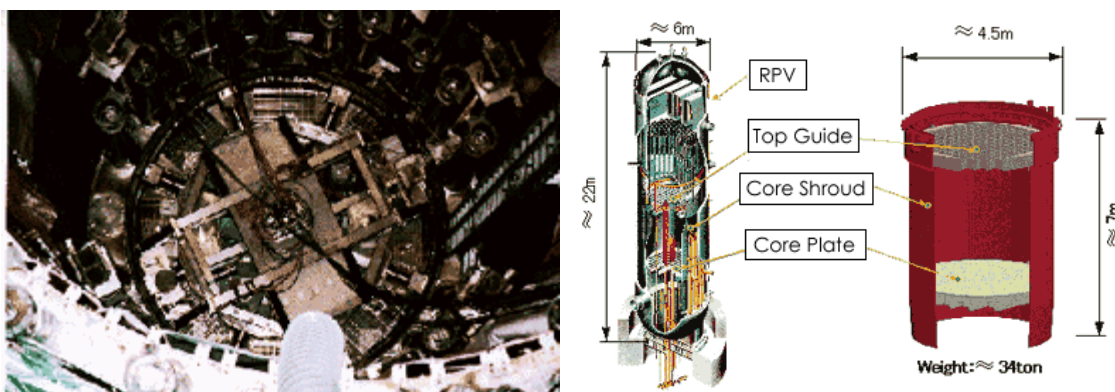
Figura 48. Andamento delle pressioni nel vessel, nel drywell e nel wetwell, e del livello d'acqua nel vessel.

#### 4.4 EVOLUZIONE DELL'INCIDENTE PER L'UNITÀ 4

Reattore: BWR-4 Hitachi

Contenimento: Mark-I

11/03 ore 14:46: L'unità 4 della centrale di Fukushima-Dai-ichi, per un intervento programmato di sostituzione del core shroud iniziato il 29/11/2010, era in condizioni di arresto al momento del sisma (in Figura 49, una immagine delle operazioni di sostituzione dello shroud ed uno schema del componente). Sempre a causa della sostituzione dello shroud, inoltre, tutto il combustibile presente nel nocciolo era stato trasferito alla piscina di stoccaggio degli elementi di combustibile esauriti, portando a 1331 elementi l'inventario della stessa. A seguito del terremoto tuttavia si è verificata la perdita di tutte le linee di alimentazione elettrica esterna: in questa condizione, e coerentemente con quanto dettato dalle procedure di intervento di emergenza, entro pochi secondi sono stati attivati i generatori diesel, necessari per alimentare i sistemi di refrigerazione dell'acqua della piscina di stoccaggio. Il sistema, dunque, nei primi minuti ha operato come da progetto in risposta ad uno station blackout.



**Figura 49. Operazione di rettifica della base del vessel preliminare alla sostituzione del core shroud (sinistra) e schema del componente e del suo posizionamento nel vessel (destra).**

11/03 ore 15:42: Lo tsunami ha inondato l'unità 4, con conseguente perdita dei generatori diesel di emergenza, portando dunque l'impianto in una condizione di CSBO. La perdita completa dell'alimentazione elettrica comporta tanto l'arresto del sistema di refrigerazione dell'acqua della piscina, quanto l'arresto della soffiante che mantiene in pressione la guarnizione di tenuta del portale che mette in comunicazione la piscina con il vano reattore, per la movimentazione del combustibile durante le operazioni di ricarica.

14/03 ore 04:08: La temperatura dell'acqua contenuta nella piscina di stoccaggio raggiunge gli 84 °C, per l'effetto combinato di perdita di refrigerante attraverso l'intercapedine non più a tenuta e la mancata asportazione del calore di decadimento prodotto dal considerevole numero di elementi in essa contenuti. Tale valore è indice altresì di una riduzione del livello d'acqua in piscina: livello destinato a calare ulteriormente e con sempre maggiore rapidità.

15/03 ore 06:00: Si verifica un'esplosione nell'edificio reattore, verosimilmente dovuta all'ignizione di una sacca di Idrogeno accumulatasi sotto al tetto del contenitore secondario. L'ipotesi avanzata inizialmente imputa allo scoprimento degli elementi di combustibile in piscina, ed alla successiva ossidazione delle guaine di zircalloy di tali elementi, la generazione dell'Idrogeno causa dell'esplosione. Alle 06:14 si constaterà il danneggiamento delle pareti dell'edificio reattore, come mostrato in Figura 50.



**Figura 50. Stato dell'edificio reattore dell'unità 4 dopo l'esplosione di Idrogeno dalla piscina di stoccaggio.**

Ispezioni successivamente condotte sulla piscina di stoccaggio non hanno però mostrato alcun significativo danneggiamento agli elementi di combustibile, tale da giustificare la produzione dell'Idrogeno necessario a provocare l'esplosione registrata: in Figura 51 è mostrato un fotogramma estratto dal video dell'operazione di ispezione degli elementi di combustibile eseguita dagli operatori TEPCO. Contestualmente all'ispezione sono stati anche prelevati campioni dell'acqua della piscina, che hanno confermato bassi livelli di radioattività, escludendo la possibilità di un massiccio danneggiamento degli elementi ivi contenuti.



**Figura 51. Stato del combustibile nella piscina di stoccaggio dell'unità 4 dopo l'esplosione.**

L'ipotesi più probabile sull'origine dell'Idrogeno che ha causato l'esplosione nell'unità 4 diviene quella di migrazione dello stesso dall'edificio reattore dell'unità 3. È infatti possibile che, durante le operazioni di venting, parte dell'Idrogeno liberato dal PCV si sia infiltrato attraverso le linee che portano al camino, da dove – attraverso una giunzione comune tra le omologhe linee delle adiacenti unità 3 e 4, mostrata nello schema e nella foto di Figura 52 – si sia infiltrato nell'edificio reattore dell'unità 4.

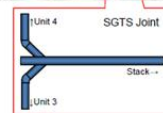
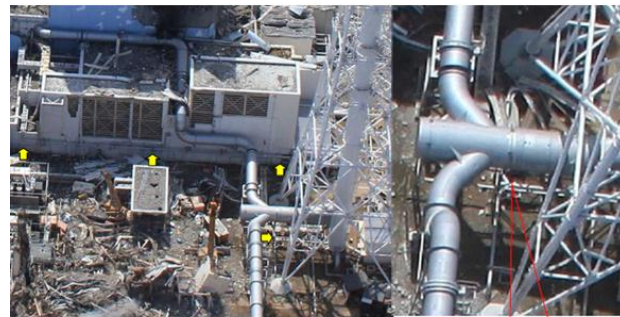
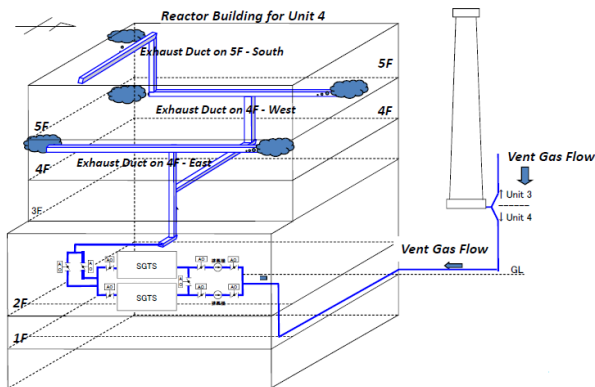


Figura 52. Giunzione tra le linee di venting al camino delle unità 3 e 4.

#### **4.5 ULTERIORE GESTIONE DELL'EMERGENZA E STABILIZZAZIONE DEI SISTEMI**

Alla data del 17/03 l'evoluzione dell'incidente nelle unità 1, 2 e 3 può dirsi conclusa. Tutti gli eventi successivi a questa data, e di seguito brevemente riportati, sono legati alle operazioni attuate dapprima per riportare il sistema in condizioni di pieno controllo, quindi per cercare di stabilizzare il raffreddamento del nocciolo e della piscina del combustibile esausto approntando i sistemi necessari a passare dalla refrigerazione a ciclo aperto ad una a ciclo chiuso.

Le azioni intraprese dal 18/03 sino al 06/04, sebbene svoltesi in ordine e tempi diversi, sono state sostanzialmente simili per le quattro unità coinvolte.

In primo luogo sono state condotte operazioni mirate al ripristino dei collegamenti alle linee elettriche esterne al sito, con il duplice scopo di fornire potenza per l'attuazione di tutti i dispositivi necessari alla stabilizzazione della condizione degli impianti, e di riportare alimentazione alle sale controllo ed agli strumenti di misura. In Figura 53 è illustrata una delle fasi del ripristino dei collegamenti elettrici alle linee esterne: operai della TEPCO stanno cablando alcuni isolatori per l'alta tensione.



**Figura 53. Operai della TEPCO lavorano al ripristino dell'alimentazione elettrica esterna al sito.**

La riattivazione dell'alimentazione delle sale controllo ha consentito di riiniziare ad usare la strumentazione ivi installata, ove ancora funzionante, e di intraprendere in condizioni di lavoro assolutamente migliori le operazioni di sostituzione o di ripristino degli strumenti danneggiati. In Figura 54 sono riportate due immagini della sala controllo dell'unità 1 prima e dopo il ripristino dell'alimentazione elettrica. In Figura 55 due immagini della sala controllo dell'unità 2, la seconda delle quali mostra molto bene le condizioni di lavoro estremamente difficoltose e precarie prima del riallacciamento alla rete elettrica esterna.





**Figura 54. Immagini dalla sala controllo dell'unità 1 prima e dopo il ripristino dell'alimentazione elettrica.**



**Figura 55. Gli operatori dell'unità 2 in sala controllo dopo il ripristino dell'alimentazione elettrica (sinistra) e alle prese con la ricarica dei generatori portatili prima del ritorno dell'alimentazione esterna (destra).**

In secondo luogo è stato necessario per le unità 1, 2 e 3 operare un travaso dell'acqua stagnante contaminata che si era accumulata nella sala turbine dei tre impianti, bonificando la zona e consentendo quindi agli operai di lavorare in condizioni di minor rischio radiologico da un lato, e riducendo dall'altro lato il rischio di ulteriori rilasci e di ulteriore contaminazione ambientale. La strategia adottata per il travaso è illustrata in Figura 56. Dapprima l'acqua è stata trasferita con una pompa al condensatore primario dell'impianto ( $1600 \text{ m}^3$  per l'unità 1 e  $3000 \text{ m}^3$  per le unità 2 e 3); successivamente, con percorsi leggermente differenti tra le tre unità, l'acqua è stata riversata in un contenitore temporaneo e da qui poi ai condensate storage tanks (CST, di capacità pari a  $1900 \text{ m}^3$  per l'unità 1 ed a  $2500 \text{ m}^3$  per le unità 2 e 3); infine da questi l'acqua è stata trasferita e raccolta nei due serbatoi ( $3400 \text{ m}^3$  l'uno) comuni a tutte le unità per l'acqua per le piscine di soppressione delle sovrappressioni. L'urgenza di tali operazioni di bonifica è evidente, ad esempio, quando si considera che tra il giorno 01/04 ed il giorno 02/04 viene individuata una crepa di circa 20 cm nella parete laterale di un pozzetto del circuito di cablaggio delle pompe di alimento del condensatore dell'unità 2, dalla quale viene sversata in mare acqua fortemente contaminata. Gli operatori TEPCO effettuano un primo tentativo, provando a sigillare la crepa versando cemento nel pozzetto, senza però riuscire ad arrestare la perdita. In Figura 57 è mostrato il pozzetto prima e dopo il versamento del cemento. Viene pertanto effettuato un secondo tentativo per arrestare la perdita di acqua contaminata dalla crepa: la parte superiore del pozzetto viene abbattuta e sono riversati all'interno circa

60 kg di segatura, 8 kg di uno speciale polimero altamente assorbente e 3 grossi sacchi di ritagli di giornale. Nonostante ciò la perdita non viene arrestata.

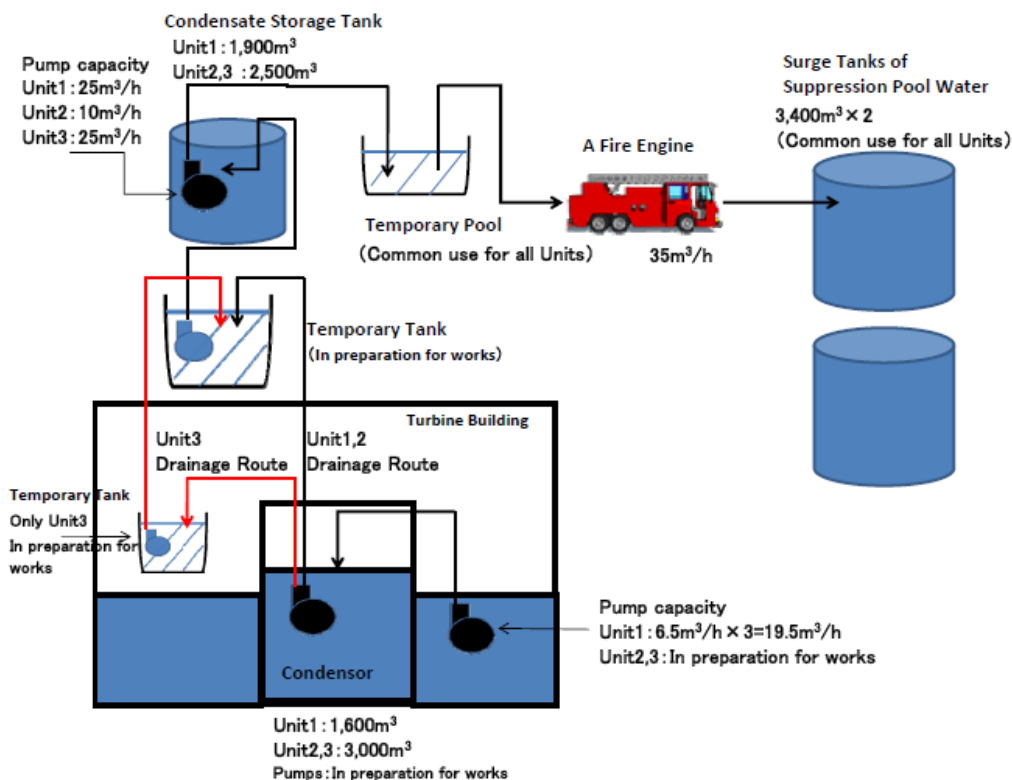


Figura 56. Schema delle operazioni per il travaso dell'acqua stagnante negli edifici turbina delle tre unità.



Figura 57. Immagini e dettagli del pozzetto da cui è stata individuata una perdita di acqua contaminata.

Ha allora inizio una serie di analisi che permettono di individuare il percorso seguito dall'acqua, praticando dei fori nel terreno intorno al pozzetto ed iniettando a turno in ciascuno di questi una sostanza tracciante. Il 05/04 viene finalmente rivelato il tracciante in uscita dalla crepa ed individuato il percorso dell'acqua contaminata. Di seguito uno specifico coagulante (vetro solubile) viene iniettato nel foro così individuato. Il 06/04 TEPCO comunica che la perdita di acqua contaminata è arrestata (in Figura 58 il dettaglio dell'arresto del flusso dalla perdita). Viene comunque deciso di riversare il coagulante anche negli altri fori per maggior sicurezza, e tenere monitorato lo stato della perdita.



**Figura 58. Stato della perdita prima e dopo l'iniezione del coagulante.**

L'urgenza del trasferimento delle acque stagnanti, in relazione stavolta al rischio di contaminazione dei lavoratori impegnati nelle emergenze, si manifesta, sempre nell'unità 2, durante le operazioni di ripristino dell'alimentazione esterna. Tre operai della TEPCO risultano esposti ad una dose di circa 170 mSv dopo aver camminato, senza apposite protezioni, all'interno di una pozza di acqua stagnante sul pavimento della sala turbine. I tre operai vengono dapprima decontaminati e, dopo un ricovero ospedaliero per accertamenti sanitari, vengono dimessi con una semplice irritazione alla pelle delle caviglie. È probabile che la contaminazione dell'acqua stagnante nell'edificio turbina della sola unità 2 sia dovuta alla fuoriuscita di vapore radioattivo dalla piscina di soppressione, incanalatosi attraverso il corridoio che porta le linee principali del vapore e dell'acqua di alimento dal reattore alla turbina e viceversa.

Altra azione intrapresa, ultimate le necessarie operazioni preliminari, è quella di commutare le linee di pescaggio delle autopompe, prelevando e poi iniettando nei vessel acqua dolce anziché acqua di mare. La decisione è ovviamente presa per contrastare la formazione di croste di sale (*salt cakes*) sulle pareti del vessel, che peggiorano lo scambio termico verso l'esterno. Appena ripristinate le connessioni elettriche con le linee esterne all'impianto, viene poi commutato il sistema di pompaggio dell'acqua nel vessel dall'autopompa dei vigili del fuoco ad una pompa a motore dedicata.

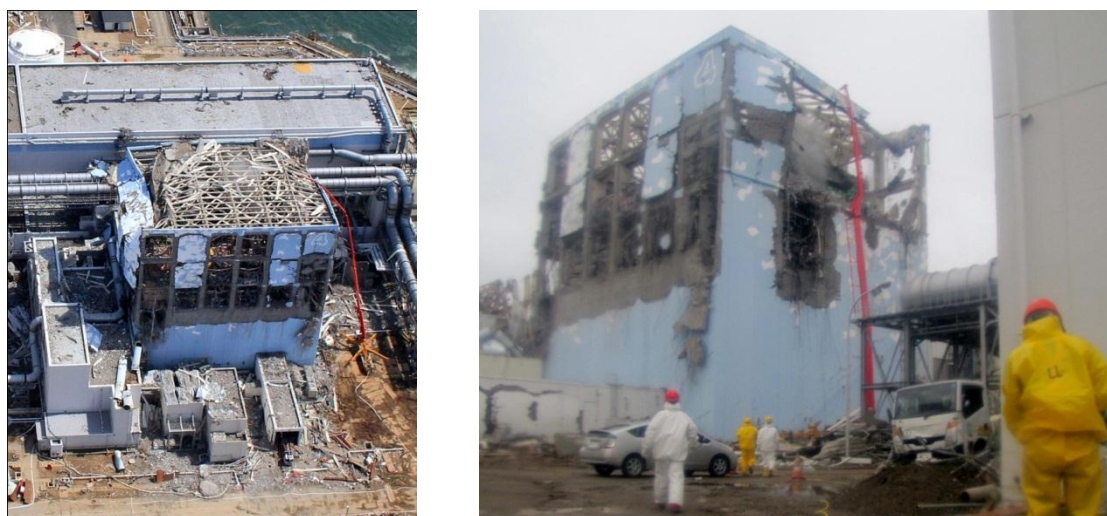
Simultaneamente si è curato anche lo stato delle piscine di combustibile esaurito. Quando ancora l'alimentazione elettrica non era stata ripristinata sul sito, vengono intraprese svariate operazioni per spruzzare acqua, anche prelevata dal mare, nelle piscine che si presentano a cielo aperto per prevenire l'esposizione all'aria ed il conseguente surriscaldamento degli elementi di combustibile in esse presenti. Tali operazioni vengono condotte tanto da terra, con idranti e camion dei reparti speciali della polizia, quanto per via aerea, con elicotteri dell'esercito. I voli di questi ultimi vengono però presto interrotti a causa dell'elevata dose cui i piloti sono esposti stazionando sopra le unità. Si sfruttano anche, laddove possibile, derivazioni delle linee antincendio per iniettare acqua in piscina. In Figura 59 sono mostrati dettagli delle operazioni di spray da terra e con gli elicotteri sull'unità 3. Successivamente, utilizzando un veicolo dotato di braccio estensibile per le

colate di cemento, viene riversata ulteriore acqua nelle piscine. Questo cambio della metodologia di riversamento di acqua sugli elementi di combustibile esauriti è dovuta alla superiore capacità del nuovo sistema, che può fornire portate di 50 t/h senza dispersione di acqua (come avveniva nel caso degli spray).



**Figura 59. Immagini delle operazioni di spray di acqua sull'edificio dell'unità 3 per riversare acqua sugli elementi di combustibile esauriti.**

In Figura 60, due viste del posizionamento del braccio estensibile sopra le aperture nella struttura cedevole del tetto dell'edificio reattore dell'unità 4. Appena è stato possibile riavviare i sistemi di refrigerazione e purificazione dell'acqua delle piscine (15 t/h), è stata utilizzata anche questa via per il ripristino del livello stesso di acqua.



**Figura 60. Operazioni di versamento di acqua sugli elementi della piscina di stoccaggio del combustibile esaurito dell'unità 4 per mezzo di un camion per la posa del cemento.**

Altra operazione che viene compiuta, considerato l'accumulo di Idrogeno all'interno dei vessel, per prevenire l'eventualità di un'ulteriore detonazione a fronte di un rilascio al contenimento primario, è l'insufflamento di nuovo Azoto nei PCV per inertizzarne l'atmosfera.

Va infine detto che tutte le operazioni compiute in questo periodo sono state effettuate in condizioni lavorative difficili, non solo per il campo di radiazioni presente sul sito, ma anche per la situazione degli impianti. Ad esempio il 20/03 si è verificata la necessità, poi fortunatamente rientrata, di dover operare un nuovo venting all'unità 3, a causa di un incremento nella pressione del contenimento primario (320 kPa); la pressione dopo poco inizia progressivamente a scendere, rendendo quindi il venting non più necessario.

Due incendi di tipo convenzionale, provocati forse dalla combustione di materiale infiammabile (ad es. l'olio lubrificante di una pompa o l'olio isolante di apparati elettrici in alta tensione) fuoriuscito a causa dei danneggiamenti alla struttura dovuti al sisma od alla precedente esplosione di Idrogeno, successivamente autoestintisi, hanno poi condizionato, nei giorni 15/03 e 16/03, il lavoro all'unità 4.

Il 16/03 alle ore 10:45, a causa del sospetto di un possibile danneggiamento del contenimento primario a seguito dell'esplosione di idrogeno nell'edificio reattore dell'unità 3, la sala controllo delle unità 3 e 4 (in comune) viene evacuata, interrompendo le operazioni di iniezione di acqua nel vessel e nel contenimento primario. Alle ore 11:20 dello stesso giorno l'allarme rientra e gli operatori possono riprendere posto nella sala controllo e l'iniezione di acqua nel reattore può ricominciare.

## 5. Conclusioni

L'evento incidentale che ha interessato le unità 1, 2, 3 e 4 della centrale nucleare di Fukushima-Dai-ichi è sicuramente nel novero dei maggiori incidenti nella storia del nucleare civile. Il susseguirsi di ulteriori cause, sopravvenute a complicare la gestione dell'incidente originario, ha determinato per queste unità la profonda differenza dal comportamento degli altri 8 reattori interessati dal sisma: se infatti tutte le altre unità hanno potuto raggiungere lo stato di arresto di sicurezza (*cold shutdown*), pur in tempi e con modalità diverse, la completa mancanza di alimentazione elettrica dovuta alla perdita dei generatori diesel di emergenza sul sito di Fukushima-Dai-ichi ha determinato l'evoluzione dell'incidente descritta nel presente rapporto.

Preme sottolineare, tuttavia, che nessun incidente nucleare in senso stretto ha avuto luogo, grazie al regolare intervento dei sistemi di controllo della reazione a catena immediatamente dopo il sisma: questo, di fatto, differenzia profondamente l'incidente di Fukushima da quello avvenuto a Chernobyl.


Già 3 mesi dopo il sisma, grazie anche al ripristino dell'alimentazione elettrica esterna sul sito e agli aiuti pervenuti dalle agenzie di sicurezza e dalle industrie delle principali potenze nucleari del mondo, tutti i reattori risultano refrigerati stabilmente in ciclo chiuso, mediante raffreddamento e depurazione dell'acqua già presente all'interno dei vessel delle tre unità. A meno di un anno dall'evento, i reattori delle tre unità hanno così raggiunto e sono costantemente mantenuti al di sotto dei 100 °C, condizione che ne determina il raggiungimento del *cold shutdown* (la dichiarazione formale del raggiungimento di tale stato è attesa entro il 20 dicembre 2011, a pochi giorni dall'emissione del presente rapporto). Anche gli elementi di combustibile contenuti nelle piscine di stoccaggio sono, alla data in cui si scrive il presente rapporto, stabilmente refrigerate in ciclo chiuso grazie al ripristino delle linee di raffreddamento e depurazione dell'acqua delle piscine.

In relazione agli eventi occorsi, e ai rilasci di radioattività che da questi sono seguiti, la classificazione secondo il rating INES (si veda l'Appendice H) degli incidenti alle unità 1, 2 e 3, è stata progressivamente aggiornata, passando da una valutazione iniziale INES 4 ("accident with local consequences") ad una valutazione INES 5 ("accident with wider consequences"). L'incidente occorso all'unità 4 è stato invece classificato inizialmente come INES 3 ("serious incident"), non avendo comportato danneggiamento del combustibile nucleare né rilasci significativi. A seguito di una valutazione del termine complessivo di rilascio dal sito (il cosiddetto *Termine Sorgente*) effettuata inizialmente dalla NISA (ed in seguito confermata da una serie coerente di valutazioni indipendenti) la classificazione INES dell'incidente è stata rivista, assegnando all'intero evento – e non più alle singole unità incidentate – un livello **INES 7** ("severe accident with global consequences").

In Tabella 4 si riporta una stima della percentuale di nocciolo che è incorso in condizioni di fusione all'interno del vessel dei tre reattori, così come valutata dai tecnici della TEPCO il 27 aprile in base ai livelli di radiazione nel contenimento primario (unità 2 e 3), o come risulta da simulazioni dell'incidente effettuate in seguito (unità 1).


**Tabella 4. Stima della frazione di nocciolo danneggiato nei reattori della centrale di Fukushima-Dai-ichi**

	Unità 1	Unità 2	Unità 3
Danneggiamento del nocciolo	90÷100%	30÷35%	30%

 <b>Ricerca Sistema Elettrico</b>	<b>Sigla di identificazione</b>	<b>Rev.</b>	<b>Distrib.</b>	<b>Pag.</b>	<b>di</b>
	PAR2010-ENEA-LD1-038	0	L	69	88

Sulla base dell'analisi delle sequenze incidentali descritte, seppure con le scarse informazioni disponibili, è possibile trarre alcune considerazioni preliminari in merito all'evento in sé ed alla gestione dell'emergenza:

- le strutture dei diversi reattori, progettate negli anni '60 e oggetto di adeguamenti successivi, hanno mostrato un'ottima capacità di resistere tanto alle azioni sismiche quanto a quelle dovute allo tsunami, entrambe ampiamente al di sopra dei valori di progetto;
- i sistemi attivi di sicurezza, concepiti senza applicare pienamente la filosofia di progettazione attuale – basata sui concetti di ridondanza e diversificazione – hanno presentato, a fronte di un evento esterno, una “common failure mode” (indisponibilità dei generatori diesel di emergenza) che li ha messi tutti fuori servizio;
- i pochi sistemi passivi, e la loro limitata capacità, hanno messo in evidenza il ruolo fondamentale del grace time d'impianto, anche solo per consentire una gestione più semplice ed efficace dell'emergenza;
- pur a fronte della peggiore evenienza possibile per questa tipologia di reattori (il blackout completo dell'impianto), e nonostante tutte le difficoltà ed i limitati strumenti rimasti a disposizione a causa delle condizioni in cui versava il sito stesso, la gestione dell'emergenza da parte dei tecnici della TEPCO è stata la più appropriata ed efficace possibile, perfettamente in linea con le procedure di gestione dell'incidente definite dalla NISA ed implementate da TEPCO.

 <b>Ricerca Sistema Elettrico</b>	<b>Sigla di identificazione</b>	<b>Rev.</b>	<b>Distrib.</b>	<b>Pag.</b>	<b>di</b>
	PAR2010-ENEA-LD1-038	0	L	70	88

## Fonti

- Bollettini JAIF, NISA, TEPCO, MEXT, MHLW, JNES, MOD.
- M. Lee, G.D. Lee. Quantification of severe accidents source terms of BWR 4 reactor with Mark I containment using source term code package. Nuclear Engineering and Design 138:313-337 (1992).
- D. L. Kelly. Overview of containment venting as an accident mitigation strategy in US light water reactors. Nuclear Engineering and Design 131:253-261 (1991).
- R.M. Harrington. Containment venting as a mitigation technique for BWR Mark I Plant ATWS. Nuclear Engineering and Design 108:55-69 (1988).
- Boiling Water Reactor (BWR) Systems. USNRC Reactor Concepts Manual, USNRC Technical Training Center.
- Japan Nuclear Energy Safety Organization (JNES). Outline of Safety Design, Case of BWR. Long-term Training Course on Safety Regulation and Safety Analysis / Inspection 2005, 7 September – 11 November 2005, Tokyo, Japan.
- C.R. Hyman. Contain calculations of debris conditions adjacent to the BWR Mark I drywell shell during the later phases of a severe accident. Nuclear Engineering and Design 121:379-393 (1990).
- D. H. Cook et al. Station Blackout at Browns Ferry Unit One – Accident Sequence Analysis. Vol. 1, NUREG/CR-2182, November 1981.
- R. P. Wichner et al. Station Blackout at Browns Ferry Unit One - Iodine and Noble Gas Distribution and Release. Vol. 2, NUREG/CR-2182, August 1982.
- S. R. Greene. Role of BWR secondary containments in severe accident mitigation: issues and insights from recent analyses. 4th Workshop on containment integrity, Arlington, VA, USA, 14 Jun 1988; Oak Ridge National Lab., TN (USA).
- GE. Boiling Water Reactor BWR/3 Technology – Technology Manual.
- GE. Boiling Water Reactor BWR/4 Technology – Technology Manual.
- D. D. Yue, W. A. Condon. Severe Accident Sequence Assessment of Hypothetical Complete Station Blackout at the Browns Ferry Nuclear Plant. 1981 International ANS/ENS Topical Meeting on Probabilistic Risk Assessment, September 20-24, Port Chester, N. Y., 1981.



## A. Lista degli acronimi

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (Reattore Avanzato ad Acqua Bollente)
AC	Alternating Current (Corrente Alternata)
ADS	Automatic Depressurization System (Sistema di Depressurizzazione Automatica)
AM	Accident Management (Gestione di un Incidente severo)
BWR	Boiling Water Reactor (Reattore ad Acqua Bollente)
CACS	Containment Air Cooling System (Sistema di Controllo dell'Atmosfera nel Contenimento primario)
CADS	Containment Air Dilution System (Sistema di Diluizione dell'Atmosfera del Contenimento primario)
CSBO	Complete Station Black Out (Black Out Completo dell'Impianto)
CSS	Core Spray System (Sistema di Spruzzamento del Nocciolo)
CST	Condensate Storage Tank (Serbatoio di Raccolta dei Condensati)
DBA	Design Basis Accident (Incidente di Riferimento per il Progetto di un impianto)
DBE	Design Basis Earthquake (Sisma di Riferimento nel Progetto di un impianto; uno degli eventi che concorrono alla definizione dell'incidente massimo di riferimento per il progetto di un impianto, DBA)
DC	Direct Current (Corrente Continua)
D/W	Drywell (Pozzo Secco del contenimento primario a tenuta, PCV)
ECCS	Emergency Core Cooling Systems (Sistemi di Sicurezza per il Raffreddamento del Nocciolo)
FA	Fuel Assembly (Elemento di Combustibile)
GCR	Gas Cooled Reactor (Reattore a Gas)
GE	General Electric
HEPA	High-Efficiency Particulate Air (filtro di Particolato per l'Aria ad Alta Efficienza)
HPCI	High Pressure Coolant Injection system (sistema di Iniezione di emergenza di Refrigerante ad Alta Pressione)
HPCS	High Pressure Core Spray (sistema di Spruzzamento ad Alta Pressione del Nocciolo)
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning (sistema di Ventilazione, Riscaldamento e Aria Condizionata dell'edificio reattore)
IC	Isolation Condenser (Condensatore per Isolamento)
ILRT	Integrated Leak Rate Test (Prova Integrale di Rateo di Rilascio)
JAEA	Japan Atomic Energy Agency
JAIF	Japan Atomic Industrial Forum
JNES	Japan Nuclear Energy Safety organization
JNFL	Japan Nuclear Fuel Limited
LOCA	Loss Of Coolant Accident (Incidente da Perdita di Refrigerante primario)
LOPCA	Loss Of Pool Coolant Accident (Incidente da Perdita di Refrigerante nella Piscina di stoccaggio del combustibile esausto)
LPCI	Low Pressure Coolant Injection system (sistema di Iniezione di emergenza di Refrigerante a Bassa Pressione)
LWR	Light Water Reactor (Reattore ad Acqua Leggera)
METI	Ministry of Economic, Trade and Industry
MOX	Mixed OXide fuel (combustibile a Ossidi Misti di Uranio e Plutonio)

NISA	Nuclear and Industrial Safety Agency
NSC	Nuclear Safety Commission
US-NRC	United States Nuclear Regulatory Commission
OBE	Operational Basis Earthquake (Sisma di Riferimento per l'Operatività dell'impianto)
PCV	Primary Containment Vessel (Contenimento Primario a tenuta)
PGA	Peak Ground Acceleration (Accelerazione di Picco al Suolo)
PSA	Probabilistic Safety Assessment (processo – su base Probabilistica – di Identificazione delle frequenze di accadimento di tutti i possibili eventi incidentali inerenti con la Sicurezza dell'impianto)
PSP	Pressure Suppression Pool (Piscina di Soppressione delle Sovrappressioni)
PSR	Periodic Safety Reviews (Revisitazioni Periodiche delle valutazioni di Sicurezza di un impianto)
PWR	Pressurized Water Reactor (Reattore ad Acqua Pressurizzata)
RB	Reactor Building (Edificio Reattore)
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling system (sistema di Raffreddamento del Nocciolo del Reattore per Isolamento)
RHR o RHRS	Residual Heat Removal (sistema per la Rimozione del Calore Residuo di decadimento)
RV o RPV	Reactor Pressure Vessel (Recipiente in Pressione del Reattore)
SCRAM	Safety Control Rod Axe Man (letteralmente: Uomo munito di Ascia addetto all'azionamento – attraverso il taglio della fune che la sorreggeva – della Barra di Controllo di Sicurezza del primo reattore nucleare della storia costruito dall'uomo – la Chicago Pile 1, CP1 – e progettato da Enrico Fermi; per estensione: azionamento di emergenza delle barre di controllo ad arrestare la reazione nucleare a catena)
SGTS	Standby Gas Treatment System (Sistema di Trattamento dei Gas)
SRV	Safety Relief Valves (Valvole di Sfiato di Sicurezza)
SSE	Safe Shutdown Earthquake (Terremoto di Spegnimento in Sicurezza)
TAF	Top of Active Fuel (Sommità della parte Attiva degli elementi di Combustibile)
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
UTFISSM	Unità Tecnica Metodi per la Sicurezza dei Reattori e del Ciclo del Combustibile dell'ENEA
W/W	Wetwell (Pozzo Umido del contenimento primario a tenuta, PCV, in cui è contenuta la Piscina di Soppressione delle Sovrappressioni, PSP)

## B. Station blackout

Si definisce "complete station blackout" (CSBO) la completa perdita di corrente alternata (AC) cioè dell'energia elettrica fondamentale per il funzionamento di tutti i sistemi attivi della centrale. Lo scenario del CSBO si manifesta con il trip della turbina, la quale fornisce energia elettrica all'impianto durante il normale funzionamento, la perdita delle linee elettriche esterne alla centrale, ed il fallimento dei generatori diesel ausiliari. Le immediate conseguenze di una perdita totale di energia elettrica (CSBO) in un impianto nucleare, non sono gravi se non accompagnate da un ulteriore incidente come ad esempio un LOCA. Se però questa situazione di CSBO perdurasse nel tempo, visto che la maggior parte dei sistemi di sicurezza richiesti per il raffreddamento dei reattori e per la rimozione del calore residuo dipendono dalla corrente alternata, l'esito dell'incidente potrebbe essere critico. La combinazione di nocciolo del reattore danneggiato e sovra pressurizzazione del contenimento primario può tradursi in un rilascio notevole di prodotti di fissione. Qualsiasi design basis accident (DBA) in combinazione ad una completa perdita di alimentazione elettrica accelera l'evoluzione incidentale.

Senza sistemi di sicurezza progettati per operare indipendentemente dall'alimentazione elettrica (AC), il solo modo per mitigare le conseguenze del CSBO è quello di adottare contromisure per ridurre al minimo la perdita di refrigerante e ripristinare al più presto l'alimentazione elettrica; questo garantisce la possibilità di rimuovere il calore di decadimento dal nocciolo e prevenire eventuali danni al combustibile. Il principale metodo disponibile per mitigare un CSBO sugli impianti nucleari attualmente operanti è quello di iniziare un raffreddamento controllato del reattore. Questa procedura è inclusa nelle linee guida per la gestione di situazioni di emergenza. Al fine di valutare l'impatto di un CSBO su impianti appartenenti alla filiera BWR è necessaria una distinzione funzionale in più classi:

1. quelli che utilizzano l'isolation condenser per rimuovere il calore di decadimento ma non hanno un sistema in grado di fornire un reintegro del refrigerante indipendente dalla disponibilità di una sorgente elettrica (BWR/2, BWR/3);
2. gli impianti che utilizzano il sistema Reactor Core Isolation Cooling (RCIC) ed anche un sistema di iniezione di refrigerante ad alta pressione (HPCI), o sistemi a spray ad alta pressione che iniettano direttamente nel nocciolo (HPCS) con generatore diesel dedicato, entrambi capaci di rimuovere il calore residuo generato e mantenere il giusto livello di acqua all'interno del vessel indipendentemente dalla disponibilità di sorgente elettrica (alcuni BWR/4 e BWR/5-6).

La filiera BWR che utilizza il sistema denominato Isolation Condenser ha caratteristiche funzionali simili a quelle di un PWR: durante un CSBO il sistema di rimozione del calore residuo è perso, ed il solo modo di integrare acqua nel vessel è attraverso il sistema di iniezione ad alta pressione (HPCI). L'IC è essenzialmente un sistema passivo, attivato attraverso l'apertura di una valvola, che asporta calore per convezione naturale dello stesso refrigerante. L'acqua nel lato mantello del condensatore è alimentata attraverso una moto-pompa diesel. Il rifornimento della riserva di acqua esistente nel condensatore di isolamento non è richiesta fino ad 1 o 2 ore dopo la sua attuazione. Quando il funzionamento dell'IC è stabilito, la necessità di mantenere l'operatività dei sistemi di sostegno, aria compressa e corrente continua, è minore per questo tipo di reattori rispetto ai PWR. Comunque questi sistemi potrebbero servire a stabilizzare eventuali transitori operativi. In questo tipo di BWR è anche possibile rimuovere il calore depressurizzando il sistema primario (ADS) e usando una connessione speciale con le pompe antincendio in

modo da fornire acqua di reintegro direttamente lato mantello condensatore. Questa soluzione però richiede un intervento complesso da parte degli operatori.

Alcuni reattori appartenenti alla filiera BWR/3 possono aver installato il sistema RCIC, che è in grado di reintegrare acqua all'interno del vessel indipendentemente dalla disponibilità di alimentazione AC. Una perdita di refrigerante dal vessel può limitare l'efficacia nel tempo dei sistemi IC o RCIC e se non ci sono altre possibilità di reintegrare l'acqua all'interno del reattore, il nocciolo potrebbe scoprirsi molto velocemente. Una valvola di sfiato bloccata in posizione aperta o il deterioramento della tenuta di una pompa di ricircolo sono potenziali punti di perdite di refrigerante.

I BWR, quando rimuovono il calore residuo attraverso il sistema ADS, scaricano il vapore nelle piscine di soppressione aprendo le valvole di sfiato connesse alla linee principali di vapore. In queste filiere di reattori il calore residuo non è scaricato all'ambiente esterno ma immagazzinato nella piscina di soppressione. L'intervallo di tempo nel quale si riesce a mantenere il nocciolo adeguatamente raffreddato e coperto dal refrigerante è determinato in gran parte dalla temperatura massima della piscina di soppressione, la quale potrà essere successivamente raffreddata dal sistema di rimozione del calore residuo una volta ristabilita la corrente elettrica. Elevate temperature nella piscina di soppressione (intorno ai 100 °C) possono dar origine a condensazioni instabili degli sfiati di vapore generando carichi di pressione che possono minare l'integrità della piscina stessa. Una temperatura della acqua della piscina di soppressione elevata potrebbe anche generare la cavitazione delle pompe dei sistemi RCIC e HPCI, essendo il wetwell il serbatoio del sistema una volta terminata la scorta contenuta nel Condensate Storage Tank (CST), rendendo in questo modo difficoltoso il raffreddamento dell'impianto anche una volta ristabilita la corrente elettrica.

Il sistema IC necessita di una attenzione minore da parte dell'operatore rispetto ai sistemi RCIC o HPCI: l'operatore dovrà fare attenzione che il sistema di depressurizzazione automatica non entri in funzione, e che il sistema di reintegro dell'acqua all'IC sia disponibile entro due ore dalla perdita della alimentazione elettrica. Nel caso dei BWR con sistemi HPCI e RCIC, l'operatore deve invece controllare sia la pressione del reattore sia il livello d'acqua. Questo potrebbe richiedere l'attuazione simultanea delle valvole di rilascio e del sistema di reintegro.

Tutti i reattori ad acqua leggera sono in grado di asportare il calore residuo di decadimento per un determinato periodo. Questo periodo dipende dalla capacità e dalla disponibilità dei sistemi di supporto quali i serbatoi di acqua, l'aria compressa e le batterie. Considerando anche la degradazione dei componenti come risultante delle condizioni ambientali, cioè operabilità ridotta dei sistemi di venting e trattamento dei gas di rilascio, il tempo di grazia potrebbe ulteriormente diminuire. In Tabella 5 sono mostrate le richieste di capacità elettrica per l'operazione dei principali sistemi di sicurezza di un BWR/3.

**Tabella 5. Richieste di capacità elettrica dei principali sistemi di sicurezza di un BWR/3**

Affected System		Major Components	Support Systems	Initiating Event Scenarios
Code	Name			
ADS	Reactor Vessel Pressure Control and Automatic Depressurization System	5 relief Valves (ADS) & 8 safety valves	IA/nitrogen, 125 V-DC	All except LLOCA
PCS	Power Conversion System	3 reactor feed pumps, 4 condensate pumps, 4 condensate booster pumps	4160 V-AC, 125 V-DC, TBCCW, IA <sup>(1)</sup>	TRAN, IORV, SLOCA, ATWS
RHR	Residual Heat Removal	2 Loops, each with 2 RHR pumps & 1 RHR HX, MOVs	4160 V-AC, 125 V-DC, 480V AC, RHRSW, Pump Room HVAC	All
SBCS	Standby Coolant Supply System	2 Valves	Non-emergency ESF AC Buses, SW	LLOCA, MLOCA
AC	AC Power (non-EDG)	4160V AC, 480V AC	125V DC	All
DC	DC Power	125V DC (2 batteries & 4 battery charger), 250V DC (2 batteries & 3 battery charger) (shared between two units)	480V AC	All
EDGs	Emergency Diesel Generators	1 dedicated EDG, 1 shared EDG, & 1 SBO DG	125 V-DC, DGCW, EDG HVAC	LOOP
RHRSW	RHR Service Water	2 Loops, 2 pump-motor set per loop	HVAC, 4160 V-AC, 480 V-AC, 125 V-DC	All

Affected System		Major Components	Support Systems	Initiating Event Scenarios
Code	Name			
DGCW	Diesel generator Cooling Water	Pumps	480 V-AC	LOOP
SW	Service water	5 pumps in Unit 1/2 Crib house; shared system supplying a common header	4160 V-AC, 125 V-DC, IA	LOSW
TBCCW	Turbine Building Closed Cooling Water System	2 pumps, 2 HXs, an expansion tank	SW, IA, 4160 V-AC	TRAN, TPCS, SLOCA, IORV, LOOP, ATWS <sup>1</sup>
HPCI	High Pressure Coolant Injection	1 TDP, MOV	125 V-DC, 250 V-DC, Room HVAC	All except LLOCA, LOSW
LPCS	Low Pressure Core Spray	2 Trains or Loops; 1 LPCS pump per train	4160 V-AC, 480 V-AC, 125 V-DC, SW, Pump Room HVAC	All except LOSW
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling	1 TDP, MOV	125 V-DC, Room HVAC	All except LLOCA, MLOCA, LOSW, ATWS
FPS	Fire Protection System	2 diesel fire pumps, MOV	120V AC, SW, 24V Nickel-cadmium batteries	LOSW, LOIA
CRD	Control Rod Drive Hydraulic System	2 MDP, MOV	Non-emergency ESF AC Buses, TBCCW	TRAN, TPCS, SLOCA, IORV, LOOP, ATWS
IA	Instrument Air	2 compressors for each unit plus a shared compressor supplying both units	SW, 480V AC	LOIA
SLC	Standby Liquid Control	2 MDP, 2 explosive valves	480 V-AC, 125 V-DC	ATWS
Room HVAC			DGCW	All
APCV	Augmented Primary Containment Vent	Valves, Dampers	Essential Service Bus, IA backed up by accumulators for each valve operator	All

Nelle condizioni di CSBO il sistema di supporto più importante è sicuramente il sistema di alimentazione a corrente continua fornita da batterie tampone. Esso assicura la possibilità di controllare l'evolvere della situazione alimentando la strumentazione, le valvole e ed altri sistemi di supporto. Il sistema di batterie però non è progettato considerando un CSBO ma per affrontare sequenze incidentali di progetto (DBA): in tali situazioni la durata delle batterie potrebbe essere ridotta. Comunque l'energia richiesta alle batterie per la rimozione del calore residuo durante un CSBO è minore di quella richiesta per affrontare determinati DBA. Dunque la maggior parte dei sistemi ausiliari (DC) operanti negli impianti nucleari sono in grado di intervenire con una capacità di risposta adeguata.

Nel caso di CSBO il sistema RHR deve essere sempre in grado di alimentare acqua sia nel vessel che nel contenitore primario anche quando la piscina di soppressione non è più disponibile come serbatoio a causa dell'elevata temperatura che genererebbe cavitazione delle pompe, bloccandole. Per garantire questa funzione l'RHR necessita quindi di serbatoi alternativi dove attingere acqua; questi possono essere ottenuti:

1. attraverso collegamenti con altri impianti vicini;

2. con sistemi esterni alla centrale (lagi, fiumi, mare);
3. tramite interconnessioni con sistemi interni alla centrale.

Uno dei sistemi collegati a serbatoi illimitati di acqua è il sistema antincendio, connesso anche al sistema RHR. Il sistema antincendio è in grado di portare acqua al sistema RHR e da qui utilizzare il sistema di tubi dell'RHR per far arrivare refrigerante all'interno del contenimento primario e del vessel. Nel caso di station blackout prolungato infatti il sistema antincendio – come da protocollo – deve essere utilizzato per raffreddare il reattore utilizzando le linee del sistema RHR, essendo le pompe che costituiscono il sistema alimentate da motori diesel dedicati, che non dipendono da alcun sistema di alimentazione elettrica e dunque non risentono della situazione incidentale.

Nel caso di Fukushima il serbatoio illimitato è stato il mare; in ogni caso il sistema poteva anche connettersi all'emergency heat sink system, una riserva di acqua trattata da 1900 m<sup>3</sup>. I piani di emergenza di questi reattori prevedono anche connessioni alla rete idrica municipale e in casi estremi al trasporto di acqua in impianto per mezzo di camion.

## C. Nascita, divulgazione ed introduzione del concetto di Accident Management

Nel 1987 (dunque in seguito a, e sulla scia dell'incidente di Chernobyl) la Nuclear Safety Commission (NSC) giapponese organizza una tavola rotonda per discutere

- la definizione di "incidente severo",
- le metodologie di Probabilistic Safety Assessment (PSA),
- la necessità di garantire il mantenimento delle funzioni del Primary Containment Vessel in caso di incidente severo.

A valle di tale tavola rotonda e raccogliendo le conclusioni emerse da quest'ultima, nel 1992 viene emesso il "Report on Study of Accident Management as a Measure against Severe Accidents – Focused on the PCV". Tra le principali considerazioni ivi riportate spicca la seguente:

*"Even if a severe accident or events that may lead to a severe accident occurred at a nuclear facility, appropriate accident management based on the PSA would reduce the possibility of it becoming a severe accident or mitigate the impact of a severe accident on the general public, further lowering the risk of exposure."*

Le conclusioni raccolte nel precedente report si traducono nella decisione "Accident management as a Measure against Severe Accident at Power Generating Light Water Reactors", stabilita lo stesso anno del report. Tale decisione stabilisce la possibilità per gli operatori di intraprendere – su base volontaria – azioni atte a prevenire la possibilità di incidente severo, e contromisure volte a mitigarne le conseguenze.

Ritenendo però l'arbitrarietà per gli operatori insufficiente a garantire l'elevazione degli standard di sicurezza degli impianti nucleari, nel 1993 la NSC elabora una politica comune di Periodic Safety Reviews (PSR) che prevede l'adozione dei PSA: tale politica comune viene quindi raccolta dall'allora Ministro del Commercio Internazionale e dell'Industria (oggi METI), che le conferisce forza di legge imponendo agli operatori l'implementazione delle PSR ed incaricando la NSC di verificare i risultati dei PSA contenuti in questi.

Tra le direttive contenute già nella decisione del 1992 compaiono anche specifiche indicazioni riguardanti le procedure di Accident Management (AM) da implementare sugli impianti ed includere nelle direttive di gestione degli stessi per fronteggiare l'evenienza di una completa perdita dell'alimentazione elettrica in corrente alternata (CSBO). Tali procedure prevedono:

- misure per l'asportazione del calore di decadimento dal nocciolo attraverso sistemi RCIC alimentati in corrente continua da apposite batterie dedicate;
- misure per il ripristino dell'alimentazione elettrica proveniente dall'esterno o dai generatori diesel di emergenza;
- misure per l'approvvigionamento sul sito di generatori diesel portatili o di ulteriori batterie;
- misure per la condivisione dell'alimentazione elettrica fornita dai generatori diesel di emergenza fra più unità presenti sullo stesso sito.

In caso di perdita di funzionalità del RHR, si raccomanda l'adozione di sistemi di depressurizzazione (venting) del PCV per preservare il contenimento a fronte di incrementi di pressione e temperatura al suo interno.

In caso di determinazione di un incidente severo, si individua nelle strategie alternative di iniezione di refrigerante nel PCV una efficace misura di AM per reattori BWR

- sia per la Fase I (prevenzione del danneggiamento del nocciolo), per sopprimere l'incremento di pressione e temperatura nell'atmosfera interna del contenimento,
- sia per la Fase II (dopo il danneggiamento del nocciolo) – in combinazione con le operazioni di venting –, per prevenire le reazioni fra il corium ed il calcestruzzo alla base del PCV, dunque l'aggressione del nocciolo fuso alla parete di acciaio dello stesso.

Venendo dunque al caso specifico della centrale di Fukushima-Dai-ichi, è utile ripercorrere i passi seguiti da TEPCO per l'adozione delle norme di AM sugli impianti che gestisce. Già nel 1994 TEPCO emette il "Report on Accident Management Examination", e si prepara a predisporre tanto procedure di AM, quanto azioni di formazione e training degli operatori volte all'implementazione dell'AM descritto in tale rapporto.

Conclusa la fase di valutazione delle più opportune strategie di prevenzione e gestione degli incidenti severi, nel 2002 TEPCO presenta al Ministro dell'Economia, del Commercio e dell'Industria il "Report on Preparation for Accident Management" in cui descrive lo stato della preparazione all'AM. Nello specifico, e con riferimento all'evoluzione dell'incidente descritto nel testo del presente rapporto, le procedure di AM predisposte da TEPCO sugli impianti di Fukushima riguardano:

- Iniezione alternativa di refrigerante nel vessel:
  - o TEPCO ha realizzato due nuove derivazioni, attraverso la linea dei condensate water makeup systems, prelevando acqua dai condensate storage tanks (CST); e attraverso le linee dei sistemi antincendio e dei condensate water makeup systems, prelevando acqua dai filtrate tanks.
  - o TEPCO ha definito opportune "procedures for coolant injection using these lines during accidents (severe accidents)".
  - o In aggiunta, sull'unità 3 TEPCO ha realizzato un sistema di commutazione per l'iniezione di acqua di mare nel vessel attraverso il RHRS, e definito le procedure corrispondenti per l'attuazione di questo. La medesima operazione non è stata condotta sulle unità 1 e 2, essendo queste sprovviste di linee di alimentazione di acqua di mare all'edificio reattore.
- Venting del PCV:
  - o Fra il 1999 ed il 2001 TEPCO ha realizzato nuove linee di venting dal W/W e dal D/W al camino, da utilizzare in caso di incidente severo. Queste linee sono state installate per consentire il bypass del SGTS, così da consentire il venting anche in caso di pressioni elevate all'interno del PCV. Tali linee sono anche fornite di dischi di rottura per prevenire eventuali malfunzionamenti in fase di attuazione.
  - o Le procedure definite in accordo con i nuovi sistemi di venting sono:
    - prima del danneggiamento del nocciolo, il venting deve essere eseguito qualora la pressione interna al PCV raggiunga il valore massimo assunto a progetto;
    - dopo il danneggiamento del nocciolo, il venting deve essere eseguito al raggiungimento di una pressione interna pari al doppio del valore massimo di progetto;
    - in ogni caso, ogniqualvolta il sistema RHR non possa essere ripristinato.

È preferibile operare il venting del PCV attraverso le linee in uscita dal W/W (cosiddetto "wet vent"), qualora il livello di acqua nella piscina di soppressione



non abbia superato la quota delle linee di venting; in caso contrario, deve essere eseguito il venting utilizzando le linee innestate sul D/W (cosiddetto “dry vent”). In caso di incidente severo, dopo il danneggiamento del nocciolo le operazioni di venting devono essere disposte dal capo del quartier generale delle operazioni di gestione dell'emergenza.

- Rimozione del calore dal PCV:
  - o Sistemi di iniezione alternativa di refrigerante nel PCV sono stati realizzati installando nuovi spray nel W/W e nel D/W, per ridurre la pressione e la temperatura nel caso di rilascio di energia per perdita di refrigerante primario.
  - o Le procedure per l'attuazione di suddetti sistemi stabiliscono i criteri per l'avvio e l'arresto dell'iniezione di refrigerante nel PCV, e per la selezione della linea di iniezione più appropriata.
- Condivisione della disponibilità di alimentazione elettrica in corrente alternata:
  - o Sono stati installati sistemi che consentono il mutuo scambio di alimentazione alternata tra unità adiacenti (unità 1 e 2, 3 e 4, 5 e 6).
  - o Tutte le procedure per l'attuazione di tali sistemi sono state definite in funzione delle specifiche linee su cui questi sono installati (linea da 6.9 kV piuttosto che da 480 V).
- Ripristino dei generatori diesel di emergenza:
  - o Specifiche procedure – finalizzate al ripristino del funzionamento dei generatori diesel di emergenza – sono state definite, prevedendo tutte le fasi di operazione, dall'identificazione della causa e della localizzazione del guasto alla riparazione del componente.

## D. Criteri di progettazione sismica degli impianti nucleari di Fukushima

La costruzione degli impianti in oggetto ebbe inizio nel 1965, quindi il progetto risale presumibilmente agli inizi degli anni '60. Dal punto di vista sismico l'impianto è stato progettato con riferimento ad un picco di accelerazione di 0.17 g, che corrisponde ad una accelerazione statica equivalente orizzontale pari a 0.408 g e ad una accelerazione statica verticale pari a 0.204 g.

Gli altri reattori della stessa filiera e dello stesso periodo sono stati progettati analogamente.

Non si hanno notizie di eventuali interventi strutturali a seguito dell'evoluzione delle conoscenze, della normativa e dei metodi di calcolo.

Si ricorda che per gli impianti "a rischio di incidente rilevante" si definiscono:

- Operational Basis Earthquake (OBE), ossia un sisma massimo di operatività in occasione del quale tali impianti devono poter rimanere funzionanti in condizioni di sicurezza;
- Safe Shutdown Earthquake (SSE), ossia il Terremoto di Spegnimento in Sicurezza, il massimo evento per il quale non devono verificarsi incidenti rilevanti, tali da pregiudicare lo spegnimento del reattore ed il successivo mantenimento dello stato di reattore spento in piena sicurezza. Difatti, lo spegnimento di un impianto nucleare è attuato, usualmente in modo automatico, per terremoti superiori all'OBE.

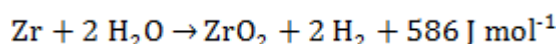
Attualmente per gli impianti nucleari giapponesi, è definito un solo terremoto di riferimento, corrispondente a quello di spegnimento in sicurezza (Ss), che viene avviato quando il valore dell'accelerazione alla base della struttura supera il valore di soglia. Questo viene fissato, in sede di progetto, a partire dalla magnitudo, correlata alla scala Shindo del Japan Meteorological Agency, che prevede valori di intensità da 0 a 7 al sito (con i livelli 5 e 6 divisi in due sottolivelli), a sua volta correlata ai valori di accelerazione al suolo.

La normativa aggiornata a maggio 2007 ha stabilito per l'Ss un valore della magnitudo pari a  $M = 6.7$ . Nel marzo 2008 TEPCO ha portato l'accelerazione di picco al suolo (Peak Ground Acceleration, PGA) per il sito di Fukushima a 600 gal (circa 0.6 g).

Vale la pena ricordare che nell'ottobre 2008 è stato accettato un  $PGA = 1000$  gal (circa 1.02 g), per i reattori ABWR del sito di Kashiwakazi-Kariwa soggetti al terremoto di magnitudo 6.6 del 16 luglio 2007.

## E. Produzione di Idrogeno

La produzione di Idrogeno negli impianti nucleari, a seguito di un evento incidentale, è dovuta alla mancanza di refrigerante all'interno del vessel. Il meccanismo principale per la produzione di H<sub>2</sub> negli impianti nucleari è dato dall'ossidazione dello Zirconio a contatto con il vapore acqueo, secondo la reazione



Nei reattori nucleari ad acqua leggera, lo Zirconio è presente in grandi quantità come elemento principale dello zircaloy (fino a 25 t in un reattore da 1000 MWe), una lega stabilizzata con Stagno, Ferro, Cromo e Nickel, utilizzata sia come materiale strutturale che come cladding per via della piccola sezione d'urto di assorbimento che favorisce l'economia neutronica, e delle sue buone proprietà meccaniche alle temperature di funzionamento del reattore. La composizione chimica dello zircaloy è mostrata in Tabella 6.

**Tabella 6. Composizione chimica dello zircaloy**

<b>Stagno</b>	1.2 ÷ 1.7%	1.2 ÷ 1.7%
<b>Ferro</b>	0.07 ÷ 0.2%	0.18 ÷ 0.24%
<b>Cromo</b>	0.05 ÷ 0.15%	0.07 ÷ 0.13%
<b>Nichel</b>	0.03 ÷ 0.08%	-----
<b>Totale Ferro+Cromo+Nichel</b>	0.18 ÷ 0.38%	0.28 ÷ 0.38%
<b>Zirconio</b>	97.92 ÷ 98.62%	98.02 ÷ 98.52%

Il meccanismo della reazione Zirconio-vapore acqueo segue la legge di Arrhenius al variare della temperatura, la resistenza controllante essendo la diffusività dell'Ossigeno nello Zirconio. Quando la temperatura approssima i 1580 °C o quando avviene la trasformazione di fase dell'ossido formato (da struttura tetragonale a cubica centrata) si osservano aumenti rilevanti della cinetica di reazione, e il calore generato dalla reazione esotermica (che può eccedere il calore di decadimento del fuel) porta ad un'ulteriore accelerazione della velocità di ossidazione e alla completa fusione della guaina, raggiungendo temperature fino a 2700 °C.

Diversi fattori influenzano la reazione, il principale dei quali – all'interno dell'ambiente vessel – è la quantità di vapore presente. Infatti, nel caso di un aumento della concentrazione di Idrogeno nella parte superiore del vessel, si avrà una diminuzione della quantità di vapore che riuscirà a lambire la superficie del cladding e quindi una diminuzione della cinetica di reazione nella parte alta del nocciolo ed una minor estensione della superficie di cladding esposta all'ambiente ossidante.

In tal senso, l'intervento dei sistemi di refrigerazione di emergenza del nocciolo (ECCS) contribuisce a modificare il regime di ossidazione dello Zircono. Da un lato, la depressurizzazione dovuta all'attuazione dell'ADS genera una diminuzione della temperatura di saturazione, con conseguente aumento dell'evaporazione (flashing) ed una maggiore esposizione delle barrette ad un ambiente più ricco di ossidante. Una depressurizzazione all'interno di un reattore potrebbe generare Idrogeno con un rateo di 0.03 kg s<sup>-1</sup>. Dall'altro, l'iniezione di acqua nel vessel riduce la generazione di vapore tanto

per l'aumento della pressione di vapore (dunque per il corrispondente aumento della temperatura di saturazione) dovuto alla riduzione del volume libero, quanto per la riduzione dell'entalpia media dell'acqua. L'iniezione di acqua dai sistemi di sicurezza potrebbe far diminuire l'entalpia del refrigerante ad una velocità di 14 kJ kg<sup>-1</sup> s<sup>-1</sup>.

La quantità totale di Idrogeno generato durante l'intera evoluzione di un incidente severo è pertanto molto difficile da determinare, la distribuzione delle temperature all'interno del core, la quantità di vapore che raggiunge la superficie delle guaine, l'azione o meno degli ECCS essendo tutti parametri da considerare per una reale valutazione della quantità di Zirconio ossidato. Durante l'incidente di Three Mile Island è stata stimata una produzione di Idrogeno pari a 460 kg, il che suggerisce che, nel caso di Fukushima – dove i noccioli sono stati scoperti per tempi più lunghi e soggetti a continue depressurizzazioni –, la produzione di Idrogeno nel vessel di ciascuna unità sia stata con ogni probabilità superiore.

## F. Valutazioni sulla possibilità di un evento di ricriticità

L'eventualità di una possibile ricriticità per l'inventario di fissile degli impianti di Fukushima-Dai-ichi è stata più volte paventata. Nonostante sia oltremodo difficile eseguire calcoli accurati di criticality safety in condizioni incidentali, e dunque impossibile rispondere quantitativamente alla domanda sulla possibilità o meno di una ricriticità, è tuttavia possibile fare considerazioni di carattere qualitativo. Occorre distinguere tra il caso del corium dei reattori ed il fuel nelle piscine di combustibile esausto.

Le porzioni di nocciolo fuso delle unità 1, 2 e 3 (probabilmente inferiori al 90) molto difficilmente possono dar luogo a ricriticità, poiché il quantitativo di fissile eventualmente depositatosi sul fondo del vessel è di gran lunga inferiore alla massa critica del materiale del combustibile usato. Va inoltre messo in evidenza che l'arricchimento del combustibile in U235 è molto al di sotto del valore necessario a garantire criticità per fissione veloce, e dunque si può escludere una qualunque ricriticità per una qualsivoglia configurazione geometrica di corium ammassato su se stesso senza acqua al proprio interno. Analizzando quindi le possibili configurazioni geometriche di corium in cui siano più o meno uniformemente distribuiti dei canali o delle zone di acqua con funzione di moderatore, si può inferire che la ridotta massa di fissile presente, unitamente agli inevitabili agglomerati di materiale strutturale – che è ottimo catturatore di neutroni termici – impediscano ricriticità per fissione termica. Si può inoltre assumere che le piastre inferiori dei noccioli delle unità 1, 2 e 3 siano completamente intatte poiché nessuno dei noccioli è mai stato interamente svuotato di acqua per tempi prolungati. Questo implica l'impossibilità di formazione di aggregati di corium con geometria ottimale per una ricriticità. Ulteriore considerazione contro la possibilità di ricriticità per fissione termica è quella per cui le pastiglie di biossido di Uranio, impattando per gravità sul pelo libero di acqua della zona non scoperta di nocciolo a seguito di degradazione del cladding di Zircaloy, e frammentandosi per l'elevato shock termico dovuto alle differenti temperature tra acqua e fuel, vadano a creare una distribuzione di acqua e fissile nel corium che risulta altamente omogenea ed uniforme, nel senso che la zona geometrico/materiale di moderazione neutronica risulta essere anche la zona di fissione. Questo comporta una fortissima riduzione della probabilità di fuga alle risonanze di U238 e dunque una forte riduzione del fattore di moltiplicazione neutronica con conseguente sottocriticità.

Analizzando ora il caso del combustibile delle piscine, va sin da subito fatto presente che tali strutture sono progettate proprio con lo scopo di impedire fisicamente e meccanicamente una qualunque combinazione geometrico-materiale in grado di dare criticità, anche qualora fosse globalmente stoccato in una di esse un quantitativo di combustibile maggiore di quello necessario alla criticità di un nocciolo stesso (come si è visto la piscina dell'unità 4 ospitava l'intero nocciolo del reattore). A titolo di esempio, alcune piscine di alcuni BWR possono arrivare ad ospitare sino a 4.33 noccioli. Gli assembly di barre di combustibile vengono stoccati all'interno di rastrelliere metalliche molto spesse aventi lo scopo di introdurre materiale assorbitore parassita per i neutroni, aumentare la distanza laterale tra gli assembly, impedire un avvicinamento accidentale tra gli assembly stessi, nonché fornire rigidità meccanica e strutturale all'insieme del combustibile stoccato. A seguito di una diminuzione del livello dell'acqua di raffreddamento nelle piscine (LOPCA, Loss of Pool Coolant Accident), la criticità delle piscine stesse non può che diminuire, venendo meno il materiale moderante; non è nemmeno possibile una fusione delle barrette di combustibile dato che il calore di decadimento residuo è in genere molto ridotto. È infine fuori discussione un danneggiamento strutturale delle piscine a seguito di sisma, tenuto conto anche degli

effetti di sloshing, tale da provocare un aumento della reattività delle stesse (cfr. Prassinis et al.).

Si può dunque concludere che eventi di ricriticità sono da considerarsi estremamente improbabili, se non addirittura impossibili per gli impianti di Fukushima Dai-ichi.

Per quanto riguarda infine i dati spesso addotti a conferma di eventi di ricriticità del combustibile presente nelle 4 unità incidentate, è necessaria una puntualizzazione, a cominciare dai 13 "fasci" di neutroni ( $0.01 \mu\text{Sv/h}$ ) misurati uno di seguito all'altro a 1.5 km di distanza da Fukushima-Dai-ichi il 23 Marzo (come riportato da bollettini TEPCO) e dall'attività di  $\text{Cl}38$  misurata attorno all'impianto. Poiché il  $\text{Cl}38$  ha un tempo di dimezzamento brevissimo (37.3 minuti), viene assunto che sia stato prodotto al momento dell'iniezione di acqua di mare negli impianti per cattura radiativa del cloro naturale presente nell'acqua salata, i neutroni essendo stati forniti dalle ricriticità degli impianti. Tuttavia questa interpretazione dei bollettini TEPCO è da ritenersi sbagliata. In primo luogo misurare un flusso neutronico ad 1.5 km di distanza dalla sorgente, anche assumendo assenza di assorbitori tra sorgente e detector (ipotesi assai irrealistica ed oltremodo cautelativa), è fisicamente impossibile: la sola attenuazione geometrica, in ipotesi di sorgente puntiforme, sarebbe pari a  $2.8 \cdot 10^{12}$  il che comporta che, per misurare un seppur debole segnale, la sorgente dovrebbe aver avuto un'intensità di almeno  $10^{14} \text{ n cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$  e ciò implicherebbe una ricriticità a potenza superiore al 100% di quella nominale dei reattori di Fukushima-Dai-ichi, fatto fisicamente impossibile. Secondariamente, nell'acqua di mare oltre al Cloro è presente anche Sodio ( $\text{NaCl}$ ) e questo, se fosse veramente stata disponibile una sorgente neutronica, si sarebbe attivato producendo  $\text{Na}24$  che ha modo di decadere e tempi di decadimento simili al  $\text{Cl}38$  (le sezioni d'urto di cattura di  $\text{Na}23$  e  $\text{Cl}37$  essendo simili); tuttavia il  $\text{Na}24$  non è mai stato misurato. Considerazioni simili potrebbero essere fatte ad esempio anche per altri isotopi del Potassio ecc. È dunque assai più verosimile che i 13 fasci di neutroni ed il  $\text{Cl}38$  siano semplicemente il frutto di errori di misura: tali misurazioni, ad onor del vero, sono state in seguito smentite da TEPCO.

Altra prova addotta per sostenere l'ipotesi di ricriticità del nocciolo dell'unità 1 è la rivelazione (notificata da misurazioni operate da TEPCO) di  $\text{Te}129$  nell'edificio turbina di tale unità: poiché il  $\text{Te}129$  ha un tempo di decadimento di circa 69 minuti, viene detto che tale elemento è prova di reazioni di fissione nell'impianto. Appare tuttavia più sensata l'ipotesi di generazione del  $\text{Te}129$  per decadimento di  $\text{Te}129^*$  (metastabile), che è prodotto in grandi quantità durante il normale funzionamento di un BWR e che decade con un tempo di dimezzamento di circa 34.1 giorni, cosicché la presenza di  $\text{Te}129$  sarebbe dovuta all'equilibrio secolare di questo nuclide con il suo progenitore.

## G. Roadmap per il ripristino dei sistemi incidentati

In risposta agli eventi occorsi presso la centrale di Fukushima-Dai-ichi, il 17 aprile TEPCO – in accordo con la NISA in rappresentanza delle Autorità giapponesi – ha stabilito un piano di intervento (“Roadmap towards restoration from the accident”) per il ripristino della situazione determinatasi presso il sito e nelle regioni circostanti, oggetto di ordini di evacuazione o di restrizione alla permanenza fuori casa.

Nel documento (la cui versione originale è consultabile online all’indirizzo <http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/11041707-e.html>) sono individuati i problemi (Issues) la cui soluzione consenta alla popolazione evacuata di tornare nelle proprie abitazioni. Le azioni necessarie al superamento di tali problemi sono altresì pianificate secondo una serie di obiettivi che definiscono le fasi (step, inizialmente due, poi integrati da un terzo insieme di obiettivi a medio termine) attraverso le quali si prevede di pervenire alla soluzione del problema. In Tabella 7 è riportato l’elenco dei problemi identificati nell’ultima versione della roadmap, ed i corrispondenti obiettivi relativi alle 3 fasi finora definite.

**Tabella 7. Problemi (issues) e relativi obiettivi identificati nella roadmap**

Issue		Step 1	Step 2	Medio termine
<b>I. Raffreddamento</b>	Reattore	Raffreddamento stabile	Cold shutdown	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permanenza in cold shutdown</li> <li>• Protezione delle strutture da corrosione salina</li> </ul>
	Piscina del combustibile esausto	Raffreddamento stabile	Raffreddamento più stabile	Rimozione del combustibile
<b>II. Mitigazione</b>	Acqua accumulata	Trasferimento ad un deposito sicuro	Riduzione dell’inventario di acqua contaminata	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installazione di facility robuste di trattamento dell’acqua</li> <li>• Trattamento continuo dell’acqua accumulata</li> <li>• Ricerca di trattamenti per i rifiuti fangosi</li> <li>• Mitigazione della contaminazione dell’oceano</li> </ul>
	Falde acquifere	Mitigazione della contaminazione dell’oceano	Mitigazione della contaminazione dell’oceano (continua)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mitigazione della contaminazione delle falde acquifere</li> <li>• Realizzazione di barriere impermeabili a protezione delle falde</li> </ul>
	Atmosfera / Suolo	Mitigazione della dispersione	Mitigazione della dispersione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispersione di inibitori</li> </ul>

		(continua)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rimozione e gestione dei detriti</li> <li>• Installazione di coperture per i reattori</li> <li>• Avvio dei lavori di installazione di un contenimento per i reattori</li> </ul>
<b>III. Monitoraggio / Decontaminazione</b>	Misurazione, Riduzione e Rilascio	Decontaminazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoraggio continuo dell'ambiente</li> <li>• Decontaminazione continua</li> </ul>
<b>IV. Contromisure contro scosse di assestamento, etc.</b>	Tsunami, rafforzamento strutturale, etc.	Mitigazione degli effetti di eventuali disastri naturali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosecuzione delle contromisure per</li> <li>• Operazioni di rafforzamento delle strutture di ciascuna unità</li> </ul>
<b>V. Miglioramento dell'ambiente</b>	Ambiente domestico / di lavoro	Miglioramento della bonifica ambientale	Miglioramento dell'ambiente domestico / di lavoro
	Controllo delle radiazioni, Cure mediche	Aumento delle cure mediche	Miglioramento del controllo delle radiazioni e del sistema di cure mediche
	Addestramento dello staff, Assegnazione del personale	Controllo completo della dose da radiazione	Implementazione di addestramenti sistematici dello staff

Le tempistiche previste per i primi due step sono, rispettivamente, 3 mesi a partire dalla pubblicazione della roadmap, e da 3 a 6 mesi dal completamento del primo step. Gli obiettivi indicati invece come a "medio termine" sono invece da intendersi su un arco temporale di circa 3 anni.

In Tabella 7 è riportato anche lo stato dei lavori al 17 agosto, quando è stato rilasciato da TEPCO l'ultimo aggiornamento della roadmap disponibile alla data dell'ultima revisione del presente rapporto. Le caselle in verde indicano obiettivi ultimati e raggiunti, mentre le caselle azzurre indicano obiettivi in corso di realizzazione. Come si evince, tutti gli obiettivi previsti per il primo step sono stati raggiunti con successo e nelle tempistiche previste (l'annuncio da parte di TEPCO del completamento delle azioni previste per tale fase è del 19 luglio, con circa un mese di anticipo rispetto al termine preventivato).



## H. La scala INES

La scala INES (International Nuclear and Radiological Event Scale) è uno strumento realizzato da un gruppo di esperti, chiamati a raccolta dalla IAEA e dalla NEA dell'OECD, per informare la comunità internazionale, in modo coerente e rapido, sulla gravità di eventi che interessino materiale radioattivo. Collocando gli eventi al livello giusto, la scala può fornire una chiara e coerente informazione, sia alla comunità scientifica, sia ai media, sia al pubblico. Per facilitare le comunicazioni internazionali degli eventi, la IAEA mantiene un network basato sul WEB che trasmette dettagli sull'evento quasi in tempo reale.

La scala INES, in funzione dal 1990, si applica a qualsiasi incidente associato al trasporto, stoccaggio ed uso di materiale radioattivo, a prescindere dal fatto che l'evento si verifichi in un impianto. Dalla data di entrata in vigore un gran numero di incidenti è stato classificato ed indicizzato con questo metodo, compresi gli incidenti in campo sanitario con coinvolgimento di esposizione alle radiazioni di personale. La corrente versione del manuale INES è stata adottata a partire dal 1 luglio 2008. Nel testo che presenta questa nuova edizione si conferma che INES sarà sempre più largamente usata dagli Stati Membri e diventerà l'unica scala di riferimento formalmente approvata e riconosciuta per l'indicizzazione degli eventi incidentali.

La scala INES classifica gli incidenti nucleari e radiologici considerando le tre seguenti aree di impatto:

- Popolazione ed ambiente, con cui si tiene conto delle dosi alle persone nelle vicinanze dell'incidente e del rilascio non pianificato di materiale radioattivo da un impianto.
- Barriere Radiologiche e Controlli, che copre eventi senza impatto diretto sulla popolazione o l'ambiente. Si applica soltanto agli impianti. Tale area copre elevati livelli di radiazioni e distribuzione di significative quantità di materiali radioattivi confinati dentro l'impianto.
- Difesa in Profondità, che copre eventi senza alcun impatto diretto sulla popolazione o l'ambiente, ma per i quali le misure messe in campo per prevenire incidenti non funzionano a dovere.

In funzione dei criteri precedentemente elencati, ad ogni incidente è assegnato un valore compreso tra 0 e 7 (Figura 61): gli eventi di livello più elevato (4 ÷ 7) si indicano col nome di "incidenti" (accidents); quelli di livello più basso (1 ÷ 3) si indicano col nome di "guasti" (incidents). Gli eventi che non coinvolgono la sicurezza sono classificati di livello 0 / sotto scala e si indicano col nome di "deviazioni".



**Figura 61. La scala INES.**

La classe degli “incidenti” comprende gli eventi che producono danni significativi a persone e cose. Al massimo livello di gravità (7) è stato posto l’incidente di Chernobyl, mentre al più basso (4) sono collocati incidenti rilevanti, ma che non provocano rilascio esterno. La classe dei “guasti” (1 ÷ 3) riguarda danni di poco conto a persone e cose. Dal terzo livello, dove non si hanno conseguenze per l’esterno, si giunge al primo, dove sono raccolte le varie anomalie di esercizio. Al livello zero trovano posto gli eventi che non influiscono in alcun modo sulla sicurezza dell’impianto. La differenza di gravità tra i livelli è logaritmica in base dieci, per cui – ad esempio – un evento 1000 volte più grave di un evento di livello 3 è classificato come di livello 6.