



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2025/2026

Sessione di Laurea Marzo 2026

**Integrazione tra un impianto nucleare di nuova
generazione e un sistema per la produzione di idrogeno:
definizione dei dispositivi di sicurezza e analisi di
sicurezza preliminare**

Relatore:

Prof.ssa Sandra Dulla

Correlatore:

Prof. Andrea Carpignano

Candidata:

Angela Della Sala

Abstract

La transizione verso la neutralità climatica richiede soluzioni capaci di decarbonizzare non solo il settore elettrico, ma anche i comparti industriali e dei trasporti difficilmente elettrificabili. In questo contesto, l'idrogeno è riconosciuto come vettore energetico strategico, a condizione che sia prodotto mediante fonti a basse emissioni. L'integrazione tra impianti nucleari avanzati e sistemi di elettrolisi ad alta temperatura rappresenta una soluzione promettente, in quanto consente di sfruttare congiuntamente energia elettrica e calore di origine nucleare per la produzione di idrogeno ad elevata efficienza, assicurando nel complesso prestazioni energetiche elevate e un ridotto contenuto di carbonio.

La presente tesi si inserisce nel progetto PRIN GREEN-ENERGY, finalizzato alla fattibilità della produzione di idrogeno da fonte nucleare, e contribuisce alle attività di sicurezza relative all'identificazione degli eventi iniziatori associati all'accoppiamento tra il reattore veloce raffreddato a piombo ALFRED e un impianto di produzione di idrogeno mediante l'elettrolisi ad alta temperatura (HTSE). L'obiettivo è individuare gli eventi iniziatori e le criticità di sicurezza introdotte dall'accoppiamento, analizzando il fallimento delle funzioni di trasmissione di energia tra i due sistemi.

Il riferimento impiantistico si basa sui modelli sviluppati dal Politecnico di Milano nell'ambito del progetto GREEN ENERGY. Considerata la fase preliminare di sviluppo e la presenza di lacune nella definizione di alcune sezioni impiantistiche, è stato necessario introdurre opportune ipotesi progettuali volte a completare la configurazione del sistema accoppiato e a definire una architettura minima di sicurezza. Tale assetto include un primo insieme di dispositivi e funzioni di sicurezza, assunti sulla base di normative e standard tecnici, al fine di consentire uno sviluppo realistico e coerente dell'analisi del sistema.

L'attività di analisi è condotta nel quadro metodologico dell'Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM), secondo un approccio funzionale coerente con il livello di maturità concettuale del sistema. Il sistema accoppiato è descritto mediante due strutture gerarchiche di scomposizione: la Plant Breakdown Structure (PBS) che definisce il perimetro fisico dell'impianto articolandolo in sistemi e componenti, e la Functional Breakdown Structure (FBS), che individua il dominio funzionale attraverso la scomposizione delle funzioni di processo e di sicurezza. L'integrazione delle due strutture consente l'allocazione delle funzioni ai componenti fornendo una base strutturata per la successiva applicazione della Functional Failure Modes and Effects Analysis (FFMEA), focalizzata

sulle funzioni di trasferimento dell'energia dall'impianto nucleare all'HTSE. La FFMEA consente di identificare i modi di guasto funzionali, le cause, le conseguenze sul sistema accoppiato e le relative funzioni di sicurezza coinvolte.

Il risultato finale dell'attività di sicurezza è l'identificazione degli eventi iniziatori rilevanti per l'accoppiamento tra i due sistemi e l'individuazione delle relative criticità impiantistiche. Tale attività si inserisce tuttavia in un quadro progettuale in evoluzione, il cui orizzonte temporale di consolidamento supera quello della presente tesi. In coerenza, i risultati conseguiti rappresentano quindi un contributo intermedio all'interno di un processo più ampio e progressivo di definizione e affinamento della configurazione di sicurezza del sistema integrato.

Abstract English Version

The transition toward climate neutrality requires solutions capable of decarbonizing not only the power sector, but also industrial and transport sectors that are difficult to electrify. In this context, hydrogen is recognized as a strategic energy carrier, provided that its production is based on low-carbon energy sources. The integration of advanced nuclear power plants with high-temperature steam electrolysis systems represents a promising solution, as it enables the combined use of nuclear-generated electricity and process heat for high-efficiency hydrogen production, thereby ensuring overall high energy performance and reduced carbon intensity.

This thesis is developed within the framework of the PRIN GREEN-ENERGY project, which investigates the feasibility of hydrogen production from nuclear energy. It contributes to the safety activities focused on the identification of initiating events associated with the coupling between the lead-cooled fast reactor ALFRED and a hydrogen production plant based on high-temperature steam electrolysis (HTSE). The objective of this work is to identify initiating events and safety-critical issues introduced by the coupling, through the analysis of the failure affecting the energy transfer functions between the two systems.

The reference plant configuration is based on models developed by Politecnico di Milano as part of the GREEN-ENERGY project. Given the preliminary stage of development and partial definition of certain plant sections, design assumptions were introduced to complete the configuration of the coupled system and to establish a baseline safety configuration. This framework incorporates an initial set of safety devices and safety functions, defined in accordance with applicable technical standards and regulatory requirements, thereby enabling a coherent and realistic development of the safety analysis.

The safety assessment is developed within the methodological framework of the Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM), adopting a functional approach aligned with the current maturity level of the system design. The coupled system is structured through two complementary hierarchical decomposition frameworks: the Plant Breakdown Structure (PBS), which establishes the physical scope of the plant by organizing it into systems, subsystems, and components, and the Functional Breakdown Structure (FBS), which defines the functional domain through the decomposition of process and safety functions.

The combined use of PBS and FBS enables the systematic allocation of functions to physical components, providing a foundation for the implementation of the Functional Failure Modes and

Effects Analysis (FFMEA). The FFMEA addresses the energy transfer functions between the nuclear plant and the HTSE system, identifying functional failure modes, analysing their causes and consequences for the coupled system, and associating the corresponding safety functions intended to prevent or mitigate accident progression.

The ultimate outcome of the safety activity is the identification of initiating events relevant to the coupling between the two systems and the identification of the associated plant-level criticalities. However, this activity is conducted within an evolving design framework whose development horizon extends beyond the timeframe of the present thesis. Accordingly, the represent ab intermediate contribution to a broader and progressive process of definition and refinement of the integrated system's safety configuration.

Sommario

Abstract.....	i
Abstract English Version.....	iii
1. Introduzione	1
1.1. Progetto PRIN GREEN-ENERGY	2
1.2. Scopo della tesi	5
1.3. Struttura della tesi.....	6
2. Contesto tecnico e stato dell'arte	8
2.1. Reattori nucleari di IV generazione.....	8
2.1.1. Tecnologie e stato dell'arte dei Gen IV a spettro termico	11
2.1.2. Tecnologie e stato dell'arte dei Gen IV a spettro veloce.....	12
2.1.3. Stato dell'arte del reattore ALFRED.....	13
2.2. Elettrolizzatori per la produzione di idrogeno	14
2.2.1. Proprietà, sicurezza e impiego dell'idrogeno	15
2.2.2. Tecnologie e stato dell'arte degli elettrolizzatori a bassa temperatura	16
2.2.3. Elettrolizzatori ad alta temperatura: celle ad ossidi solidi (SOEC).....	19
2.3. Accoppiamenti nucleare-idrogeno	21
3. Metodologia	24
3.1. Metodologia ISAM.....	25
3.1.1. Strumenti ISAM rilevanti nella fase preliminare	27
3.1.2. Objective Provision Tree	28
3.1.2.1. Relazione tra OPT e FFMEA.....	29
3.1.3. Uso della FFMEA nel contesto ISAM	29
3.2. Metodologia di analisi	31
3.2.1. Plant Breakdown Structure	32
3.2.2. Functional Breakdown Structure	33
3.2.3. Functional Failure Mode and Effects Analysis (FFMEA)	35
3.2.3.1. Identificazione dei Postulated Initiating Events (PIEs).....	36
4. Architettura del sistema accoppiato	39

4.1.	Reattore ALFRED.....	41
4.1.1.	Nocciolo.....	42
4.1.2.	Sistema di raffreddamento primario.....	43
4.1.2.1.	Uso del piombo come refrigerante primario del nocciolo.....	43
4.1.3.	Sistema di rimozione del calore di decadimento.....	44
4.2.	Ciclo Rankine.....	45
4.2.1.	Architettura dell'impianto a vapore.....	46
4.2.2.	Dispositivi di sicurezza del ciclo Rankine.....	50
4.2.2.1.	Dispositivi di sicurezza per il generatore di vapore.....	51
4.2.2.2.	Dispositivi di sicurezza delle turbine.....	53
4.2.2.3.	Dispositivi di sicurezza del risurriscaldatore.....	54
4.2.2.4.	Dispositivi di sicurezza del condensatore.....	55
4.2.2.5.	Dispositivi di sicurezza delle pompe.....	57
4.2.2.6.	Dispositivi di sicurezza dei preriscaldatori.....	57
4.2.2.7.	Dispositivi di sicurezza delle linee di vapore o acqua.....	57
4.3.	Circuito intermedio di scambio termico HTS.....	59
4.3.1.	Uso del Therminol 66.....	60
4.3.2.	Dispositivi di sicurezza del circuito HTS.....	61
4.3.2.1.	Dispositivi di sicurezza e logiche di controllo dell'interfaccia HTS-HTSE.....	63
4.3.2.2.	Dispositivi di sicurezza per linea di alimentazione dell'impianto HTSE e loop di controllo 65	
4.4.	Impianto di elettrolisi ad alta temperatura HTSE.....	67
4.4.1.	<i>Architettura di impianto HTSE</i>	68
4.4.1.1.	Linea di condizionamento e compressione dell'idrogeno.....	69
4.4.2.	<i>Dispositivi di sicurezza del circuito HTSE</i>	70
4.4.2.1.	Dispositivi di sicurezza dello stack SOEC.....	71
4.4.2.2.	Dispositivi di sicurezza sulla linea acqua/vapore.....	73
4.4.2.3.	Dispositivi di sicurezza per la sezione di purificazione e treno di compressione	

4.4.2.4.	Logiche di arresto dell'impianto HTSE: Emergency Shut-down System vs hot-standby	76
4.4.2.4.1.	Logica ESS	77
4.4.2.4.2.	Hot-standby	78
4.5.	Interfaccia elettrica NPP-HTSE-Rete	79
4.5.1.	<i>Architettura dell'interfaccia elettrica</i>	79
5.	Scomposizione fisica e funzionale del sistema accoppiato	82
5.1.	PBS applicata all'accoppiamento	82
5.1.1.	Macrosistemi inclusi e condizioni al contorno	84
5.2.	FBS applicata all'accoppiamento	85
5.2.1.	<i>Perimetro e struttura dell'analisi FBS</i>	86
5.2.2.	<i>FBS di processo</i>	88
5.2.3.	<i>FBS di sicurezza</i>	89
5.2.3.1.	Interazione tra dominio elettrico e termico e logica dei trigger di shutdown	91
5.2.3.1.1.	Limiti e assunzioni del modello funzionale	91
5.2.4.	<i>Allocazione delle funzioni</i>	92
6.	FFMEA applicata all'accoppiamento	94
6.1.	Struttura della FFMEA	94
6.2.	Deviazioni funzionali principali	98
6.2.1.	Deviazioni nella regolazione dello spillamento di vapore	99
6.2.2.	Deviazioni funzionali dei componenti di interfaccia termica	101
6.2.2.1.	Deviazioni funzionali nello scambiatore Rankine-HTS	102
6.2.2.2.	Deviazioni funzionali nello scambiatore HTS-HTSE	103
6.2.3.	Deviazioni nella funzione di condizionamento della condensa per il reintegro	107
6.2.4.	Deviazione nella funzione di circolazione del Therminol	109
7.	Risultati dell'analisi e discussione delle criticità	111
7.1.	Vulnerabilità ricorrenti e cause comuni di guasto	112
7.2.	Identificazione dei PIEs	114
7.2.1.	Perdita di contenimento di fluidi	115

7.2.2.	Perdita di separazione tra circuiti	116
7.2.3.	Perdita di circolazione nel circuito HTS.....	117
7.2.4.	Instabilità termo-idrauliche associate alla presenza di flusso bifase.....	118
7.3.	Contributo della FFMEA al rafforzamento dell'architettura di sicurezza	120
7.3.1.	Protezione degli scambiatori di interfaccia.....	122
7.3.2.	Migliorie nella gestione dell'inventario del circuito HTS.....	124
7.3.3.	Protezioni per instabilità termo-idrauliche	125
8.	Conclusioni	127
8.1.	Sintesi dei risultati.....	127
8.2.	Rilevanza per il progetto PRIN.....	129
8.3.	Valutazione critica dell'approccio metodologico e applicativo.....	131
8.4.	Sviluppi futuri	134
Fonti	136
Appendice	141
Appendice A.	Plant Breakdown Structure	141
Appendice B.	Functional Breakdown Structure di Processo	150
Appendice C.	Functional Breakdown Structure di Sicurezza	152
Appendice D.	Allocazione Funzioni-Componenti	154
Appendice E.	Functional Failure Modes and Effects Analysis.....	158
Appendice F.	Identificazione dei PIEs	186

1. Introduzione

La sostenibilità della produzione energetica rappresenta una delle principali sfide del contesto energetico attuale. L'obiettivo dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 richiede una profonda riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, non limitata al solo settore elettrico ma estesa all'intero sistema energetico, includendo i processi industriali, il settore dei trasporti e il riscaldamento residenziale. Tale scenario impone l'adozione di soluzioni tecnologiche in grado di fornire energia a basse emissioni [1, 2].

Oggi l'idrogeno è riconosciuto come un vettore energetico strategico per il percorso di decarbonizzazione [2, 3]. Esso può essere impiegato come materia prima, combustibile o mezzo di accumulo energetico, trovando applicazione in settori difficili da elettrificare direttamente. L'idrogeno può contribuire al bilanciamento delle fluttuazioni tipiche dei sistemi energetici con un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, consentendo l'accumulo dell'energia prodotta in eccesso nei periodi ad alta generazione e la sua riconversione nei momenti di maggiore domanda. Ulteriori applicazioni includono l'impiego nei veicoli di celle a combustibile e l'iniezione nelle reti gas, in miscela con il gas naturale, come misura per la riduzione delle emissioni [1, 3].

Il potenziale dell'idrogeno in termini di decarbonizzazione è tuttavia strettamente legato alle modalità di produzione. Attualmente, la quasi totalità dell'idrogeno è prodotta a partire da combustibili fossili, principalmente tramite steam reforming del gas naturale, con conseguenti emissioni di anidride carbonica e dipendenza dall'approvvigionamento delle risorse fossili [3]. Pertanto, emerge la necessità di un incremento della produzione di idrogeno da fonti a limitate emissioni climalteranti mediante processi elettrochimici e termochimici. In particolare, l'elettrolisi rappresenta una delle opzioni più promettenti, a condizione che sia alimentata da elettricità proveniente da fonti a basso contenuto di carbonio.

Accanto alle fonti rinnovabili, l'energia nucleare è riconosciuta come una delle opzioni in grado di fornire grandi quantità di energia a ridotto impatto climatico, garantendo al contempo continuità e affidabilità di esercizio. Numerosi studi evidenziano come, oltre alla produzione di elettricità, il nucleare possa contribuire alla decarbonizzazione anche in applicazioni non elettriche, tra cui la produzione di idrogeno. La possibilità di fornire calore di processo ad alta temperatura rende l'energia nucleare particolarmente adatta all'integrazione con processi di produzione di elettrolisi ad alta temperatura, caratterizzati da efficienza complessiva superiore, grazie alla riduzione del fabbisogno elettrico [4].

In un sistema energetico caratterizzato da una crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, l'integrazione tra produzione di idrogeno e impianti nucleari offre un potenziale significativo in termini di flessibilità operativa e stabilità della rete. La possibilità di modulare la destinazione dell'energia prodotta, indirizzandola verso la produzione di idrogeno in condizioni di bassa domanda elettrica, consente di valorizzare l'energia disponibile e di supportare l'equilibrio del sistema energetico [1].

L'accoppiamento tra impianti nucleari e sistemi di produzione di idrogeno rappresenta quindi una soluzione promettente per il raggiungimento di un sistema energetico decarbonizzato. Tuttavia, tale configurazione introduce delle complessità intrinseche legate all'integrazione di due sistemi tecnologicamente complessi, caratterizzati dalla presenza di fluidi e processi potenzialmente pericolosi. In questo contesto, la sicurezza assume un ruolo centrale non solo dal punto di vista tecnico e regolatorio, ma anche in relazione all'accettazione sociale di tali tecnologie, storicamente percepite come ad elevato rischio [4].

La coesistenza di questi due ambiti impiantistici impone un approccio progettuale che consideri gli aspetti di sicurezza integrandoli nel processo di definizione dell'architettura. I reattori di nuova generazione e gli approcci progettuali ad essi associati rispondono a queste esigenze introducendo un'impostazione orientata al principio di sicurezza integrata nel progetto.

Il progetto PRIN GREEN-ENERGY si inserisce in questo contesto con l'obiettivo di analizzare la produzione di idrogeno da fonte nucleare, ponendo attenzione alle criticità di integrazione e alle implicazioni progettuali. Data la natura innovativa dell'accoppiamento tra impianto nucleare e impianto di produzione di idrogeno, il progetto dedica particolare attenzione agli aspetti di sicurezza, intesi come strumento e supporto delle scelte progettuali [1]. Il presente lavoro di tesi è volto a contribuire alle attività di sicurezza del progetto, con riferimento alle fasi preliminari di progettazione e all'analisi delle criticità associate all'integrazione dei sistemi.

1.1. Progetto PRIN GREEN-ENERGY

Il progetto PRIN GREEN-ENERGY (HydroGen pRoduction from nuclEAR ENergy for European Net zEro emissions stRateGY), finanziato dal Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR), è finalizzato allo studio della fattibilità tecnica, economica e di sicurezza della produzione di idrogeno a partire da energia nucleare [1].

Il lavoro di ricerca risponde alla necessità di individuare soluzioni a basse emissioni di carbonio per la decarbonizzazione dei settori industriali e dei trasporti, nei quali l'idrogeno è riconosciuto come vettore energetico strategico, a condizione che sia prodotto da fonti a ridotto impatto ambientale.

L'attività di studio è incentrata sull'accoppiamento tra un impianto nucleare e un impianto di produzione di idrogeno mediante elettrolisi ad alta temperatura. In particolare, l'attenzione è rivolta alla tecnologia delle celle elettrolitiche ad ossido solido (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell), che consente di raggiungere elevate efficienze di conversione grazie allo sfruttamento congiunto di energia elettrica e calore di processo. Dal punto di vista nucleare il progetto considera come sistema di riferimento il reattore ALFRED (Advanced Lead Fast Reactor European Demonstrator), rappresentativo della tecnologia dei reattori veloci raffreddati a piombo (LFR, Lead-cooled Fast Reactor) di IV generazione, ritenute particolarmente idonea a fornire calore alle temperature richieste dal processo di elettrolisi. Parallelamente, il progetto valuta la possibilità di accoppiamento con reattori ad acqua leggera (LWR, Light Water Reactor), al fine di esplorare opzioni tecnologiche a più breve termine e diversi scenari di implementazione industriale.

Il progetto GREEN-ENERGY è sviluppato attraverso una collaborazione interdisciplinare tra quattro unità di ricerca: Politecnico di Milano (PoliMi), Università di Roma "La Sapienza" (UniRM), Politecnico di Torino (PoliTo) e Università degli Studi di Palermo (UniPa).

Le attività di progettazione e modellazione del sistema accoppiato sono svolte da PoliMI e da UniRM e prendono avvio con la definizione del plant layout dell'impianto di produzione di idrogeno e delle interfacce con l'impianto nucleare. A partire da tale configurazione preliminare, il Politecnico di Milano ha sviluppato e sta sviluppando modelli dinamici del sistema nucleare-idrogeno in ambiente Modelica, alcuni dei quali costituiscono il riferimento di base per la definizione dell'architettura impiantistica assunta nella presente tesi. Nell'ambito del progetto sono inoltre previste analisi delle prestazioni del sistema in scenari energetici a lungo termine, sviluppati dall'Università di Roma, con il fine di definire il contesto operativo di riferimento per la valutazione di fattibilità e di flessibilità del sistema nucleare-idrogeno. Tali analisi saranno condotte mediante l'utilizzo dei modelli dinamici sviluppati dal Politecnico di Milano, per valutare le capacità del sistema di modulare la produzione di idrogeno in funzione delle condizioni della rete elettrica [1].

Dal punto di vista temporale e metodologico, il progetto si colloca in una fase preliminare di progettazione nella quale il dettaglio dei singoli componenti e delle soluzioni impiantistiche è ancora in fase di sviluppo. In questo contesto, le attività di sicurezza assumono un ruolo centrale nel

supportare il processo di progettazione, fornendo indicazioni e vincoli da integrare nelle fasi successive di sviluppo del design.

In parallelo alle attività di design, il progetto prevede un insieme di analisi di sicurezza, affidate principalmente al PoliTo e ad UniPa, finalizzate a valutare le criticità introdotte dall'accoppiamento tra l'impianto nucleare e l'impianto di produzione di idrogeno [1]. Tali attività sono inquadrare nel riferimento metodologico dell'Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM) [5], adottato nel progetto per le valutazioni di sicurezza dei sistemi nucleari innovativi.

In questo contesto metodologico, l'identificazione degli eventi iniziatori è affrontata mediante una doppia analisi condotta in parallelo, basata su strumenti complementari di analisi di sicurezza funzionale. In particolare, l'Università degli Studi di Palermo applica il Master Logic Diagram (MLD), con approccio top-down, per individuare la gerarchia degli eventi iniziatori potenzialmente associati all'accoppiamento tra i due impianti, mentre il Politecnico di Torino applica la Functional Failure Modes and Effects Analysis (FFMEA), con approccio bottom-up, per analizzare le modalità di guasto funzionali dei sistemi e delle interfacce. L'integrazione dei due approcci consente di coprire un ampio spettro di possibili eventi iniziatori rilevanti per la sicurezza del sistema accoppiato [1].

A completamento delle attività di identificazione degli eventi iniziatori, il progetto prevede anche la valutazione di uno scenario incidentale rappresentativo, selezionato tra quelli individuati nelle fasi precedenti dell'analisi di sicurezza. Tale attività è svolta dall'Università di Roma con l'obiettivo di analizzare l'evoluzione temporale dello scenario e verificare che l'integrazione dell'impianto di produzione di idrogeno non comprometta le funzioni di sicurezza dell'impianto nucleare [1].

Le attività di progettazione e sicurezza confluiscono infine in una fase di valutazione critica e sintesi dei risultati, finalizzata a consolidare le evidenze emerse, individuare le principali criticità tecniche e di sicurezza e fornire indicazioni e raccomandazioni utili a orientare i futuri sviluppi progettuali [1].

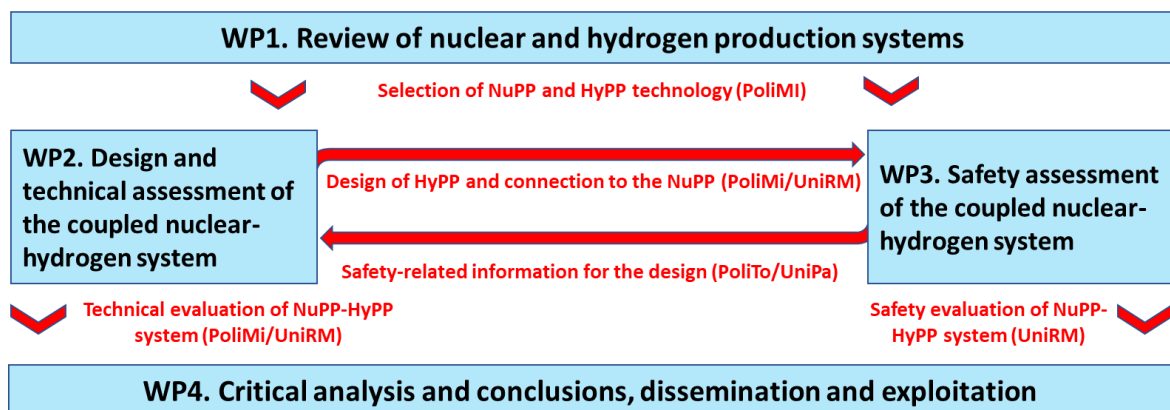


Figura 1: Schema di connessioni tra Work Packages [1]

1.2. Scopo della tesi

Il presente lavoro di tesi ha come obiettivo lo sviluppo di una analisi di sicurezza preliminare dell'accoppiamento tra il reattore ALFRED e un impianto di produzione di idrogeno mediante elettrolisi ad alta temperatura (HTSE). Il lavoro contribuisce alle attività di sicurezza del progetto PRIN GREEN-ENERGY e, in particolare, risponde all'obiettivo specifico S02.2, relativo all'identificazione degli eventi iniziatori associati all'interazione tra impianto nucleare e impianto di produzione di idrogeno [1].

L'analisi è condotta nell'ambito della metodologia ISAM: riferimento metodologico per sistemi nucleari innovativi che prevede l'integrazione delle valutazioni di sicurezza sin dalle prime fasi di progettazione, con l'obiettivo di orientare le scelte architetture e supportare l'introduzione di misure di protezione fin dalle prime fasi di design [5].

Coerentemente con il livello di maturità preliminare del progetto, il lavoro è impostato secondo un approccio funzionale volto ad identificare i pericoli e gli eventi iniziatori potenzialmente generati dal trasferimento di energia termica dall'impianto nucleare all'impianto HTSE. L'attenzione è pertanto rivolta alle funzioni svolte dai sistemi accoppiati e ai flussi energetici che li connettono.

Nell'ambito di questo studio è inoltre completata la configurazione architetture del sistema accoppiato, comprendendo un primo insieme di dispositivi di sicurezza per i principali sistemi di interesse per l'analisi: il ciclo Rankine, il circuito HTS e l'impianto HTSE. Tale configurazione rappresenta una base preliminare di sicurezza per lo sviluppo dell'analisi funzionale. In particolare, consente di valutare come le funzioni di sicurezza ipotizzate possano intervenire nel limitare gli effetti delle perdite di funzione di processo e di individuare eventuali criticità dell'impianto e dell'architettura di sicurezza che richiedono ulteriori sviluppi progettuali.

A partire da questa configurazione di base, il lavoro è finalizzato all'identificazione dei potenziali eventi iniziatori associati all'accoppiamento termico tra i due sistemi, mediante un'analisi funzionale delle possibili perdite di funzione nel trasferimento di energia tra impianto nucleare e impianto di elettrolisi. I singoli eventi iniziatori identificati vengono successivamente raggruppati in un insieme più sintetico di eventi iniziatori postulati (PIEs, Postulated Initiating Events), rappresentativi delle principali condizioni anomale che possono dare origine a sequenze incidentali rilevanti per la sicurezza nel sistema accoppiato.

Attraverso questa analisi preliminare, la tesi si propone di contribuire alla comprensione delle principali criticità di sicurezza associate all'integrazione tra impianto nucleare e sistema di

produzione di idrogeno. L'analisi è inoltre finalizzata all'individuazione delle sezioni di impianto più vulnerabili e alla formulazione di indicazioni utili per lo sviluppo dell'architettura di sicurezza del sistema nelle successive fasi di progettazione. In questo senso, il lavoro si inserisce nell'ambito del progetto GREEN-ENERGY come contributo all'evoluzione del design, orientando gli approfondimenti nelle fasi successive, al fine di supportare lo sviluppo di un'architettura di sicurezza intrinsecamente robusta del sistema accoppiato.

1.3. Struttura della tesi

Il presente elaborato è organizzato come segue:

- Il Capitolo 2 presenta il contesto tecnico e lo stato dell'arte relativo ai reattori di IV generazione, con particolare riferimento al progetto ALFRED, alle tecnologie di elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno, con focus sulle celle ad ossidi solidi, ed ai principali programmi di ricerca relativi alle configurazioni di accoppiamento tra impianti nucleari e sistemi di produzione.
- Il Capitolo 3 descrive la metodologia adottata per l'analisi di sicurezza del sistema accoppiato nelle fasi preliminari di progettazione, nell'ambito della Integrated Safety Assessment Methodology, introducendo gli strumenti utilizzati, ossia la Plant Breakdown Structure, la Functional Breakdown Structure e la Functional Failure Modes and Effects Analysis.
- Il Capitolo 4 illustra l'architettura del sistema accoppiato nucleare-idrogeno oggetto di studio, descrivendone i principali sottosistemi. Il capitolo include inoltre ipotesi progettuali per il completamento dell'impianto nelle parti ancora non definite e delinea una configurazione preliminare dei dispositivi di sicurezza.
- Il Capitolo 5 tratta l'applicazione dei metodi di scomposizione fisica e funzionale al sistema accoppiato, descrivendo i criteri adottati per definire i confini delle analisi, il livello di dettaglio delle strutture gerarchiche e le principali scelte metodologiche, fino all'allocazione delle funzioni ai componenti fisici.
- Il Capitolo 6 presenta l'applicazione della Functional Failure Modes and Effects Analysis alle funzioni di processo associate al trasferimento termico dell'accoppiamento, descrivendone la struttura tabellare e il processo applicativo, con l'identificazione dei principali modi di guasto funzionali, delle cause e delle conseguenze associate.

- Il Capitolo 7 discute i risultati dell'analisi, evidenziando le principali criticità del sistema, le vulnerabilità ricorrenti e gli eventi iniziatori postulati (PIEs), nonché le indicazioni per il rafforzamento dell'architettura di sicurezza.
- Il Capitolo 8 conclude la tesi, sintetizzando principali risultati dell'analisi in termini di sicurezza e propagazione delle deviazioni, discutendone il contributo al progetto PRIN GREEN-ENERGY; fornisce inoltre una valutazione critica dell'approccio metodologico adottato e delinea i possibili sviluppi futuri.

2. Contesto tecnico e stato dell'arte

2.1. Reattori nucleari di IV generazione

Lo sviluppo della tecnologia nucleare è comunemente suddiviso in diverse generazioni che riflettono l'evoluzione delle soluzioni tecnologiche e dei criteri di sicurezza adottati nel tempo [6].

I reattori di prima generazione comprendevano i primi prototipi realizzati tra gli anni Cinquanta e Settanta, seguiti da reattori di seconda generazione, costituiti principalmente da impianti commerciali ad acqua leggera (LWR, Light Water Reactor), diffusi su larga scala per la produzione di energia elettrica [6].

Successivamente sono stati sviluppati i reattori di terza generazione e terza generazione avanzata (Gen III e III+), che costituiscono un'evoluzione dei reattori ad acqua leggera, caratterizzati da miglioramenti nei sistemi di sicurezza e nell'affidabilità operativa, pur mantenendo la stessa configurazione tecnologica di base [6].

Gli LWR comprendono principalmente Boiling Water Reactors (BWR, Reattori ad acqua in ebollizione) e Pressurized Water Reactor (PWR; Reattori ad acqua pressurizzata), nei quali l'acqua viene sia utilizzata come refrigerante che come moderatore neutronico. Queste tecnologie rappresentano la quasi totalità dei reattori nucleari in esercizio a livello mondiale, grazie alla loro elevata maturità tecnologica e all'ampia esperienza accumulata nel loro utilizzo [7].

I reattori di quarta generazione rappresentano invece una evoluzione più radicale della tecnologia nucleare, progettata per soddisfare requisiti più stringenti in termini di sostenibilità, sicurezza e gestione del combustibile nucleare [6].

In un contesto energetico segnato dalla crescita della domanda mondiale di energia, dalla necessità di decarbonizzare il mix energetico e di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, lo sviluppo di nuove generazioni dei reattori è reso sempre più necessario. In questa prospettiva i reattori Gen IV non rappresentano soltanto un avanzamento tecnologico rispetto ai sistemi precedenti, ma una risposta alle nuove esigenze di sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e adattabilità a usi energetici diversificati [7].

Inoltre, si pone con un ruolo importante all'interno del quadro energetico previsto per il futuro, in cui le fonti primarie di energia saranno le rinnovabili, tuttavia queste sono caratterizzate da una significativa intermittenza nella produzione. Per questo si rende necessario lo sviluppo di tecnologie

basso emittenti caratterizzate da produzione energetica affidabile e continua, capace di coprire il carico di base load e alimentare sistemi di accumulo [7].

Lo sviluppo dei sistemi nucleari di quarta generazione è coordinato a livello internazionale dal Generation IV International Forum (GIF), istituito nel 2001 con l'obiettivo di promuovere la ricerca e lo sviluppo dei reattori avanzati, destinati ad entrare in servizio entro la prima metà del XXI secolo.

Il GIF ha identificato quattro aree prioritarie per lo sviluppo dei sistemi nucleari di quarta generazione che dovranno:

- favorire lo sviluppo di un'energia nucleare più sostenibile;
- migliorare la competitività economica rispetto alle altre tecnologie energetiche;
- migliorare sicurezza e affidabilità degli impianti;
- garantire maggiore resistenza alla proliferazione nucleare e una migliore protezione fisica dei materiali delle installazioni [7].

Gli impianti nucleari Gen IV sono quindi progettati per migliorare le prestazioni rispetto ai reattori attualmente in esercizio, con particolare attenzione alla riduzione dell'impatto ambientale, al miglioramento della sostenibilità del ciclo combustibile e alla riduzione della quantità e radiotossicità dei rifiuti radioattivi [6].

In questo contesto, la sostenibilità non è intesa soltanto come utilizzo efficiente delle risorse, ma anche come migliore gestione dei rifiuti. Tra i benefici attesi rientra infatti l'estensione della disponibilità di combustibile mediante riciclo del combustibile esaurito. Per questo motivo, lo sviluppo dei Gen IV è strettamente legato alla prospettiva del ciclo chiuso del combustibile, nel quale il combustibile irradiato viene riprocessato per recuperare materiali fissili riutilizzabili. Inoltre, alcune tecnologie di IV generazione consentono la trasmutazione degli attinidi a lunga vita, ovvero la trasformazione degli elementi radioattivi pesanti nel combustibile esaurito in isotopi meno problematici, contribuendo alla riduzione della radiotossicità dei rifiuti nucleari nel lungo termine [7].

Al fine di migliorare la competitività economica dei reattori avanzati, lo sviluppo progettuale richiede semplificazioni, incremento dell'efficienza, riduzione dei costi del ciclo di vita, costruzione mediante configurazioni modulari. Inoltre il GIF sottolinea che i futuri reattori dovranno essere in grado di produrre non solo elettricità ma anche di ulteriori vettori o servizi energetici, quali calore per uso industriale e teleriscaldamento, idrogeno, acqua dolce e altri prodotti energetici [7].

Un ulteriore obiettivo centrale riguarda il miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità. In questo ambito, i sistemi Gen IV puntano a un maggiore impiego di caratteristiche di sicurezza intrinseche, ovvero proprietà progettuali che permettono al reattore di mantenere condizioni di sicurezza grazie alle caratteristiche del sistema stesso [7].

Coerentemente con questo approccio, il GIF ha sviluppato la metodologia l'ISAM, che fornisce un quadro generale per la valutazione della sicurezza dei sistemi nucleari di nuova generazione, promuovendo un approccio iterativo di analisi e progettazione orientato al principio di safety by design, in cui gli aspetti di sicurezza vengono integrati fin dalle prime fasi dello sviluppo [5].

Negli ultimi anni, lo sviluppo dei sistemi nucleari avanzati è stato accompagnato da un crescente interesse verso gli Small Modular Reactors (SMR). Con questo termine si indicano i reattori caratterizzati da potenze elettriche generalmente inferiori a 300MWe e progettati secondo una configurazione modulare, che consente la fabbricazione di componenti in stabilimento e il successivo assemblaggio in sito. Gli SMR non costituiscono una tecnologia specifica, ma una configurazione progettuale che può essere applicata a diverse tipologie di reattori, incluse alcune di IV generazione. Molti dei concetti avanzati attualmente in sviluppo, tra cui reattori raffreddati a metallo liquido, gas o Sali fusi, sono infatti progettati in configurazione SMR [9].

Con il termine reattori nucleari di quarta generazione si intende dunque un insieme di nuove tipologie di reattori a fissione attualmente oggetto di intensa attività di ricerca e sviluppo. Tuttavia, sebbene queste tecnologie siano studiate da diversi decenni, esse non sono ancora state implementate a livello commerciale, in quanto sono necessari ulteriori studi e dimostrazioni tecnologiche per completarne la maturazione e consentirne l'applicazione industriale [10].

Nell'ambito del programma Gen IV sono state individuate sei principali tipologie di reattori candidate allo sviluppo tecnologico:

- Very High Temperature Reactor (VHTR, Reattore ad altissima temperatura);
- Sodium-cooled Fast Reactor (SFR, Reattore veloce raffreddati a sodio);
- Supercritical Water-cooled Reactor (SCWR, Reattore raffreddato ad acqua supercritica);
- Gas-cooled Fast Reactor (GFR, Reattore veloce raffreddato a gas);
- Lead-cooled Fast Reactor (LFR, Reattore veloce raffreddato a piombo);
- Molten Salt Reactor (MSR, Reattore a sali fusi) [7].

Questi sistemi si differenziano principalmente per tipo di refrigerante, per lo spettro neutronico e per le condizioni operative del reattore. Con il termine spettro neutronico si indica la distribuzione di

energia dei neutroni presenti nel nocciolo del reattore. In base a questa caratteristica è possibile distinguere tra reattori a spettro termico, nei quali i neutroni vengono rallentati da un moderatore fino a basse energie, e reattori a spettro veloce, nei quali neutroni mantengono elevata energia perché non vengono moderati [7, 10]. Questa distinzione influisce sulle protezioni del reattore e sul tipo di combustibile utilizzabile [10].

2.1.1. Tecnologie e stato dell'arte dei Gen IV a spettro termico

Tra i reattori a spettro neutronico termico rientra il VHTR, ovvero un reattore moderato a grafite, caratterizzato da temperature molto elevate del fluido refrigerante, l'elio, che possono raggiungere circa 1000°C. Grazie a queste condizioni operative, è particolarmente adatto non solo alla produzione di energia elettrica ad alta efficienza, ma anche fornitura di calore ad alta temperatura [6, 10].

Un esempio avanzato di questa tecnologia è il HTR-PM (High Temperature Gas-cooled Reactor Pebble-bed Module), sviluppato in Cina. L'impianto è costituito da due moduli collegati a una singola turbina, che producono circa 200MWe. È entrato in esercizio commerciale nel 2023 e rappresenta uno dei primi esempi operativi di Gen IV SMR attualmente operativi [11]. Nello stesso ambito rientra anche l'HTTR-30 giapponese, reattore sperimentale ad alta temperatura utilizzato come piattaforma di prova per lo sviluppo della tecnologia [12].

Un'altra tecnologia appartenente alla categoria dei reattori a spettro termico sono gli SCWR, che utilizzano acqua in condizioni supercritiche come refrigerante. Operando a pressioni e temperature superiori al punto critico dell'acqua, questo sistema consente di ottenere rendimenti superiori ai reattori convenzionali ad acqua leggera, grazie alla semplificazione del ciclo termodinamico e all'eliminazione del cambio di fase del fluido di lavoro [10].

Infine, ai reattori a spettro termico appartengono gli MSR, nei quali il combustibile nucleare è disciolto direttamente in un sale fuso che funge contemporaneamente da refrigerante e mezzo di trasporto del combustibile. Questa soluzione consente di operare ad altissime temperature e a pressioni relativamente basse, aumentando così il livello di sicurezza [10].

Dal punto di vista dello stato dell'arte, diversi progetti basati su questa tecnologia sono attualmente in sviluppo a livello internazionale. La maggior parte di essi si trova ancora in fase di progettazione o di licensing, come nel caso dell'Integral MSR (IMSR), del ThorCon, del Seaborg MSTW e del Stable Salt Reactor-Wasteburner. Un caso più avanzato è rappresentato dal reattore KP-FHR

sviluppato da Kairos Power (Hermes) negli Stati Uniti, attualmente in fase di costruzione come impianto dimostrativo destinato alla validazione della tecnologia [12].

2.1.2. Tecnologie e stato dell'arte dei Gen IV a spettro veloce

Tra i reattori a spettro neutronico veloce rientrano gli SFR, che utilizzano sodio liquido come refrigerante. L'impiego del sodio consente di operare a temperature elevate e pressioni relativamente basse, grazie all'elevata conducibilità termica del fluido e alla sua elevata temperatura di ebollizione. Inoltre la bassa sezione d'urto neutronica del sodio, ovvero probabilità di interazione con i neutroni, permette di mantenere lo spettro neutronico veloce, favorendo un elevato utilizzo del combustibile e la possibilità di operare in ciclo chiuso. Tuttavia, una delle principali criticità di questa tecnologia è rappresentata dalla reattività chimica del sodio con acqua e aria, che richiede l'adozione di sistemi di sicurezza e di circuiti intermedi di scambio termico per prevenire interazioni pericolose [12].

Dal punto di vista dello stato dell'arte, i reattori veloci raffreddati a sodio rappresentano una delle tecnologie più mature tra quelle di quarta generazione, essendo stati già sperimentati in diversi impianti dimostrativi. Tra i progetti più recenti in sviluppo rientra l'ARC-100, un reattore modulare da circa 100MWe, sviluppato da ARC Clean Technologies in Canada, attualmente in fase di pre-licensing e destinato alla produzione di energia elettrica e di calore di processo, con possibili applicazioni come la produzione di idrogeno e generazione di isotopi [12].

Un'altra tecnologia appartenente alla categoria dei reattori a spettro veloce è il GFR, che utilizza gas, generalmente elio, come refrigerante. Questa soluzione consente di raggiungere temperature di esercizio elevate mantenendo pressioni relativamente contenute e rendendo possibile l'integrazione con cicli termodinamici ad alta efficienza. Tra i progetti in sviluppo rientra il dimostratore ALLEGRO, sviluppato da un consorzio internazionale guidato dal centro di ricerca UJV Rez, concepito principalmente come impianto dimostrativo per la validazione della tecnologia GFR [12].

Infine, l'ultimo gruppo di reattori veloci di quarta generazione sono gli LFR, nei quali il refrigerante è costituito da piombo liquido o da una lega piombo-bismuto. Questo tipo di refrigerante presenta una temperatura di ebollizione molto elevata e consente quindi il funzionamento del reattore a pressioni relativamente basse. Inoltre, il piombo non reagisce con l'acqua, eliminando la necessità di circuiti intermedi. Tuttavia, una delle principali sfide nello sviluppo di questa tecnologia è rappresentata dalla corrosività del refrigerante liquido nei confronti dei materiali strutturali del nocciolo e del rivestimento del combustibile [12].

Sono in fase di sviluppo diversi progetti basati su questa tecnologia. Tra questi il BREST-OD-300, reattore dimostrativo da circa 300MWe attualmente in costruzione in Russia, progettato per operare in un ciclo chiuso del combustibile. Ulteriori progetti sono LFR-AS-220 e LFR-AS-30, sviluppati dall'azienda Newcleo e attualmente in fase di progettazione. In questo contesto tecnologico si inserisce anche il progetto ALFRED, sviluppato nell'ambito della collaborazione europea e progettato come reattore dimostrativo, destinato alla validazione tecnologica dei sistemi LFR [12].

2.1.3. Stato dell'arte del reattore ALFRED

Tra le tecnologie in via di sviluppo in ambito LFR un'attenzione particolare è dedicata al progetto ALFRED (Advanced Lead-cooled Fast Reactor European Demonstrator), in quanto questo rappresenta il sistema nucleare deputato alla produzione di energia elettrica e termica destinata all'alimentazione dell'impianto di produzione dell'idrogeno, oltre che per l'eventuale immissione dell'energia elettrica nella rete, nell'ambito del progetto GREEN-ENERGY.

Il progetto costituisce una delle principali iniziative europee per lo sviluppo dei reattori di quarta generazione, con l'obiettivo di realizzare un reattore dimostratore per le tecnologie SMR raffreddate a piombo. L'iniziativa nasce all'interno del programma europeo LEADER (Lead-cooled European Advanced Demonstrator Reactor); nel 2011, durante l'EUROTAN FP7, la Romania ha dichiarato la disponibilità ad ospitare la costruzione del reattore presso il centro di ricerca RATEN-ICN di Mioveni. Lo sviluppo del progetto è portato avanti dal consorzio FALCON (Fostering ALFRED Construction), costituito da Ansaldo Nucleare, ENEA e RATEN-ICN, con il supporto di numerosi centri di ricerca e aziende europee coinvolte nell'attività di progettazione, ricerca e sviluppo tecnologico [13].

Negli ultimi anni il progetto è stato oggetto di revisioni, finalizzate alla risoluzione di alcune criticità termoidrauliche. In particolare le attività di ricerca si sono concentrate sulla termoidraulica del circuito primario del reattore, del nocciolo e dei sistemi di sicurezza, affrontando fenomeni complessi tipici dei sistemi raffreddati a piombo, come la stratificazione termica e possibili fenomeni di solidificazione del refrigerante [14].

Per supportare la validazione tecnologica del reattore e il futuro processo di licensing, il progetto prevede la realizzazione di una serie di infrastrutture dedicate alla sperimentazione. Il consorzio FALCON ha individuato una serie di impianti destinati a supportare le attività di ricerca e qualificazione tecnologica, tra cui ATHENA, impianto per lo sviluppo della termoidraulica dei reattori LFR, ChemLab per l'analisi delle interazioni tra piombo e materiali strutturali, HELENA-2

per lo studio del comportamento degli assemblaggi di combustibile e ELF per l'analisi delle condizioni operative del sistema primario e della circolazione strutturale. A queste si affiancano le installazioni Meltin'Pot e Hands-ON dedicate rispettivamente allo studio dei fenomeni di incidente grave e alla manipolazione degli elementi di combustibile. Attualmente la costruzione ATHENA è già stata avviata, mentre l'intera infrastruttura sperimentale è ancora in fase di progettazione dettagliata, con l'approvvigionamento dei principali componenti già in corso [14].

Dal punto di vista progettuale, ALFRED è concepito come un reattore dimostrativo di competenza intermedia, con potenza elettrica lorda prevista di 125MW e un rendimento del ciclo Rankine superiore al 42%. Il progetto adotta inoltre una strategia di sviluppo progressiva, denominata staged approach, che prevede l'avvio del reattore in condizioni operative conservative, caratterizzate da bassa potenza e temperatura ridotta del refrigerante, per poi aumentare progressivamente le condizioni operative man mano che vengono validate le soluzioni tecnologiche e i materiali impiegati. Questo approccio consente di accumulare esperienza operativa, ridurre il rischio tecnologico e facilitare il processo di licensing [13].

Un approfondimento della configurazione impiantistica del reattore e dell'utilizzo del refrigerante a piombo liquido è riportato nel Capitolo 4.1.

2.2. Elettrolizzatori per la produzione di idrogeno

L'idrogeno è considerato uno dei principali vettori energetici per la transizione verso sistemi energetici a basse emissioni di carbonio, in quanto la sua conversione in energia produce esclusivamente acqua come sottoprodotto [15].

Nonostante ciò, la maggior parte della produzione globale dell'idrogeno è ancora basata su processi derivati da combustibili fossili, come il reforming del metano con vapore, che comportano emissioni significative di CO₂. (Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review)

Tra le diverse tecnologie di produzione dell'idrogeno, l'elettrolisi dell'acqua rappresenta una soluzione particolarmente promettente per ottenere idrogeno a basse emissioni, soprattutto quando l'energia elettrica utilizzata proviene da fonti rinnovabili o da impianti nucleari [15].

L'elettrolisi è un processo elettrochimico nel quale l'energia elettrica viene utilizzata per scindere la molecola d'acqua nei suoi componenti fondamentali, idrogeno e ossigeno. I sistemi che realizzano questo processo sono chiamati elettrolizzatori e sono costituiti da uno stack di celle elettrolitiche e da sistemi ausiliari che gestiscono i flussi di energia, acqua e gas prodotti [16].

Lo sviluppo delle tecnologie di elettrolisi sempre più efficienti è considerato fondamentale per la diffusione dell'idrogeno a basse emissioni [16].

2.2.1. Proprietà, sicurezza e impiego dell'idrogeno

L'idrogeno è l'elemento più leggero e abbondante dell'universo e rappresenta uno dei principali vettori energetici per la transizione verso sistemi energetici a basse emissioni di carbonio.

In condizioni ambiente (20°C e 1 atm). Si presenta come un gas incolore e inodore. La mancanza di odore rende difficile individuare eventuali perdite senza l'impiego di sistemi di rilevazione dedicati [17].

Le principali proprietà fisiche dell'idrogeno includono una temperatura di fusione a circa -259°C e una temperatura di ebollizione a circa -253°C, valori che evidenziano la sua elevata volatilità [17].

L'idrogeno è inoltre caratterizzato da bassa densità, elevata capacità energetica per unità di massa e buona possibilità di stoccaggio, caratteristiche che ne rendono particolarmente interessante l'impiego in diverse applicazioni energetiche e industriali [3].

Dal punto di vista della sicurezza, l'idrogeno è classificato come gas estremamente infiammabile e può formare con l'aria miscele infiammabili o esplosive in un ampio intervallo di concentrazioni. In particolare, il limite superiore di esplosività (LEL, Lower Explosive Limit) è pari a circa il 4% in volume, mentre il limite superiore (UEL, Upper Explosive Limit) è pari a circa il 77% in volume in aria [17].

Un ulteriore parametro rilevante nella valutazione del rischio di incendio è la temperatura di autoignizione, pari circa a 560°C, al di sopra della quale l'idrogeno può incendiarsi spontaneamente in presenza di aria anche in assenza di una sorgente di innesco esterna [17].

A causa della sua elevata infiammabilità e dell'ampio intervallo di esplosività la gestione dell'idrogeno richiede una particolare attenzione nella progettazione degli impianti, per cui è necessario adottare adeguate misure di sicurezza, come sistemi di ventilazione e prevenzione di sorgenti di innesco [17].

Nonostante tali criticità legate alla sicurezza, l'idrogeno presenta caratteristiche energetiche e chimiche che ne rendono particolarmente interessante l'impiego in numerosi settori industriali ed energetici: il suo utilizzo può contribuire al miglioramento dell'efficienza energetica e alla riduzione delle emissioni di gas serra.

Attualmente il suo utilizzo è diffuso in diversi ambiti industriali, tra cui la raffinazione del petrolio, il trattamento dei metalli, la produzione di fertilizzanti e diversi processi chimici. In particolare, nelle raffinerie l'idrogeno viene impiegato in processi di idrodesolforazione, che consentono la rimozione dello zolfo e di altre impurità dal combustibile, permettendo la produzione di carburanti più puliti [18].

Nel settore chimico l'idrogeno rappresenta inoltre una materia prima fondamentale per la produzione di ammoniaca tramite il processo di Haber-Bosh e per la sintesi di metanolo e altri composti chimici. In ambito industriale può essere utilizzato nei processi di produzione del ferro e dell'acciaio, dove viene impiegato per la riduzione dei minerali di ferro e nella produzione di materiali avanzati, contribuendo alla riduzione delle emissioni nei processi metallurgici [3].

Negli ultimi anni l'interesse verso l'idrogeno è cresciuto anche nel settore energetico e nei trasporti. L'idrogeno può infatti essere utilizzato nei veicoli a celle a combustibile, offrendo autonomie elevate e tempi di rifornimento ridotti rispetto ai sistemi basati esclusivamente su batterie. Questa tecnologia risulta particolarmente promettente per il trasporto pesante, ferroviario, marittimo e aeronautico, dove l'elevata densità energetica per unità di massa rappresenta un vantaggio significativo [18].

Nel settore civile l'idrogeno può contribuire alla decarbonizzazione dei sistemi di riscaldamento degli edifici attraverso diverse strategie, tra cui la miscelazione con il gas naturale nelle reti esistenti, la produzione di metano sintetico tramite metanazione o l'utilizzo diretto di idrogeno puro in future reti dedicate. Inoltre, l'impiego di celle a combustibile in micro-cogenerazione consente di produrre simultaneamente elettricità e calore negli edifici [3].

Infine l'idrogeno può svolgere un ruolo importante anche nello stoccaggio di energia su larga scala, ad esempio tramite l'accumulo in cavità saline o altri sistemi geologici, permettendo di immagazzinare energia rinnovabile in eccesso e di utilizzarla successivamente nei periodi di maggiore domanda [3].

2.2.2. Tecnologie e stato dell'arte degli elettrolizzatori a bassa temperatura

Le diverse tecnologie di elettrolisi si distinguono principalmente per tipo di elettrolita utilizzato e per le condizioni operative del sistema, in particolare per la temperatura di esercizio. In generale, gli elettrolizzatori possono essere classificati in due categorie:

- Elettrolizzatori a bassa temperatura (LTE, Low Temperature Electrolyzers);
- Elettrolizzatori ad alta temperatura: (HTE, High Temperature Electrolyzers) [16].

Le principali tecnologie bassa temperatura includono:

- Elettrolizzatori alcalini (AWE, Alkaline Water Electrolysis.);
- Elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (PEM; Proton Exchange Membrane);
- Elettrolizzatori a membrana a scambio anionico (AEM; Anion Exchange Membrane) [16].

Gli elettrolizzatori alcalini rappresentano la tecnologia più matura e diffusa per la produzione di idrogeno su larga scala. In questi sistemi viene utilizzato un elettrolita alcalino, generalmente una soluzione di idrossido di potassio (KOH), che consente il trasporto degli ioni tra gli elettrodi. Un separatore poroso, posto tra anodo e catodo, consente il passaggio degli ioni idrossido (OH^-), mantenendo separati i gas prodotti. Gli elettrolizzatori alcalini operano tipicamente a temperature comprese tra 65 e 100°C e presentano efficienze di conversione dell'ordine del 60-80%. Tra i principali vantaggi di questa tecnologia vi sono la semplicità costruttiva e l'utilizzo di materiali relativamente economici, mentre la principale criticità è determinata dai fenomeni di corrosione degli elettrodi, dovuti all'ambiente alcalino [15].

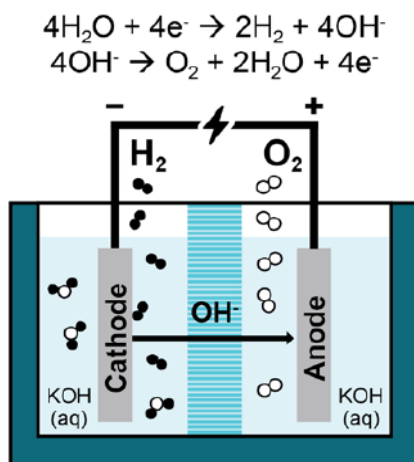


Figura 2: Schema di un elettrolizzatore alcalino [16]

Un'altra tecnologia ampiamente sviluppata è rappresentata dagli elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (PEM). In questo caso l'elettrolita è costituito da una membrana polimerica solida che consente il trasporto degli ioni idrogeno (H^+) tra gli elettrodi. I sistemi PEM operano generalmente a temperature comprese tra 70 e 90°C e sono in grado di produrre idrogeno ad elevata purezza. Grazie alla presenza della membrana solida, gli elettrolizzatori PEM presentano cinetiche di reazioni più rapide rispetto ai sistemi alcalini e possono operare con maggiore flessibilità operativa. Tuttavia, l'utilizzo di catalizzatori a base di metalli nobili, come platino e iridio, rappresenta uno dei fattori principali che ne limita la diffusione su larga scala [15].

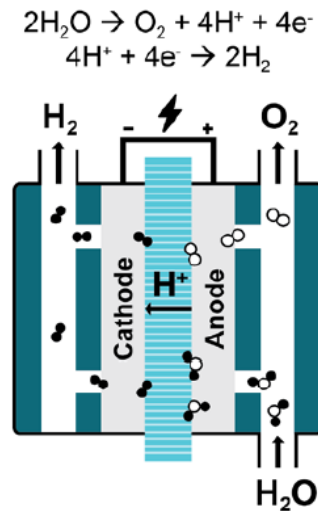


Figura 3: Schema di un elettrolizzatore a membrana a scambio protonico [16]

Un'ulteriore tecnologia emergente a bassa temperatura è rappresentata dagli elettrolizzatori a scambio anionico (AEM), che mirano a combinare alcuni dei vantaggi delle tecnologie alcaline e PEM: l'impiego di catalizzatori non nobili per il trasporto degli ioni idrossido, tipico dei sistemi alcalini, e la presenza di una membrana solida compatta, analoga a quella dei sistemi PEM. [15, 16]

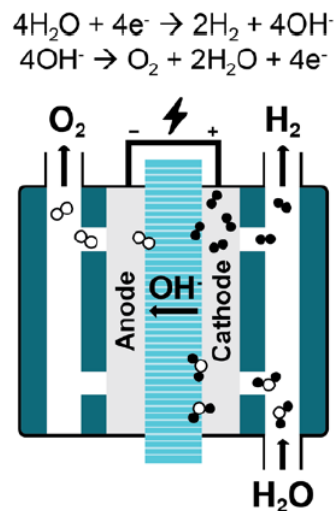


Figura 4: Schema di un elettrolizzatore a scambio anionico [16]

Dal punto di vista dello stato dell'arte, gli elettrolizzatori alcalini e PEM rappresentano le tecnologie più mature e già disponibili su scala commerciale, mentre le tecnologie AEM si trovano ancora principalmente in fase di ricerca e sviluppo e richiedono ulteriori miglioramenti per una diffusione su larga scala [15].

2.2.3. Elettrolizzatori ad alta temperatura: celle ad ossidi solidi (SOEC)

Una tecnologia alternativa agli elettrolizzatori a bassa temperatura è rappresentata dagli elettrolizzatori ad alta temperatura, nei quali il processo di scissione dell'acqua avviene sotto forma di vapore anziché di acqua liquida [19]. Questa tecnologia, realizzata mediante celle elettrolitiche ad ossidi solidi (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cells), riveste un interesse specifico nel presente studio, poiché rappresenta la soluzione adottata nell'impianto di produzione di idrogeno analizzato nei capitoli successivi.

A differenza degli elettrolizzatori convenzionali, il processo avviene a temperature elevate, generalmente comprese tra 700°C e 900°C, utilizzando vapore acqueo come reagente. L'aumento della temperatura riduce l'energia elettrica necessaria per la dissociazione della molecola d'acqua, poiché una parte dell'energia richiesta può essere fornita sotto forma di calore, migliorando l'efficienza complessiva della complessiva del processo [19].

Dal punto di vista costruttivo, una cella SOEC è costituita da tre strati principali: un elettrolita ceramico solido denso posto tra due elettrodi porosi, il catodo (elettrodo dell'idrogeno) e l'anodo (elettrodo dell'ossigeno). L'elettrolita consente il trasporto degli ioni ossido O^{2-} attraverso la cella: al catodo il vapore acqueo viene ridotto producendo idrogeno e ioni ossido, mentre all'anodo questi ultimi rilasciano elettroni formando ossigeno molecolare [19].

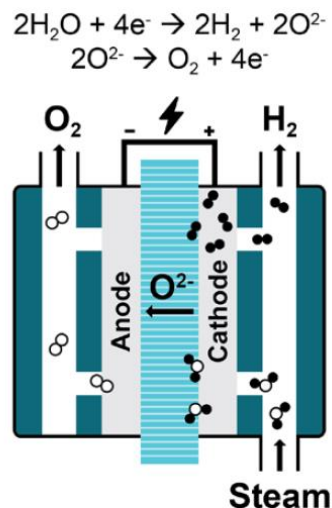


Figura 5: Schema di un elettrolizzatore ad ossidi solidi [16]

Le celle sono generalmente realizzate con materiali ceramici adatti ad operare ad alta temperatura. L'elettrolita è spesso costituito da zirconia stabilizzata con ittria (YSZ), mentre l'elettrodo dell'idrogeno è tipicamente formato da cermet Ni-YSZ (nichel / zirconia stabilizzata con ittria),

caratterizzato da buone proprietà catalitiche ed elevata conducibilità elettronica. L'elettrodo dell'ossigeno è invece realizzato con materiali ceramici conduttori elettronici o misti, spesso appartenenti alla famiglia delle perovskiti [19].

Analogamente agli altri elettrolizzatori, anche nelle SOEC le singole celle sono assemblate in stack costituiti da più unità elementari collegate da interconnessioni, che permettono il passaggio della corrente e la distribuzione dei gas reagenti e prodotti tra le celle. All'interno dello stack sono inoltre presenti sistemi di tenuta che garantiscono la separazione dei flussi gassosi tra i compartimenti anodico e catodico [19].

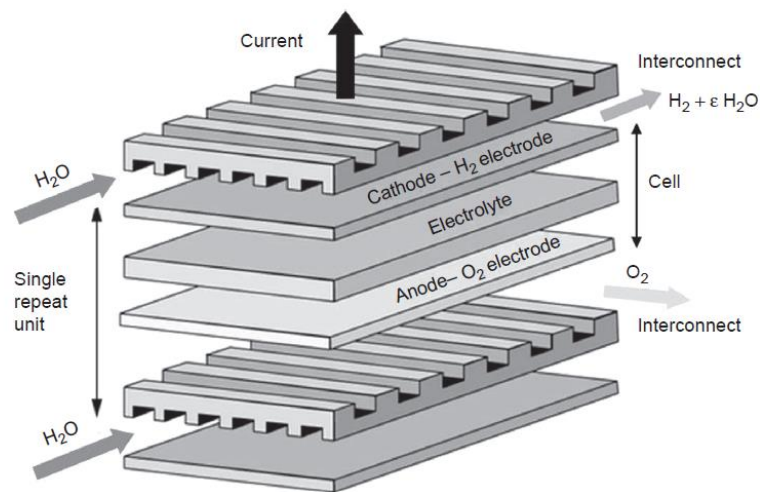


Figura 6: Schema di uno stack SOEC [19]

Uno dei principali vantaggi della tecnologia SOEC è rappresentato dalla maggiore efficienza energetica rispetto agli elettrolizzatori a bassa temperatura. Inoltre, poiché parte dell'energia richiesta dal processo può essere fornita sotto forma di calore anziché di energia elettrica, questa tecnologia risulta particolarmente interessante per l'integrazione con sistemi energetici in grado di fornire calore ad alta temperatura, come impianti industriali o reattori nucleari.

Dal punto di vista dello stato dell'arte, la tecnologia SOEC presenta attualmente un livello di maturità inferiore rispetto agli elettrolizzatori alcalini e PEM, che sono già ampiamente diffusi su scala commerciale. Tuttavia, negli ultimi anni sono stati sviluppati diversi prototipi e impianti dimostrativi su scala megawatt, e la tecnologia beneficia dei progressi ottenuti nel campo delle celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC), con cui condivide numerosi materiali e soluzioni costruttive [16].

Finora la descrizione ha riguardato principalmente le O-SOEC (Oxide-ion conducting SOEC), nelle quali il trasporto ionico attraverso l'elettrolita avviene tramite ioni ossido. Un'alternativa in fase di sviluppo è costituita dalle P-SOEC (Proton conducting SOEC), che utilizzano elettroliti ceramici

conduttori protonici e operano a temperature più basse, generalmente comprese tra 450°C e 650°C. Sebbene questa configurazione presenti vantaggi in termini di riduzione dei costi dei materiali e durabilità dei componenti, il suo livello di maturità tecnologica è attualmente inferiore rispetto alle O-SOEC [16].

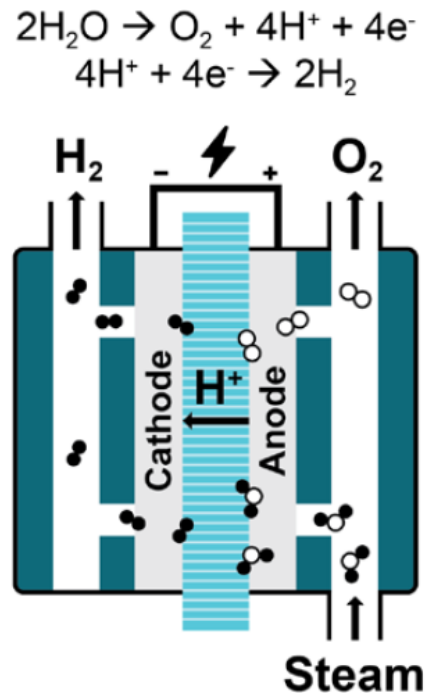


Figura 7: Schema di un elettrolizzatore P-SOEC [16]

2.3. Accoppiamenti nucleare-idrogeno

L'interesse verso la produzione di idrogeno mediante energia nucleare si inserisce nel contesto della transizione verso sistemi energetici a minori emissioni di carbonio. In questo scenario, l'energia nucleare si presenta come un'opzione particolarmente interessante per la produzione centralizzata di idrogeno su larga scala, in quanto consente di fornire energia in modo continuo e affidabile, con basse emissioni atmosferiche [4].

Con il termine accoppiamento nucleare-idrogeno si intende l'integrazione di un impianto nucleare e un sistema di produzione di idrogeno nel quale il reattore fornisce l'energia necessaria al processo sotto forma di elettricità, di calore oppure di entrambe. L'idrogeno prodotto può essere destinato ad usi industriali energetici o di accumulo. In questo senso, l'accoppiamento consente di estendere l'impiego dell'energia nucleare oltre il solo settore elettrico, penetrando anche il mercato del calore di processo e dei combustibili [4].

Un aspetto particolarmente rilevante è che i diversi processi di produzione di idrogeno richiedono diversi livelli di temperatura e forme di energia. Nel breve termine, una delle opzioni più accessibili è rappresentata dall'elettrolisi convenzionale a bassa temperatura, alimentata da elettricità prodotta da impianti nucleari esistenti. Tuttavia, questa soluzione presenta efficienze complessive limitate. Per questo motivo, le maggiori prospettive di sviluppo sono associate all'impiego di reattori ad alta temperatura, in grado di fornire non soltanto elettricità, ma anche calore di processo, utile sia per l'elettrolisi ad alta temperatura del vapore sia per i cicli termochimici di scissione dell'acqua [4].

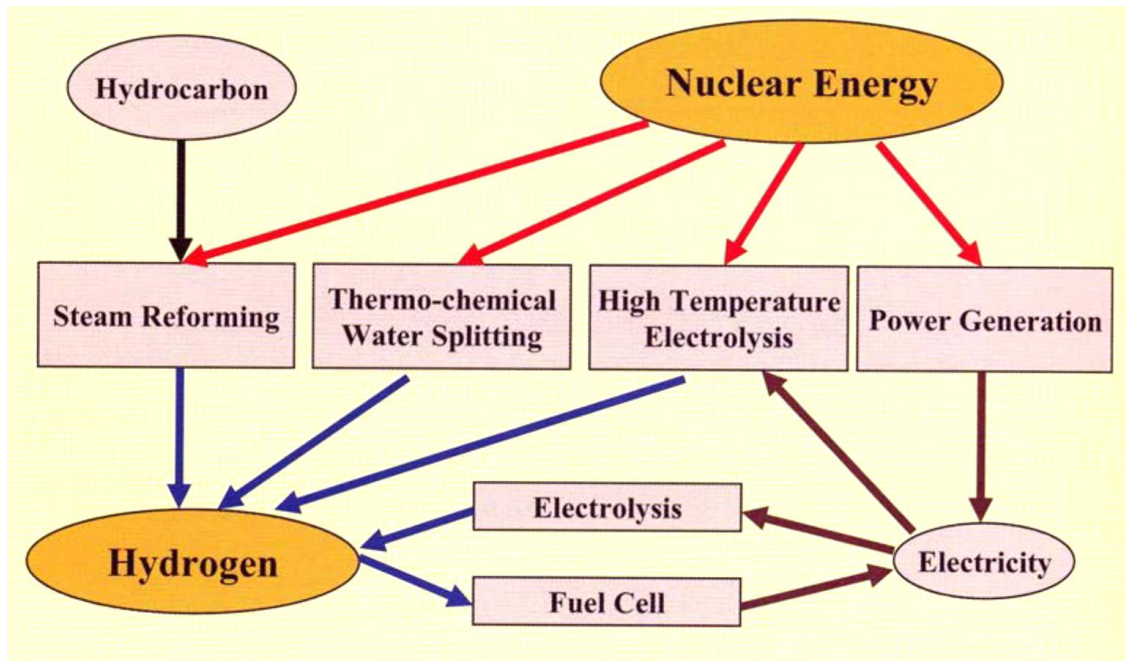


Figura 8: Schema delle possibili integrazioni di produzione dell'idrogeno con l'energia nucleare [4]

A livello internazionale, numerosi paesi hanno avviato programmi di ricerca dedicati alla produzione di idrogeno mediante energia nucleare. Tali attività sono rivolte sia allo sviluppo delle tecnologie nucleari più adatte a fornire calore di processo, sia alla selezione e dimostrazione dei processi di produzione dell'idrogeno più efficienti [4].

In Canada, ad esempio, sono stati studiati sistemi basati su reattori CANDU avanzati e su elettrolisi ad alta temperatura per applicazioni industriali, in particolare nel settore delle sabbie bituminose, dove la sostituzione del gas naturale con energia nucleare per produrre elettricità, vapore e idrogeno è stata giudicata competitiva in specifici scenari [4].

In Cina, le attività di ricerca sulla produzione nucleare di idrogeno sono state sviluppate nell'ambito del programma sui reattori ad alta temperatura, con riferimento ai progetti HTR-10 e HTR-PM. A partire dal 2005 sono stati selezionati come processi di riferimento sia il ciclo termochimico zolfo-iodio sia l'elettrolisi ad alta temperatura del vapore [4].

Anche l'Unione Europea ha dedicato attenzione al tema nell'ambito dei programmi sui reattori avanzati e sulle tecnologie dell'idrogeno. In particolare, il progetto RAPHAEL (Reactor for Process Heat, Hydrogen and Electricity Generation) ha studiato il potenziale dei reattori ad altissima temperatura per la cogenerazione di elettricità, calore e idrogeno. Parallelamente, progetti europei HiH2 e HYTHEC hanno affrontato rispettivamente l'elettrolisi ad alta temperatura e i cicli termochimici, evidenziando la possibilità di integrazione con sorgenti nucleari di calore [4].

Negli Stati Uniti, il Department of Energy ha promosso programmi specifici come il Nuclear Hydrogen Initiative (NHI) e il progetto Next Generation Nuclear Plant (NGNP), con l'obiettivo di dimostrare la fattibilità della produzione di idrogeno su scala industriale mediante reattori di IV generazione. In tali programmi sono state analizzate diverse opzioni tecnologiche per la produzione di idrogeno e successive valutazioni comparative hanno dimostrato che l'HTSE è una delle tecnologie più promettenti per l'accoppiamento con reattori ad alta temperatura [4].

Attività analoghe sono state avviate anche in Giappone, Corea del Sud, India, Russia e Sud Africa. In Giappone, ad esempio, l'esperienza maturata con l'HTTR ha permesso di sviluppare studi avanzati sul sistema HTTR-IS, destinato all'accoppiamento tra un reattore ad alta temperatura e il ciclo zolfo-iodio [4].

Nel complesso, questi programmi mostrano che la produzione di idrogeno mediante energia nucleare è oggi una linea di ricerca internazionale consolidata, anche se non ancora giunta a una diffusione industriale. Lo studio degli accoppiamenti è in fase di sviluppo avanzato, dimostrazione e qualificazione tecnologica [4].

Un ruolo centrale in questo contesto è assunto dall'elettrolisi ad alta temperatura, che diversi paesi stanno valutando come opzione promettente per la produzione di idrogeno mediante energia nucleare. Le attività sperimentali condotte nell'Unione Europea, in Francia, in Cina, in Giappone e negli Stati Uniti hanno mostrato progressi significativi sul piano delle prestazioni, dell'efficienza e dell'aumento della scala degli stack sperimentali. Restano tuttavia ancora aperte questioni rilevanti, in particolare quelle relative alla degradazione dei materiali, alla durata nel tempo delle celle e alla piena integrazione termo-fluidodinamica e impiantistica del processo con la sorgente nucleare [4].

3. Metodologia

Il presente capitolo descrive la metodologia adottata per la valutazione di sicurezza del sistema in esame. L'impostazione generale è coerente con l'Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM) sviluppata dal Generation IV International Forum (GIF), concepita per guidare la progettazione e la dimostrazione di sicurezza dei sistemi nucleari innovativi lungo l'intero ciclo dello sviluppo del progetto [5]. In particolare, la metodologia è applicata con l'obiettivo di supportare il processo di progettazione nelle fasi preliminari, quando il livello di definizione impiantistica è ancora limitato ma le scelte architettoniche esercitano un impatto significativo sulle prestazioni di sicurezza complessive del sistema [5,9].

La sicurezza riveste un ruolo centrale nello sviluppo dei reattori nucleari di IV generazione e, più in generale, dei sistemi energetici ibridi che integrano impianti nucleari con processi esterni. Tali sistemi sono caratterizzati da interfacce nuove e complesse, che richiedono un approccio alla sicurezza basato sul principio di "safety by design", in cui i requisiti di sicurezza sono integrati sin dalle prime fasi di sviluppo progettuale.

In accordo con l'approccio ISAM, l'analisi di sicurezza è integrata con l'evoluzione progettuale, in modo che i risultati delle valutazioni possano orientare le successive scelte architettoniche e di design. Questo consente di incorporare gli aspetti di sicurezza nelle scelte progettuali, riducendo la necessità di interventi aggiuntivi e correttivi a posteriori e favorendo il conseguimento di un livello più elevato di sicurezza intrinseca.

Poiché nelle fasi preliminari il progetto è definito a livello concettuale e molte informazioni impiantistiche non sono ancora consolidate, l'approccio di analisi adottato è di tipo funzionale e qualitativo. Tale impostazione permette di analizzare il comportamento del sistema in termini di funzioni e prestazioni di sicurezza, indipendentemente dalle soluzioni tecnologiche di dettaglio, che saranno definite nelle fasi successive di progetto, consentendo di identificare precocemente le vulnerabilità e i potenziali eventi iniziatori [9].

In questo quadro metodologico, l'individuazione dei possibili pericoli ed eventi iniziatori relativi all'accoppiamento nucleare-idrogeno, è stata affrontata mediante l'impiego di strumenti di analisi di rischio tradizionali con approccio di tipo funzionale.

3.1. Metodologia ISAM

L'Integrated Safety Assessment Methodology è una struttura metodologica sviluppata dal Generation IV International Forum (GIF) con l'obiettivo di supportare la progettazione e la valutazione di sicurezza sistemi nucleari di IV generazione lungo l'intero ciclo di sviluppo del progetto, dalle fasi pre-concettuali fino al progetto definitivo e alle attività di licensing (italiano).

L'obiettivo globale della metodologia è riassunto nella seguente citazione del GIF:

“For Gen IV nuclear systems, the ISAM is intended to support achievement of safety that is built-in rather than added on by influencing the direction of the concept and design development from its earliest stages. [...] The expected result is to improve safety, reduce capital costs and reduce the time required for the technology development cycle [5].”

L'ISAM è dunque concepita per favorire lo sviluppo di una sicurezza intrinseca dell'impianto sin dalle fasi preliminari del progetto, piuttosto che introdotta successivamente mediante modifiche correttive. Il risultato atteso è il miglioramento della sicurezza, la riduzione dei costi capitali e l'abbreviamento dei tempi di sviluppo tecnologico. La metodologia ISAM, infatti, nasce dall'esigenza di superare l'approccio tradizionale alla sicurezza nucleare, storicamente applicato a progetti già maturi, introducendo un processo nel quale le analisi di rischio influenzano attivamente l'evoluzione del progetto.

Per questo motivo, l'analisi di sicurezza deve procedere in parallelo allo sviluppo del sistema nucleare, favorendo una comprensione progressiva delle problematiche di sicurezza e garantendo l'integrazione continua tra le attività di progettazione e quelle di valutazione della sicurezza. La metodologia, infatti, utilizza diversi strumenti di analisi intermedi i cui risultati orientano la direzione dello sviluppo progettuale.

L'ISAM è concepita come un insieme di strumenti analitici complementari da applicare in modo iterativo e coordinato durante l'evoluzione del progetto [5]. Infatti, il termine “Integrated” non si riferisce esclusivamente alla sinergia tra lo sviluppo progettuale e la valutazione della sicurezza, ma anche all'uso coordinato dei cinque strumenti analitici, che nel loro insieme consentono una valutazione progressiva e completa degli aspetti di sicurezza, ciascuno applicato nella fase progettuale appropriata [5].

I cinque elementi chiave che compongono la metodologia ISAM sono:

- Qualitative Safety Features Review (QSR, Revisione qualitativa delle caratteristiche di sicurezza)
- Phenomena Identification and Ranking Table (PIRT, Tabella di identificazione e di classificazione dei fenomeni)
- Objective Provision Tree (OPT, Albero degli obiettivi e delle disposizioni)
- Deterministic and Phenomenological Analyses (DPA, Analisi deterministiche e fenomenologiche)
- Probabilistic Safety Analysis (PSA, Analisi di sicurezza probabilistiche)

Ciascun elemento è concepito per affrontare questioni specifiche di sicurezza, con un livello di approfondimento coerente con la fase di sviluppo del progetto e con la complessità del problema analizzato. Il valore della metodologia risiede proprio nell'utilizzo combinato e iterativo di questi strumenti: i risultati di ciascuna analisi costituiscono input o riferimento per le successive.

La Figura 9 illustra la struttura operativa dell'ISAM, indicando per ogni fase dello sviluppo del reattore Gen IV gli strumenti metodologici previsti e i flussi informativi tra di essi.

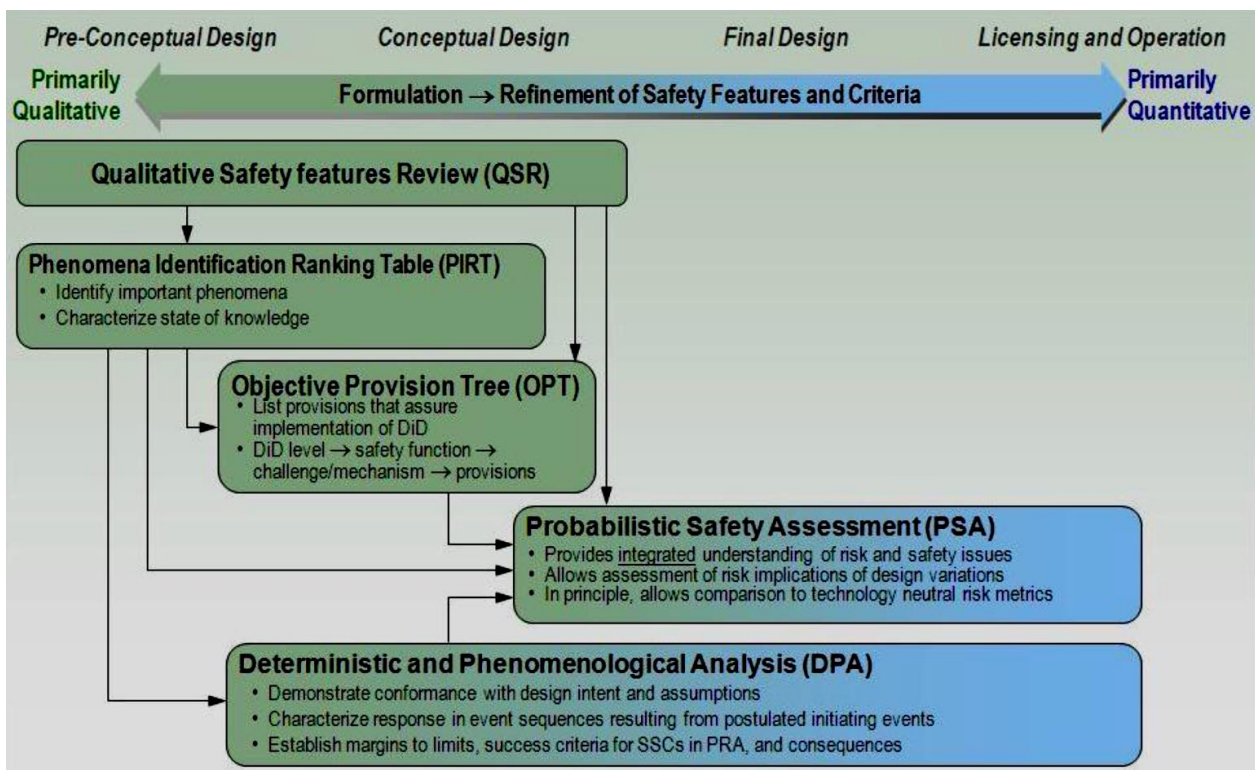


Figura 9: Struttura operativa della Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM) e collocazione degli strumenti analitici lungo le fasi di sviluppo del progetto [5]

Lo schema operativo dell'ISAM mostra come nelle fasi concettuali l'analisi di sicurezza sia prevalentemente qualitativa e si basi sull'uso coordinato di QSR, PIRT e OPT, con l'obiettivo di

individuare i possibili pericoli ed eventi iniziatori, nonché identificare precocemente misure di sicurezza e possibili miglioramenti progettuali da integrare nello sviluppo del sistema.

Nelle fasi più avanzate del progetto, caratterizzate da maggiore maturità progettuale, le analisi si basano su strumenti di tipo deterministico e probabilistico, rispettivamente DPA e PSA. Tali analisi consentono di valutare in modo quantitativo l'efficacia delle soluzioni progettuali e delle misure di sicurezza adottate, e di suggerire eventuali interventi aggiuntivi o sostitutivi.

Nel presente lavoro di tesi, l'applicazione dell'ISAM si colloca nelle fasi preliminari di progettazione, con l'obiettivo principale di supportare l'identificazione dei pericoli e degli eventi iniziatori associati.

3.1.1. Strumenti ISAM rilevanti nella fase preliminare

Nella fase preliminare di progettazione del sistema accoppiato oggetto del presente lavoro, caratterizzata da un livello ancora limitato di definizione impiantistica, l'applicazione della metodologia ISAM si concentra prevalentemente su strumenti qualitativi e semi-qualitativi [5]. In particolare, gli strumenti indicati per questa fase sono la Qualitative Safety Features Review, la Phenomena Identification and Ranking Table e l'Objective Provision Tree.

La QSR è applicata nelle fasi pre-concettuali e ha lo scopo di verificare che il concetto di impianto incorpori sin dall'inizio i principali attributi di sicurezza per i sistemi nucleari innovativi. La QSR rappresenta un primo strumento di orientamento del progetto, fornendo una valutazione qualitativa dell'impostazione concettuale del progetto dal punto di vista della sicurezza.

Più strettamente legati alla fase di sviluppo progettuale del sistema analizzato sono la PIRT e l'OPT:

- La PIRT è applicata a partire dalle fasi pre-concettuali ed è utilizzata in modo iterativo durante l'evoluzione del progetto. Essa consente di individuare i fenomeni fisici rilevanti per la sicurezza del sistema, intesi come i processi che governano il comportamento dell'impianto e che possono compromettere il mantenimento delle funzioni di sicurezza o influenzare l'evoluzione di scenari incidentali. Tali fenomeni vengono classificati in base alla loro importanza e al livello di conoscenza disponibile, permettendo così di evidenziare le principali fonti di incertezza [5];
- L'OPT è uno strumento analitico qualitativo applicabile in fasi pre-concettuali e concettuali, finalizzato a verificare l'adeguatezza delle disposizioni progettuali previste per la prevenzione, il controllo e la mitigazione dei fenomeni che possono compromettere

la sicurezza del sistema. L'OPT consente inoltre di identificare le possibili sfide per ciascuna funzione di sicurezza e i meccanismi che possono determinarle [5].

Per l'obiettivo della presente fase di lavoro, l'analisi si colloca nel contesto metodologico dell'OPT. Un aspetto centrale di questo strumento di analisi è l'identificazione dei pericoli e degli eventi iniziatori. In particolare, la componente "Challenges and Mechanisms" dell'OPT supporta la definizione dell'elenco dei Postulated Initiating Events (PIEs) da considerare nelle successive analisi probabilistiche.

L'attività di tesi è, infatti, focalizzata sull'identificazione degli eventi iniziatori rilevanti per il sistema accoppiato, che costituiranno il punto di partenza per le successive analisi e simulazioni di scenari incidentali, finalizzate a valutare il comportamento del sistema in condizioni anomale e verificare che l'accoppiamento con l'impianto di elettrolisi non comprometta le funzioni di sicurezza dell'impianto nucleare.

3.1.2. Objective Provision Tree

L'obiettivo generale dell'Objective Provision Tree è verificare che la filosofia della difesa in profondità sia applicata in modo completo e coerente sin dalle prime fasi del processo di progettazione, fornendo un supporto strutturato allo sviluppo dell'architettura di sicurezza del sistema [5].

Nel contesto dell'ISAM, la difesa in profondità è intesa come l'adozione di livelli successivi ed indipendenti di protezione, progettati in modo tale che il fallimento di una singola misura o di un singolo livello non comporti automaticamente conseguenze radiologiche rilevanti. Ciascun livello è associato a specifiche funzioni di sicurezza e misure di prevenzione, controllo o mitigazione degli eventi incidentali [5].

Tuttavia, nelle fasi preliminari di progettazione l'architettura di sicurezza non è ancora definita nel dettaglio, dunque l'analisi è stata condotta senza una preventiva allocazione dei singoli livelli della difesa in profondità. Ciò è coerente con l'approccio ISAM, che indica che l'OPT debba essere applicata in modo iterativo lungo lo sviluppo del progetto, partendo da una rappresentazione generale nelle fasi concettuali e aumentando progressivamente il livello di dettaglio con l'evoluzione della definizione impiantistica.

Nelle fasi preliminari di progettazione, l'OPT ha come obiettivo principale l'individuazione dei pericoli e degli eventi iniziatori rilevanti per la sicurezza. Tale individuazione avviene attraverso

l'analisi sistematica delle sfide delle funzioni di sicurezza e dei meccanismi fisici o funzionale che possono dar loro origine. Con l'identificazione dei meccanismi, l'OPT consente di definire gli eventi che possono costituire il punto di partenza delle sequenze incidentali (PIEs), fornendo una base per le successive analisi. L'analisi prosegue con la verifica dell'esistenza di una o più disposizioni progettuali di sicurezza previste per prevenire, controllo o mitigazione degli eventi incidentali.

3.1.2.1. Relazione tra OPT e FFMEA

Nel quadro ISAM, l'OPT e l'analisi di tipo FFMEA (Functional Failure Modes and Effects Analysis) perseguono un obiettivo analitico comune: l'identificazione dei pericoli e dei potenziali eventi iniziatori che possono dare origine a condizioni incidentali. Tuttavia, tali strumenti assolvono ruoli distinti all'interno del processo di valutazione della sicurezza, con l'OPT orientata alla strutturazione dell'architettura di sicurezza e l'FFMEA focalizzata sull'analisi dei meccanismi di perdita di funzione che possono generare eventi iniziatori [5].

L'OPT, come detto precedentemente, è focalizzato sulle funzioni di sicurezza e la verifica della loro protezione sui diversi livelli di difesa, al fine di costruire lo scheletro dell'architettura di sicurezza [5].

L'FFMEA non sostituisce l'OPT, ma ne soddisfa uno degli obiettivi nelle fasi preliminari, fornendo un elenco degli eventi iniziatori a partire da una analisi funzionale coerente con il livello di maturità progettuale. In questo senso, l'FFMEA rappresenta lo strumento operativo attraverso il quale viene realizzata l'identificazione degli eventi iniziatori richiesta dall'OPT, senza però focalizzarsi unicamente sulle funzioni di sicurezza ma anche su quelle di processo. Si distingue ulteriormente dall'OPT perché non supporta esplicitamente l'architettura secondo i principi di difesa in profondità, piuttosto individua le zone di maggiore vulnerabilità da attenzionare nelle successive fasi di sviluppo progettuale e soprattutto di sicurezza.

3.1.3. Uso della FFMEA nel contesto ISAM

Nel presente lavoro, l'identificazione degli eventi iniziatori è condotta mediante Functional Failure Modes and Effects Analysis, che consente di esaminare la perdita o il degrado delle funzioni di processo o di sicurezza, gli effetti associati e le possibili cause di fallimento, rispondendo agli obiettivi iniziali dell'ISAM.

Coerentemente con il livello di maturità progettuale del sistema in esame, l'approccio adottato è di tipo funzionale e non richiede una definizione dettagliata dei singoli componenti o delle soluzioni tecnologiche definitive. La FFMEA consente di identificare i potenziali eventi iniziatori anche in assenza di architettura impiantistica completamente definita, rendendola adatta alle fasi concettuali nelle quali molte scelte progettuali sono ancora in fase di sviluppo.

Nel contesto della presente tesi, l'applicazione dell'FFMEA non è rivolta al reattore LFR in sé, ma all'accoppiamento tra il reattore e l'impianto di elettrolisi, che introduce nuove interfacce e modalità di interazione tra sistemi. Per questo motivo, l'analisi include sia le funzioni di sicurezza sia quelle di processo, in quanto il loro fallimento può costituire l'origine di eventi incidentali rilevanti e potenzialmente in grado di compromettere la sicurezza di impianto accoppiato.

Per rendere l'analisi coerente e significativa dal punto di vista della sicurezza, e per avvicinarsi al quadro metodologico ISAM e allo strumento OPT, la FFMEA è condotta assumendo come contesto di riferimento un insieme minimo di dispositivi e funzioni di sicurezza. Tali elementi sono definiti sulla base di norme tecniche e criteri di buona pratica ingegneristica sono descritti nel Capitolo 4, dedicato all'architettura d'impianto. Queste assunzioni costituiscono ipotesi preliminari tecnicamente fondate e un supporto metodologico necessario a valutare eventi iniziatori credibili, scenari incidentali plausibili e possibili azioni di prevenzione e mitigazione. La definizione di un'architettura di impianto che includa un insieme minimo di dispositivi e azioni di sicurezza consente di evitare un'analisi astratta delle perdite di funzione, fornendo una base più realistica per l'identificazione delle sezioni di impianto e delle interfacce maggiormente vulnerabili, che saranno oggetto di una più approfondita strutturazione dell'architettura di sicurezza e dell'applicazione dei diversi livelli di difesa in profondità.

In questa fase dell'analisi non è prevista una allocazione preventiva delle funzioni e disposizioni di sicurezza ai diversi livelli di difesa in profondità, piuttosto costituisce la base per una successiva strutturazione dell'architettura di sicurezza. Ciò è coerente con l'approccio iterativo previsto dall'ISAM, per cui la verifica del bilanciamento dei livelli di difesa è demandata a fasi più avanzate del progetto, caratterizzate da maggiore grado di dettaglio.

La FFMEA condotta nel presente lavoro di tesi è svolta in parallelo a una analisi Master Logic Diagram (MLD), condotta dall'Università di Palermo, mediante un approccio complementare [1].

In particolare, la MLD adotta un approccio top-down, partendo dagli esiti incidentali e ricostruendo le combinazioni di eventi e perdite di funzione che possono condurre a tali esiti. LFFMEA, al contrario, segue un approccio bottom-up, partendo dalle perdite di funzione di processo e di sicurezza

e analizzandone le possibili cause e conseguenze. L'utilizzo congiunto di FFMEA e MLD consente di ridurre il rischio di omissione di eventi iniziatori rilevanti e di garantire una maggiore completezza dell'analisi [9].

3.2. Metodologia di analisi

In coerenza con il quadro metodologico descritto nei paragrafi precedenti e con lo scopo della presente tesi, l'identificazione degli eventi iniziatori è condotta mediante l'impiego di strumenti di analisi di rischio tradizionali, applicati secondo un approccio di tipo funzionale.

L'adozione di un approccio di tipo funzionale è coerente con il livello di maturità progettuale del sistema: nelle fasi preliminari di sviluppo non è ancora possibile condurre analisi di dettaglio componentistico, mentre risulta più appropriato concentrarsi sulle azioni svolte dall'impianto per il conseguimento della missione. A partire dall'individuazione dei processi caratterizzanti, l'analisi mira ad identificare le perdite di funzione, le cause che possono determinarle e le relative conseguenze, in termini di scenari incidentali.

La metodologia di analisi si articola pertanto in una sequenza di strumenti che consentono di descrivere l'impianto sotto il profilo fisico e funzionale e di analizzare le perdite di funzione potenzialmente rilevanti per la sicurezza.

La valutazione dell'impianto è condotta attraverso tre fasi principali:

- Plant Breakdown Structure:

La PBS è la scomposizione gerarchica dei sistemi fisici dell'impianto, organizzata in livelli: impianto, sistemi, sottosistemi, componenti e sottocomponenti. Essa definisce i confini fisici dell'analisi e permette di identificare le interfacce critiche tra sistemi/sottosistemi;

- Functional Breakdown Structure:

La FBS ha il compito di identificare le funzioni principali dell'impianto e dividerle in sottofunzioni. Ciascuna funzione/sottofunzione sarà poi associata ad uno o più elementi fisici dell'impianto;

- FFMEA:

La FFMEA, partendo dalle strutture precedenti, identifica le perdite di funzione e i loro effetti sull'impianto. Ciò consente di individuare gli eventi iniziatori, i pericoli associati e le modalità di propagazione tra i diversi sistemi, sulla base della combinazione delle informazioni fisiche della PBS e funzionali della FBS che permettono di individuare il percorso dei flussi energetici e le interfacce fisiche e funzionali [9,21].

3.2.1. Plant Breakdown Structure

La Plant Breakdown Structure (PBS) è uno strumento standard utilizzato nella progettazione e nella sicurezza di impianti complessi. Essa consiste in una scomposizione gerarchica dell'impianto nei suoi sistemi, sottosistemi e componenti fisici, finalizzata alla descrizione dell'architettura di impianto e alla definizione dei confini fisici dell'analisi. La PBS rappresenta gli elementi che costituiscono l'impianto e le relazioni strutturali tra di essi.

Nel contesto delle analisi di sicurezza condotte nelle fasi preliminari di progettazione, la PBS costituisce la base strutturale necessaria per l'identificazione dei pericoli e per l'applicazione delle successive analisi funzionali [21].

La PBS è rappresentata come una struttura ad albero, che parte dal livello di impianto complessivo e si articola in livelli successivi di dettaglio fino a un grado coerente con la maturità di progetto. La costruzione della PBS segue un approccio top-down, in cui l'impianto è descritto come un insieme di risorse fisiche organizzate gerarchicamente, partendo dal sistema nel suo complesso e procedendo verso componenti di livello inferiore [22].

Uno degli scopi principali della PBS è la definizione dei confini fisici dell'analisi. Attraverso la scomposizione dell'impianto è possibile stabilire quali sistemi e componenti sono inclusi nello studio e quali trattati come condizioni al contorno. Questo passaggio è essenziale per evitare omissioni nella scomposizione dell'impianto e per garantire la completezza per le successive analisi di sicurezza [21].

La costruzione della PBS si basa sui seguenti principi metodologici:

- La PBS deve rappresentare in modo completo l'impianto oggetto di analisi. In accordo con la "regola del 100%", l'insieme degli elementi di livello inferiore deve ricostruire integralmente l'elemento di livello superiore, includendo tutti gli elementi fisici appartenenti all'ambito dell'analisi [23,24];

- Ogni elemento fisico deve comparire una sola volta nella PBS ed essere assegnato ad un unico ramo della struttura, così da evitare ambiguità nella rappresentazione e garantire chiara attribuzione dei componenti ai sistemi di appartenenza [23,24];
- La profondità della scomposizione deve essere coerente con il livello di dettaglio richiesto dall'analisi, ossia quello dei componenti funzionalmente rilevanti, e coerente con la maturità progettuale. In particolare, se una decomposizione produce un solo elemento figlio a partire da un elemento padre, indica che la scomposizione è stata spinta oltre il livello necessario e non aggiunge informazione utile [23];
- La PBS è costruita con approccio fisico-funzionale, in cui ciascun elemento è individuato sulla base dell'identità fisica ed è assegnato ad un sistema o sottosistema in base alla sua funzione principale;
- Le interfacce tra sistemi sono assegnate al sistema che dipende funzionalmente da esse per il proprio funzionamento [25];
- La PBS è organizzata in livelli gerarchici chiaramente identificabili e numerati in modo coerente: la numerazione riflette la posizione dell'elemento all'interno dell'albero garantendo la tracciabilità degli elementi e la coerenza con la struttura [23,25].

3.2.2. Functional Breakdown Structure

La Functional Breakdown Structure (FBS) è una scomposizione funzionale top-down del sistema: descrive le funzioni di processo svolte dal sistema al fine di definire cosa il sistema deve fare per assolvere la propria missione, indipendentemente dal come l'impianto realizza tali funzioni [22].

Si tratta di un albero logico, che articola in livelli e sottolivelli le funzioni che l'impianto deve garantire: le funzioni di alto livello vengono progressivamente decomposte in sottofunzioni che ne esplicitano il contenuto operativo.

Una funzione è un'attività o un processo che consente la trasformazione, il trasferimento o il controllo di grandezze fisiche. Le funzioni non rappresentano componenti fisici, ma azioni necessarie al corretto funzionamento del sistema. Le soluzioni tecnologiche e i dispositivi impiantistici vengono introdotti solo in una fase successiva di allocazione delle funzioni ai componenti [26].

Nelle fasi iniziali l'analisi funzionale è utilizzata per chiarire la missione di impianto, il perimetro dell'analisi e il contesto operativo del sistema e per identificare le funzioni di alto livello. Successivamente, tali funzioni vengono progressivamente scomposte in sottofunzioni, al fine di descrivere in modo strutturato le attività necessarie al funzionamento del sistema, senza introdurre soluzioni impiantistiche. La scomposizione segue un approccio top-down, che parte dalle funzioni padre di sistema e procede definendo le funzioni figlie che ne esplicitano il contenuto operativo [26].

La FBS è stata costruita in accordo con i criteri metodologici della architettura funzionale descritti da Buede [22], adottando i seguenti principi:

- La decomposizione è gerarchica e non ridondante: ogni funzione compare una sola volta nella struttura funzionale ed è scomposta in sottofunzioni che ne rappresentano una partizione completa e coerente [22];
- Le funzioni sono formulate in modo univoco, con schema verbo all'infinito più oggetto [22];
- La profondità della scomposizione funzionale è scelta in modo da garantire una chiara corrispondenza tra funzioni e architettura fisica: le funzioni sono definite con un livello di astrazione tale da descrivere le attività svolte dal sistema senza entrare nel dettaglio dei singoli componenti, ma sufficientemente specifico da consentire l'allocazione delle apparecchiature e la successiva analisi FFMEA [22];
- Sono incluse le funzioni di esercizio normale e di gestione delle condizioni anomale o di emergenza necessarie a descrivere il funzionamento del sistema oggetto di studi, strutturate in domini funzionali distinti in funzione dell'obiettivo dell'analisi, al fine di fornire una base coerente per la successiva analisi FFMEA della perdita di funzione;
- Le funzioni di alto livello che non costituiscono oggetto diretto dell'analisi sono riportate ma non ulteriormente dettagliate, al fine di completare la definizione della missione di impianto e definire il contesto funzionale complessivo, garantendo la completezza della struttura dell'albero funzionale [22,26].

In termini procedurali, la costruzione della FBS può essere riassunta nei passi seguenti:

- Definizione della missione del sistema e del perimetro dell'analisi, compreso di confini, interfacce e assunzioni;
- Identificazione dei principali modi di esercizio rilevanti per l'obiettivo dell'analisi, ad esempio esercizio normale o condizioni anomale o di emergenza;
- Definizione delle funzioni di alto livello seguita dalla decomposizione in sottofunzioni;

- Verifica di completezza e coerenza della decomposizione, che comprende la verifica dell'assenza di ridondanze e copertura della funzione padre da parte delle figlie;

Nel processo di analisi adottato, la FBS svolge il ruolo di ponte logico tra PBS e FFMEA. A partire dalla descrizione strutturale dell'impianto (PBS), la FBS consente di identificare tutte le funzioni rilevanti per il trasferimento di energia termica ed elettrica e per la sicurezza del sistema.

Le funzioni individuate vengono in seguito allocate ai componenti fisici, permettendo di analizzare, tramite FFMEA, come una perdita di funzione possa essere determinata da un fallimento di un componente o sistema e come possa potenzialmente evolvere in un evento incidentale.

3.2.3. Functional Failure Mode and Effects Analysis (FFMEA)

La Functional Failure Mode and Effects Analysis è una metodologia qualitativa di analisi di sicurezza, di tipo funzionale, finalizzata a valutare in che modo la perdita o il degrado delle funzioni del sistema possano influenzare le condizioni di sicurezza. L'obiettivo principale è derivare, nelle fasi preliminari di progetto, un elenco più esaustivo possibile degli eventi iniziatori e supportare l'individuazione dei Postulated Initiating Events (PIEs), ossia quegli eventi che possono dare origine a sequenze incidentali rilevanti per la sicurezza dell'impianto [9].

Rispetto ad una FMEA di tipo impiantistico, la FFMEA risulta più adatta ad una fase concettuale, nella quale l'architettura del sistema e le specifiche dei singoli componenti non sono ancora completamente definite. L'approccio adottato non si concentra, infatti, sul guasto del singolo componente, ma postula la perdita delle funzioni e ne ricostruisce gli effetti anche in presenza di assetto ancora in evoluzione.

La FFMEA è sviluppata a partire dalla negazione delle funzioni individuate, considerate in uno specifico stato operativo. Per ciascuna funzione vengono analizzate le modalità di perdita o degrado funzionale, le possibili cause e le conseguenze associate, fino a individuare le deviazioni funzionali che possono costituire l'evento iniziale di sequenze incidentali. Tale approccio si fonda sulle strutture gerarchiche precedentemente descritte. La PBS e la FBS, consentono di identificare e organizzare rispettivamente gli elementi fisici dell'impianto e le funzioni atte al compimento della missione di impianto. L'associazione tra funzioni e elementi fisici consente di evidenziare il legame con i componenti responsabili dell'esecuzione delle funzioni, supportando l'analisi delle cause e la valutazione delle conseguenze, pur preservando impostazione primariamente funzionale. Questo

legame viene mantenuto esplicito, per quanto consentito dal livello di maturità progettuale, al fine di evidenziare i meccanismi fisici associati alla funzione e alla sua perdita [9].

L'analisi è applicata alle sole funzioni di livello più basso della struttura funzionale, ossia alle foglie terminali della FBS. Tale scelta garantisce un livello adeguato di dettaglio e, in base al principio di completezza della scomposizione gerarchica, consente di analizzare automaticamente anche le funzioni di livello superiore: il fallimento di una funzione di livello inferiore comporta infatti il fallimento della funzione padre a essa associata [9].

Per ciascuna funzione analizzata vengono inoltre associate le funzioni di sicurezza atte alla prevenzione e mitigazione delle conseguenze della perdita di funzione. Ciò consente di valutare un modo più realistico l'evoluzione degli effetti e di verificare che le misure già previste siano in grado di intervenire per arrestare o limitare la progressione dello scenario incidentale.

L'individuazione degli eventi iniziatori avviene quindi attraverso l'analisi delle cause e delle conseguenze della perdita di funzione. La deviazione funzionale è considerata come il potenziale evento iniziale capace di avviare una catena di evoluzioni fisiche e funzionali che, se non adeguatamente controllate dalle funzioni di sicurezza, possono evolvere in scenari incidentali. I Postulated Initiating Events sono selezionati tra gli eventi significativi delle deviazioni funzionali che risultano maggiormente significative per la sicurezza del sistema [9].

Oltre all'individuazione dei PIEs, la FFMEA fornisce una base strutturata per orientare le successive scelte progettuali. L'analisi include infatti raccomandazioni in termini di possibili miglioramenti dell'architettura, azioni di prevenzione e misure di mitigazione, contribuendo a integrare la sicurezza nel processo di sviluppo del progetto.

Infine, coerentemente con il suo impiego nelle fasi concettuali del progetto, la FFMEA è intesa come strumento iterativo: l'elenco degli eventi iniziatori e dei PIEs viene aggiornato e raffinato al crescere della maturità progettuale con l'introduzione di ulteriori dettagli impiantistici, in modo da mantenere l'analisi allineata all'evoluzione del sistema.

3.2.3.1. Identificazione dei Postulated Initiating Events (PIEs)

Uno dei risultati principali della FFMEA è l'identificazione degli eventi iniziatori (IEs, Initiating Events), ossia gli eventi che possono generare condizioni operative anomale o incidentali nell'impianto.

Gli IEs quindi rappresentano i singoli guasti elementari individuati durante l'analisi delle funzioni del sistema. Nell'ambito FFMEA, tali eventi derivano generalmente da modi di guasto delle funzioni o dai guasti dei componenti individuati durante l'analisi. In particolare, quando un fallimento introduce una deviazione significativa nelle variabili operative del sistema esso può essere interpretato come evento iniziatore, in quanto determina uno stato dell'impianto che può evolvere in sequenza incidentale. Tuttavia, ai fini dell'analisi di sicurezza, non è generalmente opportuno trattare ogni evento iniziatore come indipendente, poiché diversi guasti elementari possono condurre a condizioni impiantistiche equivalenti o sequenze incidentali simili.

Per questo motivo, gli IEs vengono successivamente riorganizzati in un insieme più sintetico di eventi rappresentativi denominati Postulated Initiating Events (PIEs), ovvero eventi iniziatori postulati. I PIEs rappresentano quindi categorie di eventi iniziali che descrivono lo stato dell'impianto immediatamente successivo al verificarsi di uno o più IE. Essi costituiscono l'evento scatenante a partire dal quale possono svilupparsi le possibili sequenze incidentali e rappresentano il punto di partenza per l'analisi delle possibili evoluzioni dell'evento.

Il processo di identificazione dei PIEs viene effettuato raggruppando gli IE in famiglie di eventi caratterizzate da condizioni impiantistiche analoghe e da una risposta del sistema comparabile. Tale processo viene guidato dalla valutazione di tre aspetti principali [9]:

- Stato dell'impianto dopo l'evento iniziatore, senza considerare la successiva sequenza incidentale. In questa fase si analizza la condizione in cui si trova l'impianto subito dopo il verificarsi del guasto elementare, ossia la deviazione nel comportamento dell'impianto a valle dell'evento iniziatore.
- Funzioni o interventi di sicurezza necessari per evitare la propagazione dell'evento verso condizioni più severe. In questo caso vengono individuate le funzioni di protezione che possono interrompere la progressione dell'evento verso scenari incidentali più gravi o verso altre parti di impianto, attraverso, ad esempio, l'intervento di sistemi di intercettazione.
- Funzioni o interventi di sicurezza necessari per limitare le conseguenze dell'evento sull'impianto o sull'ambiente. Qualora l'evento incidentale non possa essere evitato, vengono considerate le funzioni e i sistemi finalizzati a limitare gli effetti dell'evento in corso. In questa categoria rientrano, ad esempio, misure di contenimento di fluidi o interventi di mitigazione di scenari quali incendi o sovrappressioni.

Gli IEs che determinano uno stato impiantistico analogo e che richiedono interventi di sicurezza simili possono essere raggruppati all'interno della stessa famiglia di eventi. In questo modo è possibile

ricondere un numero elevato di guasti elementari a un insieme più limitato di categorie incidentali rappresentative, semplificando l'analisi delle sequenze incidentali.

Va inoltre sottolineato che, nelle fasi preliminari di progettazione, l'identificazione dei PIE avviene in condizioni di informazione limitata sul dettaglio progettuale e quindi sulle effettive probabilità di occorrenza degli eventi. Per questo motivo, la selezione dei PIEs viene effettuata principalmente sulla base della rilevanza per la sicurezza, includendo anche eventi caratterizzati una probabilità di accadimento potenzialmente bassa ma da conseguenze significative [9].

Al contrario, gli eventi che, sulla base dell'analisi delle conseguenze, risultano non avere implicazioni rilevanti dal punto di vista della sicurezza possono essere classificati come non rilevanti ai fini dell'analisi di sicurezza. Tuttavia, tali eventi possono comunque risultare significativi in termini di affidabilità, disponibilità e manutenibilità del sistema.

4. Architettura del sistema accoppiato

Il sistema accoppiato oggetto di studio integra un reattore nucleare raffreddato a piombo di tipo ALFRED, un ciclo termodinamico a vapore di tipo Rankine con risurriscaldamento, un circuito intermedio di trasferimento del calore (HTS, Heat Transfer System) e un impianto di elettrolisi ad alta temperatura (HTSE, High Temperature Steam Electrolysis). L'integrazione dei diversi sottosistemi è finalizzata alla cogenerazione di energia elettrica e idrogeno, a partire dalla potenza prodotta per fissione nucleare.

Il reattore ALFRED costituisce la sorgente primaria del sistema. Il calore generato nel nocciolo per fissione nucleare viene rimosso dal piombo liquido e trasferito ai generatori di vapore immersi nel vessel, che alimentano il ciclo Rankine. Quest'ultimo è il sistema di conversione della potenza termica nucleare in energia elettrica, attraverso il gruppo turbogeneratore.

Il ciclo Rankine, oltre a fornire energia elettrica alla rete e ai carichi di processo, costituisce la sorgente termica ed elettrica dell'impianto HTSE. L'accoppiamento tra ciclo vapore e impianto di elettrolisi è pertanto di natura termo-elettrica ed è realizzato attraverso due interfacce distinte.

L'accoppiamento termico è realizzato mediante circuito HTS. Una frazione di vapore ad alta temperatura e pressione viene spillata dal ciclo Rankine e inviata ad uno scambiatore di calore, dove condensa cedendo potenza termica ad un fluido termovettore in fase liquida. Il calore assorbito dal fluido viene trasferito all'impianto HTSE attraverso un generatore di vapore, in cui l'acqua di processo dell'impianto di elettrolisi evapora e si surriscalda. L'introduzione di un circuito intermedio consente di disaccoppiare il ciclo Rankine e l'impianto HTSE, garantendo separazione fisica e funzionale e riducendo la propagazione diretta di transitori termici tra i due sistemi.

Parallelamente all'accoppiamento termico, l'impianto HTSE è elettricamente alimentato dal ciclo Rankine attraverso l'impianto elettrico. L'energia elettrica prodotta dal turbogeneratore viene in parte destinata alle utenze di processo dell'impianto di elettrolisi, tra cui l'alimentazione dello stack SOEC.

Ne consegue che il funzionamento dell'impianto HTSE è strettamente dipendente dall'impianto nucleare e dal suo BoP (Balance of Plant): condizioni quali indisponibilità della sorgente nucleare, riduzione o mancata produzione di energia termica ed elettrica, manutenzioni programmate o malfunzionamenti del reattore nucleare o del ciclo Rankine che non permettono la produzione, si traducono nella riduzione o arresto della produzione di idrogeno.

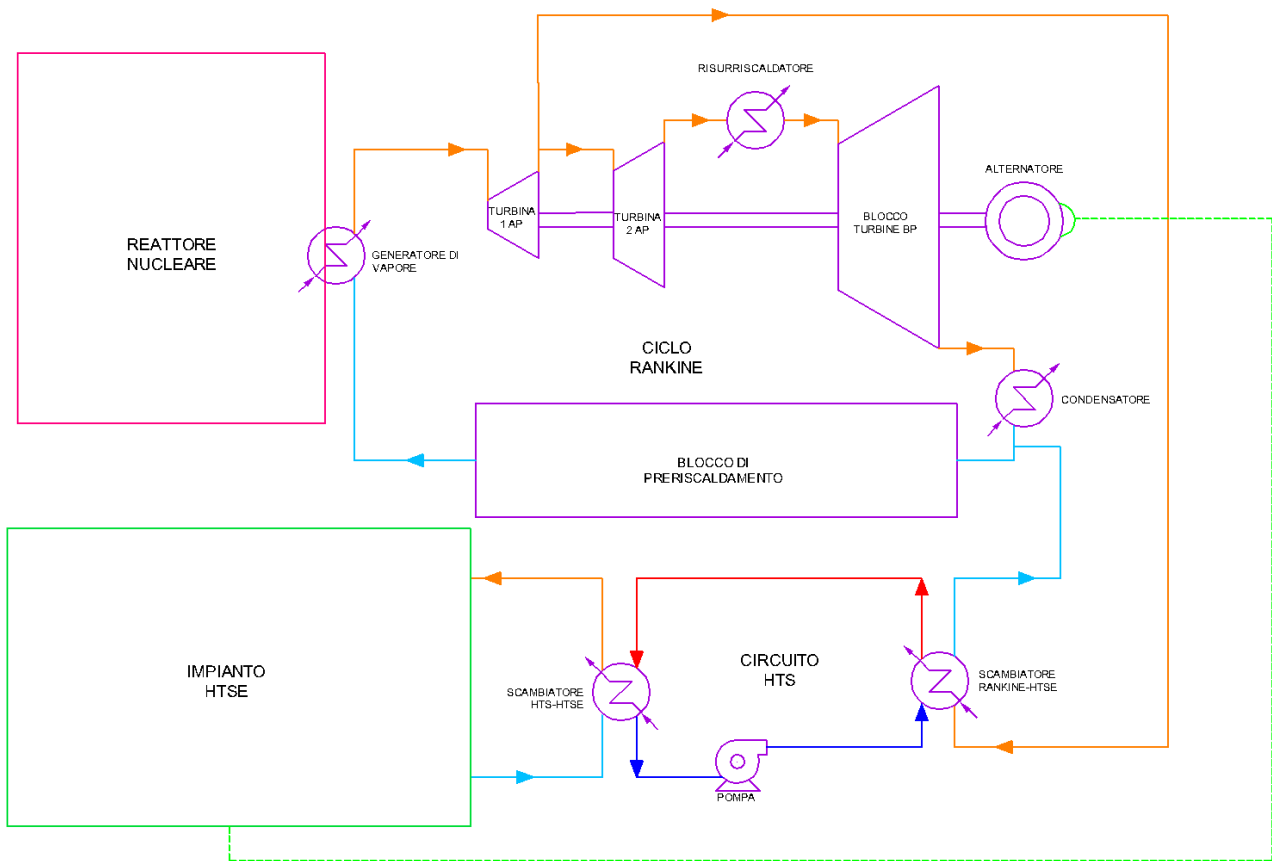


Figura 10: Schema di architettura del sistema accoppiato Nucleare-Idrogeno

L'architettura del sistema accoppiato presenta alcune lacune informative. In particolare, è assente la definizione dell'accoppiamento elettrico tra il ciclo Rankine e l'impianto HTSE. Per questo motivo, la configurazione dell'impianto elettrico e le relative logiche di alimentazione e protezione sono state impostate sulla base di studi di letteratura scientifica che analizzano l'accoppiamento elettrico tra reattori nucleari ad acqua leggera ed impianti di elettrolisi. Nonostante la differenza tecnologica tra i due reattori, i principi di accoppiamento elettrico, gestione dei carichi e interazioni con la rete risultano applicabili anche nel caso studio in esame.

Ulteriori lacune riguardano la definizione delle destinazioni finali dell'idrogeno prodotto e della linea di condizionamento necessaria a portare l'idrogeno alle condizioni di temperatura e pressione richieste dalle utenze. Inoltre, sono assenti specifiche progettuali relative ai dispositivi di protezione del ciclo Rankine, del circuito HTS e dell'impianto HTSE per cui è stato necessario introdurre un insieme di ipotesi progettuali sulla base di normative tecniche, documenti di buona pratica e linee guida del settore.

Le assunzioni introdotte costituiscono una base di riferimento utile a condurre un'analisi di sicurezza preliminare. In particolare, consentono di definire un'architettura impiantistica coerente su cui applicare un'analisi FFMEA, focalizzata sui flussi di energia termica ed elettrica. Tali ipotesi permettono inoltre di individuare un primo set di elementi di sicurezza di base, prescritti o raccomandati dalle norme, fornendo una base per le successive fasi di sviluppo progettuale, pur riconoscendo che fasi successive potranno richiedere affinamento dell'architettura e l'adozione di soluzioni più evolute. In questo senso, la configurazione assunta rappresenta uno strumento di indirizzo progettuale, volto a orientare le scelte future più sicure, e una base per l'analisi di sicurezza preliminare che fornirà una valutazione critica del progetto iniziale proposto. Infatti, l'applicazione dell'analisi FFMEA permette non solo di individuare i pericoli e gli eventi iniziatori rilevanti, ma verificare l'adeguatezza delle scelte progettuali assunte, evidenziandone eventuali criticità e individuando le sezioni di impianto che richiedono maggiore approfondimento in termini di sicurezza sin dalle prime fasi di progettazione.

4.1. Reattore ALFRED

ALFRED (Advanced Lead-cooled Fast Reactor European Demonstrator) è un reattore veloce raffreddato a piombo liquido di tipo pool type: tutti i componenti principali sono immersi nel piombo liquido, e quindi contenuti all'interno del vessel principale [27,28].

La configurazione generale si basa su un nocciolo raffreddato, come già detto, da piombo liquido operante tra i 400°C e i 480°C-520°C, posizionati sopra il nocciolo ci sono delle pompe di circolazione assiali che spingono il piombo verso il generatore di vapore, anche questo immerso all'interno del vessel. Sono inoltre presenti dei sistemi di rimozione del calore completamente passivi, utili allo smaltimento della potenza termica in caso di emergenza [13, 27, 28].

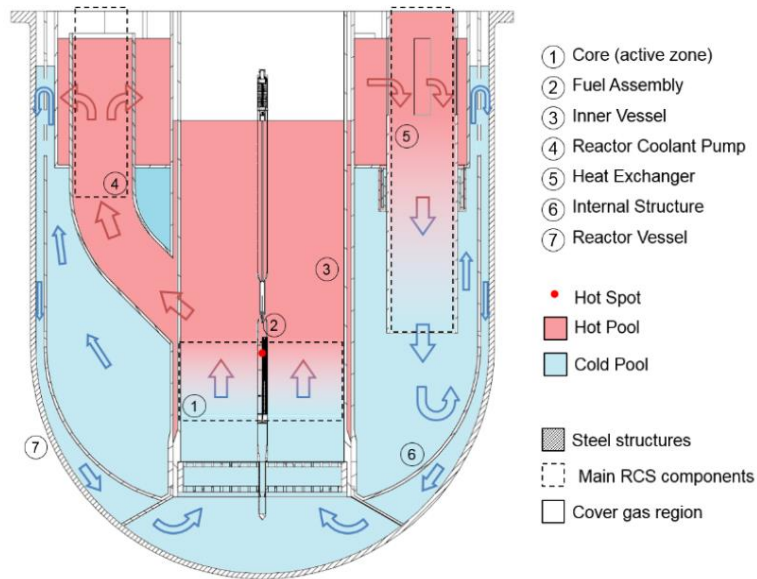


Figura 11 Schema configurazione reattore ALFRED

4.1.1. Nocciolo

Il nocciolo è composto di elementi esagonali contenenti numerosi pin (barra) di combustibile. Ogni barra contiene al suo interno pellet di MOX (mixed oxide): una miscela di ossidi di uranio e plutonio [28].

L'impiego del combustibile MOX consente di utilizzare il plutonio prodotto dalla fissione, migliorando l'utilizzo delle risorse fissili e contribuendo alla sostenibilità del ciclo del combustibile [29].

I pin sono mantenuti in posizione mediante griglie di sostegno, che garantiscono la riduzione di rischio delle vibrazioni. Il piombo circola nello spazio rimanente tra i pin, rimuovendo il calore generato dalla fissione [13, 28].

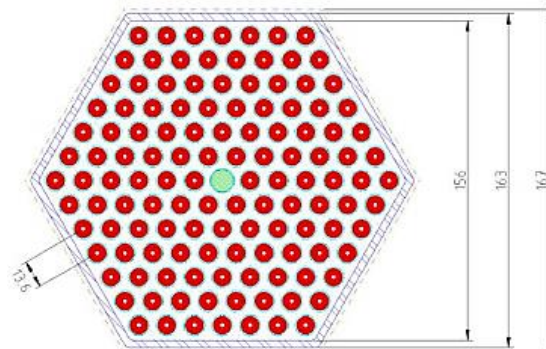


Figura 12 Elemento esagonale di combustibile: insieme di pin

4.1.2. Sistema di raffreddamento primario

Il sistema di raffreddamento primario è basato su piombo liquido ed adotta una configurazione a piscina. Nel normale funzionamento, la circolazione del piombo è forzata mediante tre pompe assiali collocate immediatamente sopra il nocciolo, in prossimità del plenum caldo (collettore caldo).

La configurazione della RCS è caratterizzata da tre settori identici con simmetria azimutale a 120°, ciascuno comprendente una pompa e un generatore di vapore [13].

Il piombo viene riscaldato dal nocciolo e risale verso il plenum caldo, da cui viene aspirato dalle pompe assiali. Successivamente, fluisce verso i generatori di vapore, dove cede calore al circuito secondario acqua-vapore. Il piombo raffreddato confluisce nella zona fredda (cold pool) per poi rientrare per gravità nel nocciolo [13, 27, 28].

La configurazione è progettata per garantire continuità della circolazione del refrigerante anche in assenza di energia elettrica, sfruttando la differenza di densità tra piombo caldo e freddo. A tal fine, nel vessel è presente una struttura interna (IS: Internal Structure), che separa la zona calda (hot pool) da quella fredda (cold pool) e guida il flusso in modo controllato. La IS definisce il percorso del flusso sia in circolazione forzata sia in circolazione naturale [13, 27, 28].

4.1.2.1. Uso del piombo come refrigerante primario del nocciolo

La scelta del piombo liquido come refrigerante primario è motivata dalla combinazione di diverse proprietà favorevoli [29].

Dal punto di vista termo-fisico, il piombo è caratterizzato da un elevatissimo punto di ebollizione (1737°C) che consente il funzionamento del sistema primario a pressione prossima a quella atmosferica. Eliminando il rischio di evaporazione del fluido alle temperature operative del reattore. Inoltre, il piombo presenta una buona conducibilità termica ed un'elevata espansione termica che rendono il metallo fuso adatto alla rimozione del calore dal nocciolo e alla circolazione naturale del fluido, condizione necessaria per il raffreddamento del nocciolo in assenza di alimentazione elettrica.

Dal punto di vista chimico, il piombo è chimicamente inerte all'acqua e all'aria. Questa proprietà consente di eliminare il circuito intermedio e quindi semplificare l'architettura del sistema. Per questo

motivo, è possibile immergere il generatore di vapore direttamente adottando soluzioni compatte come il generatore a tubi a baionetta, descritto nel capitolo successivo dedicato all'architettura del ciclo Rankine [29].

Un ulteriore aspetto fondamentale che rende il piombo adatto all'impiego nei reattori veloci è il basso potere moderante: dato l'elevato numero atomico, assorbe poca energia dai neutroni con cui interagisce; di conseguenza, i neutroni conservano gran parte della loro energia cinetica. Dunque, il piombo consente di mantenere uno spettro neutronico veloce, condizione necessaria per gli LFR (Lead-cooled Fast Reactor) [28, 29]

4.1.3. Sistema di rimozione del calore di decadimento

La rimozione del calore di decadimento in ALFRED è affidata ad una strategia multilivello [13, 27, 28].

Il primo livello di difesa è costituito dal sistema ausiliario di alimentazione dell'acqua ai generatori di vapore, in grado di fornire acqua quando il sistema di alimentazione principale non è disponibile, ad esempio per guasto alle pompe o assenza di alimentazione elettrica. Ha quindi lo scopo di mantenere i generatori di vapore operativi [27, 28].

In seguito, in caso di emergenza, si potrebbe attivare il sistema di emergenza principale (DHR), che collega ciascun generatore di vapore ad un condensatore di isolamento (Isolation Condenser, IC) dedicato. Dopo l'isolamento del resto del ciclo Rankine, il vapore prodotto viene inviato agli IC, dove condensa cedendo calore ad un bacino di acqua esterno, per poi tornare ai generatori di vapore per circolazione naturale [27, 28].

Per far fronte a scenari più severi o di lunga durata, in cui il sistema DHR principale non sia disponibile o risulti insufficiente, è previsto un sistema di emergenza aggiuntivo (E-DHR). Questo sistema è costituito da tre loop acqua-vapore indipendenti, ciascuno con uno scambiatore immerso nel piombo (dip cooler) e un IC [13].

Il sistema E-DHR è progettato per essere auto-regolante, ossia in grado di adattare passivamente la potenza termica rimossa all'andamento del calore di decadimento per prevenire fenomeni di solidificazione del piombo. Tale comportamento è ottenuto mediante l'impiego di gas non condensabili nell'IC: al diminuire della produzione di vapore, per riduzione del calore di decadimento, decresce la pressione parziale del vapore e il gas non condensabile occupa

progressivamente una porzione del volume crescente. Ne consegue una riduzione della superficie di scambio termico, determinando una diminuzione della capacità di rimozione del calore che segue l'andamento del transitorio [13].

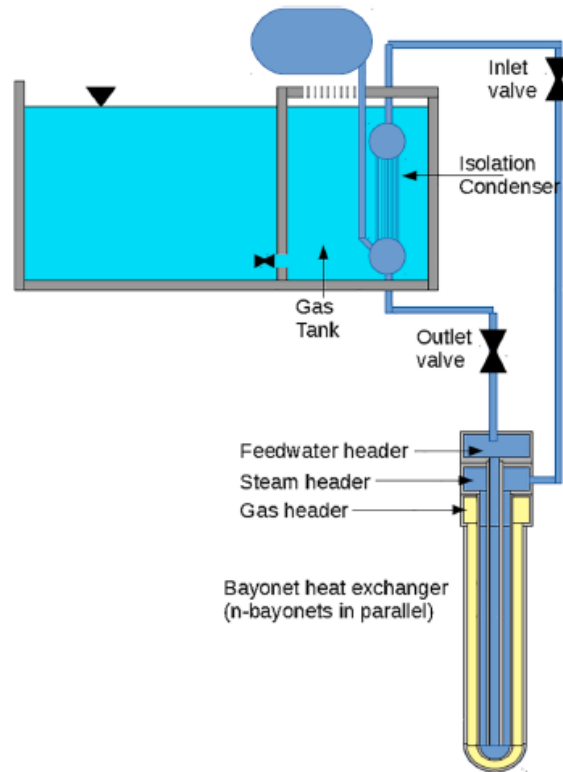


Figura 13: Schema concettuale E-DHR

4.2. Ciclo Rankine

Il sistema vapore del ciclo Rankine è l'insieme di apparecchiature e linee che consente di trasformare il calore ceduto dal circuito primario di raffreddamento del reattore in energia elettrica e di trasferire energia termica all'impianto HTSE per produrre idrogeno in celle elettrolitiche ad alta temperatura.

La configurazione del ciclo mostrata nella Figura 4 è quella sviluppata dal Politecnico di Milano nell'ambito dell'attività di progettazione, mediante un modello realizzato in Modelica, che costituisce la base di riferimento per la descrizione dettagliata riportata in seguito.

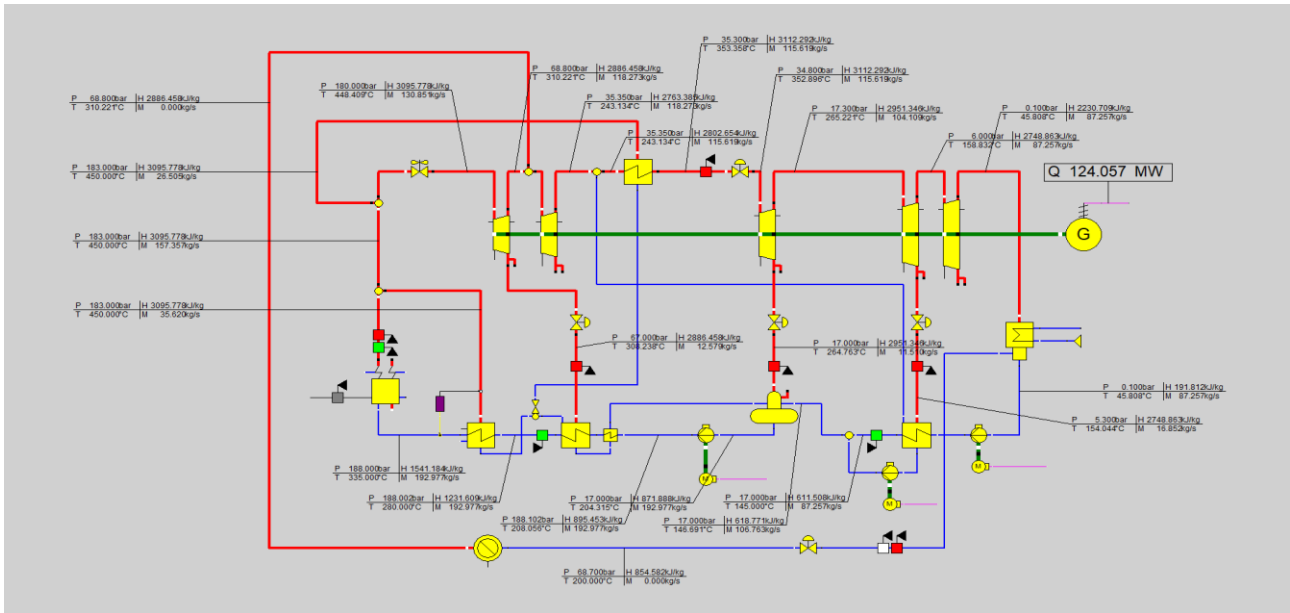


Figura 14: Schema del ciclo Rankine

4.2.1. Architettura dell'impianto a vapore

Il ciclo ha origine nel generatore di vapore che riceve calore dal reattore mediante il piombo, fluido primario di raffreddamento del nucleo. Il generatore di vapore opera come scambiatore di calore principale tra il sistema nucleare e il circuito vapore, convertendo l'acqua in vapore surriscaldato [30].

Il generatore di vapore è uno scambiatore di calore a tubi a baionetta [31], costituito da un fascio tubiero composto da un tubo interno e uno esterno coassiale immerso nel piombo liquido. L'acqua di alimento entra nel tubo interno e discende verso il fondo dello scambiatore, raggiunta l'estremità inferiore inverte il flusso risalendo nella sezione anulare tra i due tubi. Nella risalita l'acqua dal fondo evapora e, procedendo verso l'alto, surriscalda scambiando con il piombo a più alta temperatura, fino alle condizioni richieste di 480°C.

Il componente opera come scambiatore controcorrente: mentre il fluido secondario risale nell'intercapedine anulare, il piombo scorre verso il basso lungo le pareti del tubo esterno [32].

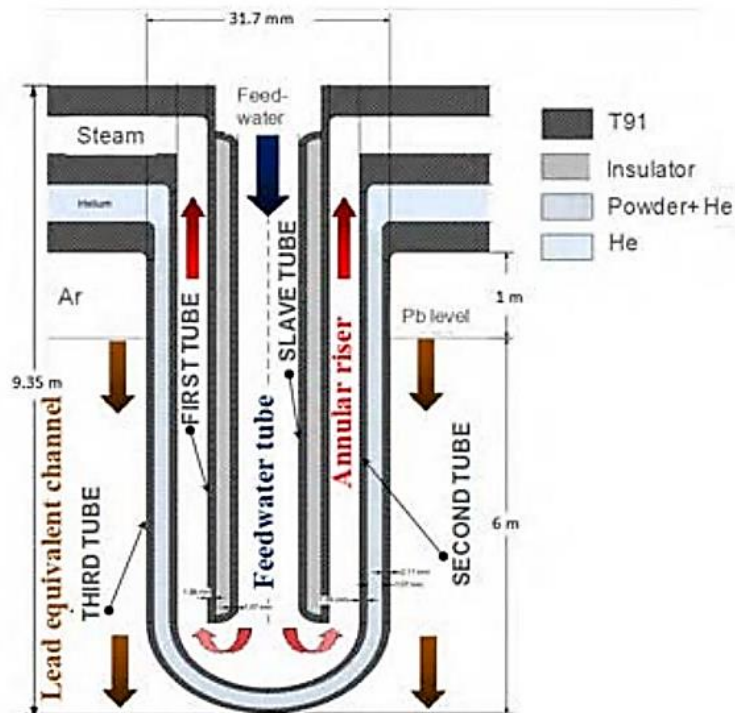


Figura 15 Configurazione di uno scambiatore di calore a tubi a baionetta per applicazioni nucleari [32]

Il vapore in uscita dal generatore di vapore viene convogliato verso la linea di vapore principale che lo distribuisce verso le varie utenze del ciclo.

Il vapore di processo principale alimenta il gruppo di turbine di alta pressione composto da due turbine in serie calettate sullo stesso albero dell'alternatore. In ciascuno stadio il vapore espande e converte la potenza termica in potenza meccanica, che a sua volta aziona il generatore elettrico.

Il vapore uscente dalla seconda turbina di alta pressione a 35bar e 243°C è inviato al risurriscaldatore: uno scambiatore controcorrente che scambia calore con vapore principale spillato a monte della prima turbina. Il suo compito è aumentare la temperatura del vapore fino a 353°C prima dell'ingresso alle turbine di bassa pressione.

Il vapore risurriscaldato alimenta quindi il gruppo di turbine di bassa pressione composto da tre turbomacchine in serie, appartenenti allo stesso albero delle turbine di alta pressione. In questa fase il vapore espande fino alla pressione di 0,1bar e raggiunge una temperatura di 45,8°C, condizione di vapore saturo o umido.

Il vapore esausto viene convogliato verso il condensatore ad aria (ACC, Air-Cooled Condenser). L'ACC è di tipo A-freme, chiamato così perché i fasci tubieri sono disposti ad "A" come mostrato in Figura 16. Il vapore dalla sommità dello scambiatore scende attraverso i tubi inclinati, che formano

la struttura ad “A”, rilasciando potenza termica all’aria spinta verso l’alto da ventilatori. All’uscita del componente il fluido è in condizioni di liquido saturo [30, 33].

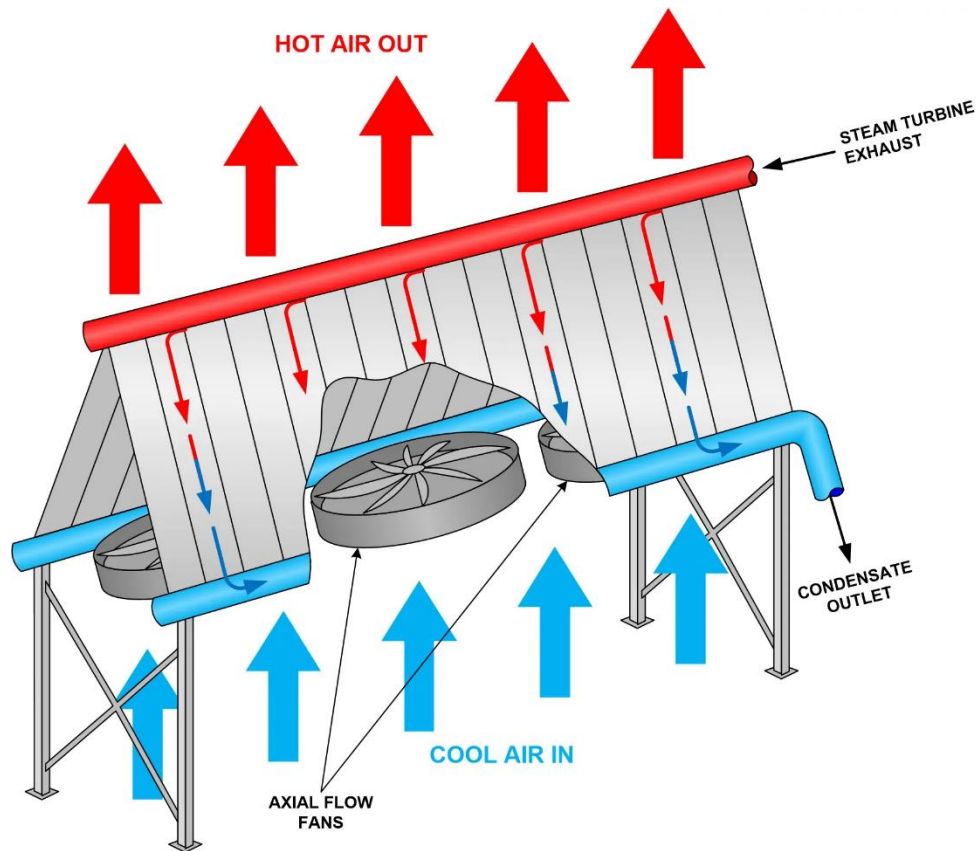


Figura 16: Schema di un condensatore ad aria (ACC) di tipo A-frame [33]

Il fluido prodotto al condensatore è prelevato dalla pompa di bassa pressione, che ne innalza la pressione e lo invia ad una sequenza di preriscaldatori: scambiatori alimentati dal calore residuo di vapore spillato dalle turbine.

Il primo è il preriscaldatore di bassa pressione, alimentato dal vapore spillato dalla seconda turbina di bassa pressione e dalla condensa proveniente dalla sezione di espansione di alta pressione, estratta da un separatore di umidità. Al fluido di processo in uscita si aggiunge la condensa del lato caldo, inviata dalla pompa di condensa per essere reintegrata nel ciclo.

Il flusso ottenuto arriva al deareatore: riscaldatore a contatto diretto in cui l’acqua di processo e il condensato proveniente dai preriscaldatori di alta pressione vengono miscelati con il vapore spillato dalla prima turbina di bassa pressione. L’obiettivo è eliminare i gas disciolti, ossia una miscela di aria, ossigeno (O_2) e anidride carbonica (CO_2), responsabili di fenomeni corrosivi. Strutturalmente il deareatore è composto da una parte superiore, la cupola di deareazione (Figura 17), dove l’acqua entra in contatto con il vapore ascendente e si riscalda fino temperatura di saturazione, liberando i gas

che vengono espulsi un camino di sfiato. Infine, il condensato si raccoglie nel serbatoio orizzontale sottostante, come mostrato in Figura 18 [34].

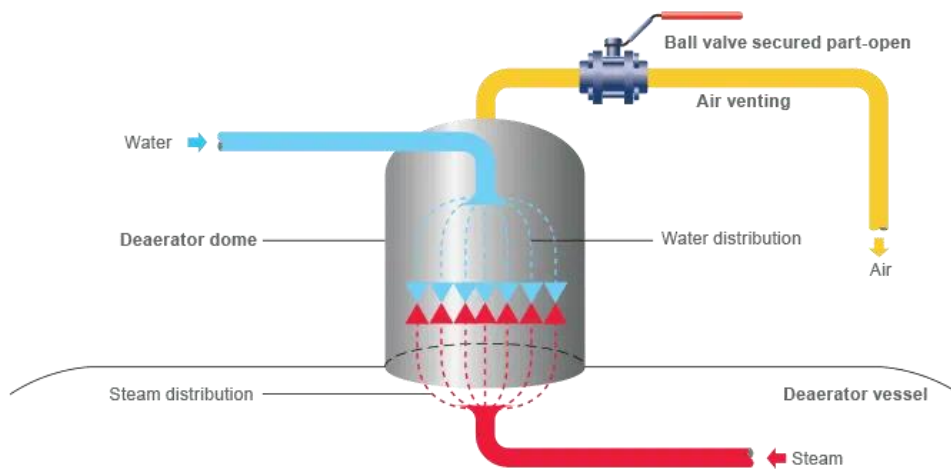


Figura 17: Schema del processo di deaerazione nella cupola di deaerazione [34]

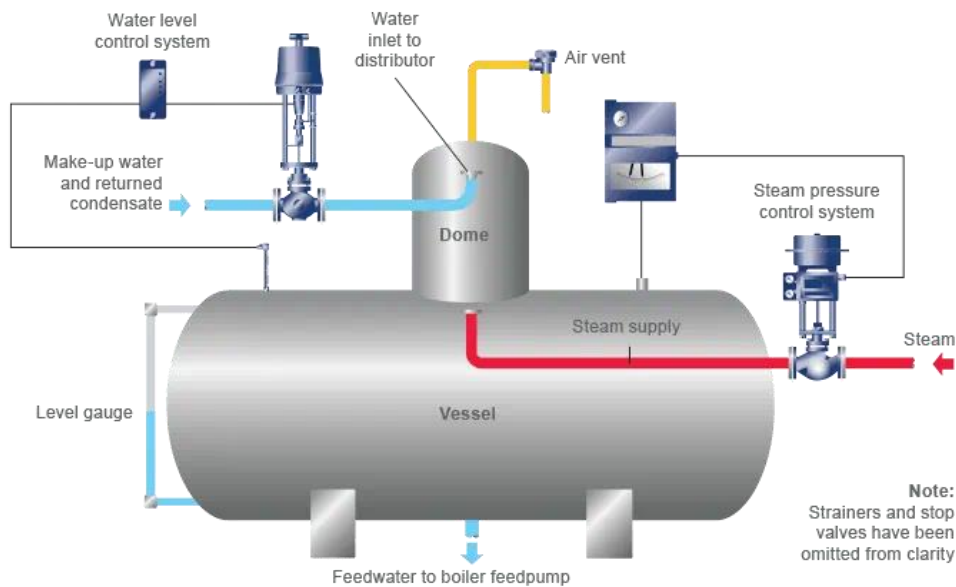


Figura 18: Struttura e principali componenti di un deareatore [34]

A valle del serbatoio di accumulo del deareatore, l'acqua è portata a pressioni più alte da una pompa di alta pressione e inviata alla batteria dei tre preriscaldatori di alta pressione. Si tratta di scambiatori con drenaggio a cascata: la condensa che si forma per raffreddamento del vapore spillato al preriscaldatore a più alta temperatura e pressione, per differenza di pressione raggiunge il preriscaldatore precedente. La condensa prodotta al primo preriscaldatore di alta pressione è inviata al deareatore.

Il primo preriscaldatore trasferisce calore all'acqua di processo scambiando unicamente con la condensa prodotta dai preriscaldatori che lo seguono. Il secondo preriscaldatore è alimentato da vapore spillato a valle della prima turbina e dalla condensa del preriscaldatore che lo segue. Infine, il terzo è alimentato da vapore principale per garantire che l'acqua in ingresso al generatore di vapore abbia una temperatura sufficientemente elevata, evitando la possibile solidificazione del piombo del lato primario dello scambiatore.

4.2.2. Dispositivi di sicurezza del ciclo Rankine

La configurazione preliminare del ciclo Rankine nell'ambito del progetto PRIN non include i sistemi di sicurezza necessari alla gestione della pressione, all'isolamento dei fluidi di processo, alla protezione delle turbomacchine e, più in generale, al contenimento e alla mitigazione dei guasti del ciclo del vapore.

Tuttavia, per eseguire una FFMEA completa, è utile considerare l'esistenza di dispositivi di sicurezza, poiché il loro fallimento può determinare:

- una più gravosa evoluzione dei potenziali scenari originati da altri guasti o minacce
- possibili effetti negativi sul sistema principale;
- propagazione di un malfunzionamento verso altri componenti o sistemi.

I dispositivi di sicurezza rappresentano barriere di mitigazione: limitano l'impatto di un malfunzionamento di un componente e impediscono che un'anomalia locale evolva in un evento sistemico. Un'analisi effettuata senza assumere la presenza di protezioni porterebbe ad una sovrastima del rischio e quindi ad una valutazione non rappresentativa di un impianto reale, perché verrebbero trascurate barriere normalmente installate e imposte dalle norme.

Per questo motivi, si è reso necessario introdurre e ipotizzare un set minimo di dispositivi di sicurezza, costruito sulla base di standard tecnici. Le principali norme utilizzate come riferimento sono:

- La direttiva PED 2014/68/UE [35]: stabilisce i requisiti essenziali di sicurezza per attrezzature in pressione, imponendo la presenza di dispositivi contro la sovrappressione;
- La norma EN 12952-10 [36]: specifica per componenti riscaldati, per cui prevede valvole di sicurezza per prevenire condizioni operative pericolose;
- Lo standard tecnico API 612 [37]: applicabile alle turbomacchine a vapore, per cui definisce la presenza e la posizione dei dispositivi di protezione;

- Lo standard tecnico API 521 [38]: fornisce i criteri per la progettazione di sistemi di protezione contro sovrappressioni e condizioni di vuoto;
- IAEA SRR-2/1 [39]: definisce i requisiti di isolamento e protezione termoidraulica per i sistemi BOP (Balance of Plant) collegati al reattore.

4.2.2.1. Dispositivi di sicurezza per il generatore di vapore

La norma EN 12952-10 prescrive che:

“Each steam boiler and each isolatable heated compartment (e.g. reheater, superheater, economizer) shall be provided with at least one suitable safety device which shall ensure against excessive pressure [36].” (Ogni caldaia a vapore e ogni compartimento riscaldato isolabile deve essere dotato di almeno un dispositivo di sicurezza contro la sovrappressione)

Tale requisito si applica al generatore di vapore a tubi a baionetta, considerato componente riscaldato isolabile. Per soddisfare la prescrizione, è stata ipotizzata la presenza di una Pressure Safety Valve (PSV) sul collettore di uscita del generatore. La PSV consente il rilascio controllato di vapore quando la pressione supera il valore di taratura del dispositivo, non superiore alla pressione massima ammissibile dal componente, in genere il 150% della pressione massima di esercizio.

Oltre al dispositivo di rilascio è stata prevista una Emergency Shut Down Valve (ESDV), installata immediatamente a valle del collettore del generatore di vapore. La ESDV è assunta come una valvola fail-closed, capace di portarsi automaticamente in posizione di sicurezza anche in caso di perdita di alimentazione, garantendo la chiusura anche in condizioni di emergenza in cui non è possibile inviare comando di chiusura.

La ESDV garantisce isolamento rapido del generatore di vapore dal resto del ciclo Rankine. Infatti, secondo i requisiti IAEA SSR-2/1 deve essere garantita la possibilità di isolamento tra il reattore nucleare e il circuito di vapore.

In particolare, l'introduzione della SDV è supportata dal requisito 77 punto 6.56 per cui:

“The design of the steam supply system shall provide for appropriately rated and qualified steam isolation valves capable of closing under the specified conditions in operational states and in accident conditions [39].” (La progettazione del sistema di alimentazione del vapore deve prevedere valvole di isolamento del vapore adeguatamente dimensionate e qualificate, capaci di chiudere in specifiche condizioni sia negli stati operativi sia nelle condizioni accidentali)

Questo implica che il sistema di alimentazione del vapore debba includere valvole di isolamento in grado di chiudere anche in condizioni incidentali, per impedire che eventi anomali nel ciclo Rankine possano generare sollecitazioni tali da compromettere il circuito primario di refrigerazione del reattore. La ESDV protegge il reattore da sovrapressioni, ritorni di flusso o transitori termodinamici generati nel ciclo Rankine, che potrebbero propagarsi verso il generatore di vapore.

La necessità di isolamento è ulteriormente supportata dal requisito 70, che stabilisce:

“The design of heat transport systems shall be such as to ensure that non-essential parts of the systems can be isolated [39].” (La progettazione dei sistemi di trasporto del calore deve assicurare che le parti non essenziali del sistema possano essere isolate)

Ciò comporta che il sistema di asportazione del calore debba poter isolare le sezioni non essenziali, in questo caso corrispondenti al resto del ciclo Rankine non appartenente all’interfaccia con il reattore, per prevenire la propagazione di condizioni anomale o guasti.

Per completare la separazione tra reattore e ciclo Rankine, è stata ipotizzata anche una Shut Down Valve (SDV) sul lato acqua di alimentazione del generatore di vapore.

Tale scelta è coerente con entrambi i requisiti dell’IAEA SSR-2/1 prima citati. Tale valvola consente infatti di isolare le sezioni non essenziali e garantisce che un guasto all’interno del circuito non si propaghi fino all’interfaccia del reattore, compromettendo le sue funzioni. Un evento particolarmente critico, potrebbe verificarsi nel caso in cui l’acqua di alimentazione raggiungesse il generatore a temperature significativamente inferiori a quelle richieste che potrebbero innescare rischio di solidificazione del piombo. La SDV consente di interrompere tempestivamente il flusso d’acqua impedendo che tale anomalia evolva fino a compromettere lo stato del refrigerante primario. La valvola garantisce quindi separazione funzionale e termoidraulica del reattore dal resto del ciclo.

A completamento della strategia di isolamento del generatore di vapore dal resto del ciclo Rankine e di gestione delle condizioni accidentali, è prevista l’installazione di valvole normalmente chiuse dedicate al collegamento con il sistema di rimozione del calore di decadimento DHR, mediante il condensatore di isolamento.

In particolare sul collettore di vapore del generatore di vapore è ipotizzata una valvola di ammissione al circuito dell’IC. Tale valvola viene esclusivamente aperta in condizioni di emergenza, contestualmente alla chiusura dell’ESDV, consentendo di deviare il vapore prodotto al generatore verso il condensatore di isolamento.

In modo analogo, a valle dell'IC è prevista una valvola di intercettazione della condensa, anch'essa normalmente chiusa per garantire l'isolamento tra il ciclo Rankine e il sistema DHR. In condizioni di emergenza, si apre per consentire il ritorno della condensa al generatore di vapore, completando il circuito di smaltimento del calore di decadimento.

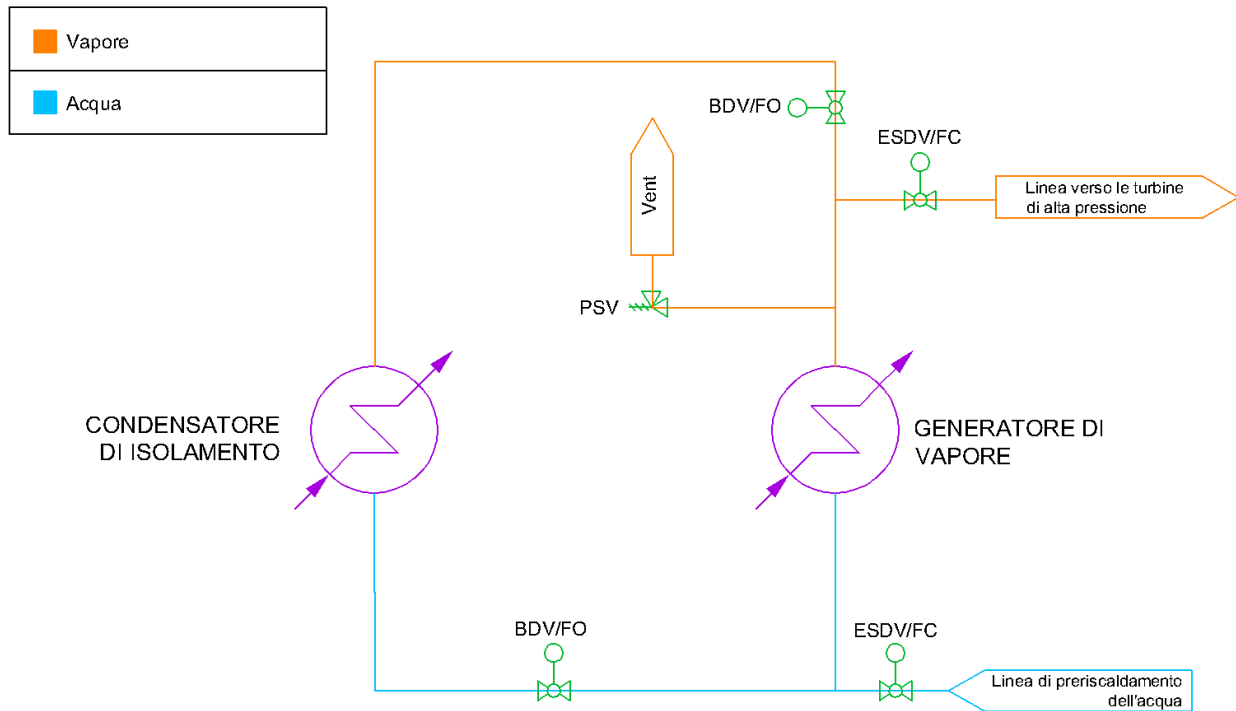


Figura 19: Schema dei dispositivi di sicurezza del generatore di vapore del ciclo Rankine

4.2.2.2. Dispositivi di sicurezza delle turbine

All'ingresso di ogni sezione di espansione è prevista un sistema di isolamento per eccesso di velocità di rotazione (overspeed shutdown) contenente una valvola di sgancio (di trip) che consente l'isolamento rapido dell'alimentazione del gruppo di turbine per eccesso di velocità.

La scelta di introdurre queste valvole rispetta quanto richiesto dallo standard API 612, che al requisito 7.7.2 prescrive che per ogni sezione di espansione ci sia un sistema di overspeed shutdown la cui valvola di trip sia capace di chiudere rapidamente la linea di vapore di alimentazione della turbina [37]. La collocazione all'ingresso delle turbine assicura che il comando di trip determini la separazione termoidraulica immediata dal circuito di alimentazione.

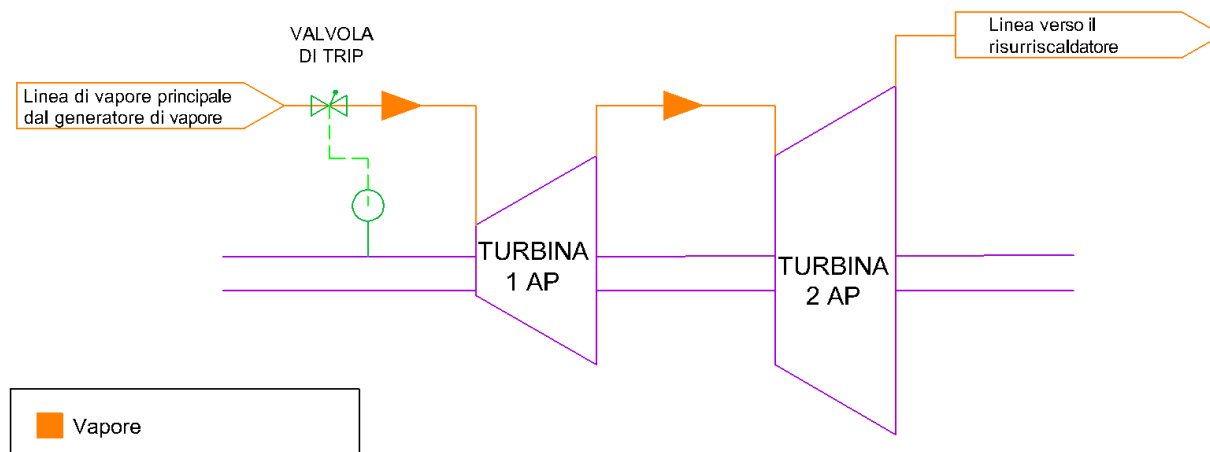


Figura 20: Schema dei dispositivi di sicurezza del gruppo di turbine del ciclo Rankine

4.2.2.3. Dispositivi di sicurezza del risurriscaldatore

Il risurriscaldatore costituisce un compartimento riscaldato che può essere isolato da più valvole, pertanto, richiede specifici dispositivi di protezione contro la sovrappressione, come previsto da EN 12592-10 [36].

Sul lato caldo del risurriscaldatore, ovvero sul guscio, è ipotizzata l'installazione di una PSV dedicata, destinata a proteggere il mantello da sovrappressioni derivanti da malfunzionamenti di processo, variazioni termiche o blocchi a valle.

Sulla linea di vapore riscaldato, tra l'uscita del risurriscaldatore e la valvola di trip del gruppo di espansione di bassa pressione, è prevista una PSV di linea e una Blow Down Valve (BDV). Tali dispositivi proteggono il tratto di linea che può essere considerato volume riscaldato chiuso dall'azione delle valvole di trip a monte e a valle. Infatti, durante un evento di fuorigiri o altro comando del sistema di trip verranno chiuse le valvole di alta a bassa pressione e sarà necessario un rilascio del vapore del vapore intrappolato. La BDV si apre per scaricare rapidamente la pressione nel tratto intercettato, in caso di mancata apertura il tratto sarà comunque protetto dalla PSV. Inoltre quest'ultima protegge da eventuale eccesso di pressione per aumento eccessivo di temperatura nel risurriscaldatore.

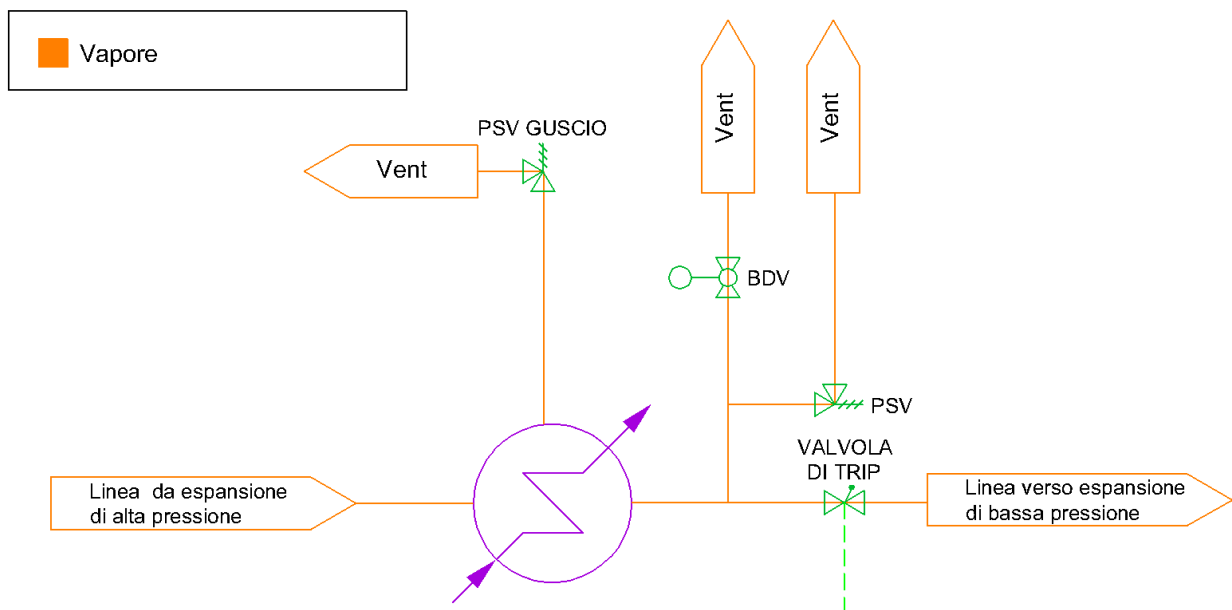


Figura 21: Schema dei dispositivi di sicurezza del risurriscaldatore

4.2.2.4. Dispositivi di sicurezza del condensatore

Nel caso di turbine a condensazione, ossia seguita da condensatore operante a pressione subatmosferica pari a 0,1 bar, il condensatore costituisce un volume che può essere esposto a sovrappressioni anomale, quali perdita del vuoto e ingresso accidentale di vapore oltre le condizioni di processo. Per prevenire il rischio di danneggiamento è prevista l'installazione di un dispositivo di rilascio (PSV).

Lo standard API 612, al requisito 7.2.2.2, specifica che:

“A full-capacity safety relief valve shall be installed in the exhaust piping between each exhaust connection and exhaust block valve to prevent overpressure and possible rupture of the turbine casing. For condensing turbines where there is no exhaust block valve, the relief valve may be located on the condenser shell [37].” (una valvola di rilascio di sicurezza di piena capacità deve essere installata nella tubazione di scarico compresa tra ciascun attacco di scarico e la valvola di intercettazione, al fine di prevenire sovrappressioni e possibili rotture del carter della turbina. Per le turbine a condensazione per le quali non è presente una valvola di intercettazione dello scarico, la valvola di sicurezza può essere installata sul mantello del condensatore)

In conformità alla prescrizione è prevista l'installazione di una PSV sul guscio del condensatore ad aria, poiché non sono previste valvole di intercettazione sulla linea di scarico tra l'ultima turbina di bassa pressione e il condensatore.

Poiché il condensatore opera a pressione subatmosferica, è necessario considerare anche scenari in cui la pressione interna possa ulteriormente rispetto ai valori di progetto, con conseguente rischio di collasso strutturale. Lo standard API 521 identifica la condensazione del vapore come una delle principali cause di formazione del vuoto in apparecchiature di processo e richiede che il livello di pressione non scenda al di sotto del limite di resistenza meccanica dall'apparecchiatura. A tal fine, lo standard prevede l'adozione di dispositivi di protezione contro il vuoto, quali le valvole rompi-vuoto, in grado di ammettere gas nel sistema quando la pressione interna scende al di sotto di un valore prefissato [38].

In accordo con tali criteri, è stata prevista l'installazione di una valvola rompi-vuoto sul condensatore, con funzione complementare alla PSV.

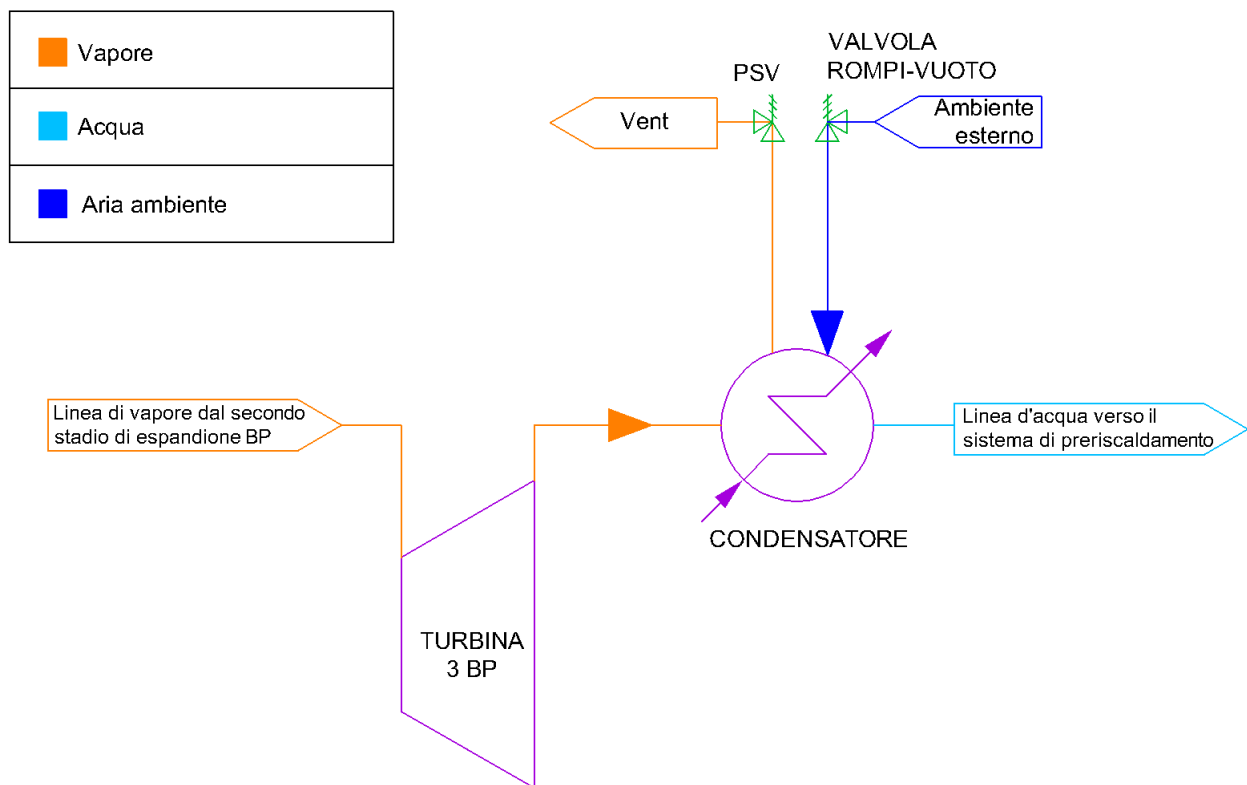


Figura 22: Schema dei dispositivi di sicurezza del condensatore del ciclo Rankine

4.2.2.5. Dispositivi di sicurezza delle pompe

Le pompe di alta e bassa pressione e la pompa di condensa sono dotate, sulla rispettiva linea di mandata, di una valvola di rilascio (Relief Valve, RV), dimensionata per proteggere il corpo pompa e le tubazioni a valle.

Tale dispositivo è necessario in condizioni anomale di chiusura di valvole a valle, ostruzione della linea o un eccesso di lavoro della pompa. La RV garantisce un percorso di sfogo controllato che mantenga la pressione entro valori sicuri, inferiori ai limiti ammissibili dalla pompa o dalle tubazioni, adempiendo ai principi generali della PED di protezione contro le sovrappressioni [35].

4.2.2.6. Dispositivi di sicurezza dei preriscaldatori

I preriscaldatori di bassa e alta pressione del ciclo Rankine costituiscono compartimenti riscaldati isolabili, per tale motivo la EN 12952-10, come detto precedentemente, prescrive un dispositivo di sicurezza contro la sovrappressione [36].

In conformità al requisito è stata prevista una PSV installata sul guscio per ciascun preriscaldatore, dimensionata per scaricare l'intera portata di vapore in caso di malfunzionamenti.

Oltre alle PSV lato vapore, anche le linee d'acqua e condensa devono essere protette da una PSV, questo aspetto è approfondito nel paragrafo successivo.

4.2.2.7. Dispositivi di sicurezza delle linee di vapore o acqua

Nelle sezioni di linea del ciclo Rankine in cui, per effetto della presenza di valvole di intercettazione (ESDV, block valve, stop valve o valvole di bypass) possono crearsi volumi di fluido isolabili, è necessario prevedere adeguati dispositivi di protezione contro le sovrappressioni.

Tale scelta è conforme con il requisito 2.11 della PED 2014/68/UE che, come già detto, stabilisce che le attrezzature in pressione siano protette da dispositivi adeguati [35]. Inoltre, rispetta l'obbligo della EN 12952-10 di dispositivi di sicurezza per compartimenti riscaldati isolabili [36].

Nel tratto di linea di vapore principale compresa tra la ESDV del collettore del generatore di vapore, la valvola di bypass del sistema di espansione e le valvole di stop delle turbine di alta pressione e della linea di alimentazione del risurriscaldatore, può verificarsi la formazione di un volume di vapore

intrappolato accidentale. In tal caso una PSV di linea è necessaria per garantire il rilascio di vapore per eventuali sovrappressioni.

Analogamente, una valvola di rilascio di linea è stata prevista a valle dei preriscaldatori, per proteggere la linea dell'acqua: compartimento riscaldato isolabile dalla SDV posta a monte del generatore di vapore.

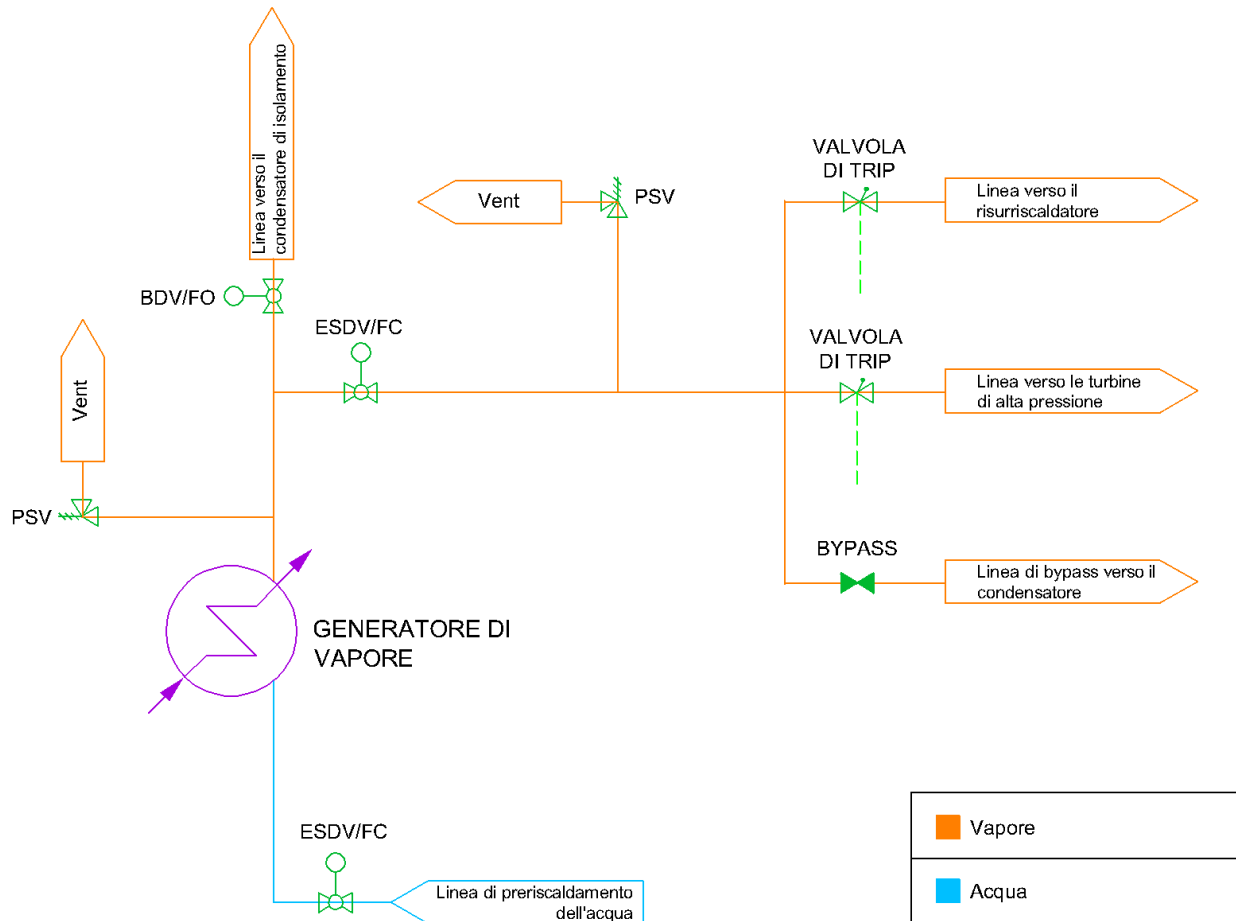


Figura 23: Schema dei dispositivi di sicurezza della linea di vapore principale del ciclo Rankine

4.3. Circuito intermedio di scambio termico HTS

Il circuito HTS (Heat Transfer System, Sistema di trasferimento del calore) ha la funzione di trasferire potenza termica dal ciclo Rankine all'impianto di elettrolisi ad alta temperatura (HTSE), garantendo separazione fisica e funzionale tra i due sistemi. Il disaccoppiamento garantisce che variazioni operative o transitori dell'HTSE si propaghino direttamente sul ciclo Rankine e viceversa. Il fluido termovettore (Therminol), data l'elevata massa e inerzia termica, reagisce lentamente alle variazioni di carico e di temperatura, smorzando transitori rapidi e impedendo la trasmissione di perturbazioni improvvise tra i due sistemi. In questo modo, il circuito intermedio agisce da interfaccia termica dedicata e da barriera di sicurezza, migliorando la flessibilità e la gestione del controllo e della sicurezza del sistema complessivo [30].

Il circuito utilizza Therminol66 come fluido termovettore in fase liquida. L'impiego di un fluido intermedio che non cambi fase è un aspetto fondamentale della configurazione adottata, perché consente di evitare trasformazioni fisiche in entrambi i lati dello scambiatore di calore. In questo modo l'olio opera esclusivamente come mezzo di trasporto del calore, con benefici in termini di controllo, stabilità e sicurezza [31]

Il layout è caratterizzato da uno scambiatore di calore a fascio tubiero tra il ciclo Rankine e l'HTS e svolge la funzione di condensatore del vapore spillato. Il vapore è estratto a valle della prima turbina di alta pressione alla temperatura di 310,22°C e alla pressione di 68bar. All'interno dello scambiatore, il vapore cede calore al fluido organico, condensando e successivamente sottoraffreddando fino alla temperatura di 200°C. Il condensato ottenuto è riammesso nel ciclo Rankine a valle del condensatore. Durante lo scambio termico, il Therminol 66 si riscalda passando dalla temperatura di 172°C a 230°C.

In seguito, il Therminol caldo viene inviato allo scambiatore con l'impianto HTSE, che costituisce l'utenza termica del circuito HTS. In questo componente, il Therminol cede calore all'acqua preriscaldata a 95°C a pressione ambiente. Durante lo scambio l'acqua evapora e surriscalda fino a 150°C.

La circolazione del Therminol 66 all'interno del circuito HTS è garantita da una pompa di circolazione installata sul ramo freddo, assicurando la continuità del flusso.

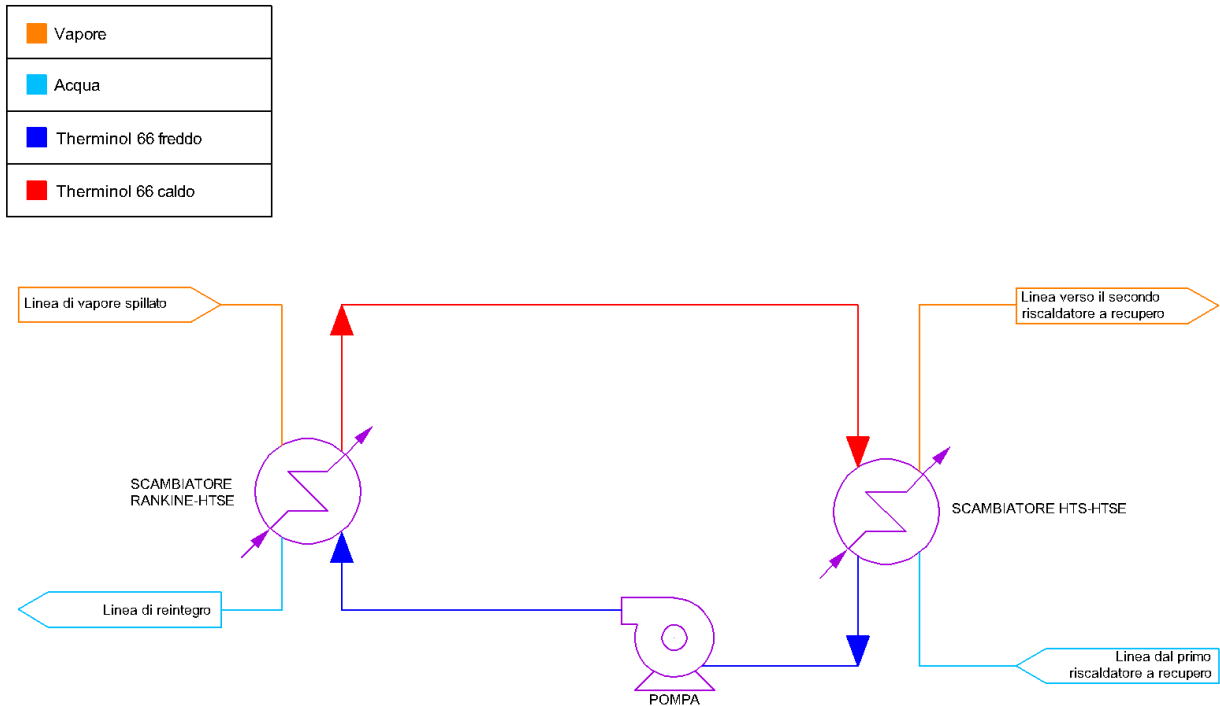


Figura 24: Schema del circuito HTS

4.3.1. Uso del Therminol 66

Il Therminol 66 è un fluido organico a base di terfenili idrogenati, molecole aromatiche formate da tre anelli benzenici. Questo fluido è ampiamente utilizzato come fluido diatermico in impianti industriali ad alta temperatura ed in fase liquida [40], poiché in grado di trasferire potenza termica senza subire trasformazioni chimiche o fisiche.

Le proprietà termofisiche che rendono il fluido idoneo al trasporto del calore sono:

- l'elevata capacità termica massica: che consente il trasferimento di quantità significative di energia termica con portate moderate,
- la bassa viscosità ad alte temperature: che favorisce la circolazione e limita le perdite di carico.

Inoltre presenta un elevato coefficiente di espansione termica, dunque sono necessari dispositivi che limitino l'effetto delle sovrappressioni per aumento di volume del fluido.

Il Therminol 66 è caratterizzato da temperatura di ebollizione a pressione ambiente pari a 359°C circa [40], che consente trasporto di calore a temperature elevate mantenendo pressioni più basse rispetto a soluzioni basate su acqua o vapore. Nell'impianto, la temperatura operativa dell'olio è compresa tra 172°C a 230°C; lavorando a temperature inferiori a quella di ebollizione è garantita assenza di

cambiamenti di fase sia all'interno degli scambiatori di calore sia lungo le linee di trasporto del circuito HTS.

Dal punto di vista della sicurezza, è importante sottolineare che il Therminol 66 è un fluido infiammabile. Infatti, È caratterizzato da flash point a 184°C [40][41]; pertanto, un rilascio accidentale a temperature operative superiori al flash point potrebbe comportare rischio di incendio, tipicamente pool fire.

Un ulteriore parametro rilevante per i fluidi termovettori è la temperatura di autoignizione, che per il Therminol66 è pari a 374°C [41]. È pertanto necessario che l'impianto lavori a temperature inferiori a tale soglia, poiché un rilascio a temperatura superiore a quella di autoignizione provoca un incendio immediato, di tipo jet fire o flash fire, anche in assenza di sorgenti di innesco esterne.

Inoltre le elevate temperature operative comportano pericolo di contatto con fluido caldo, con potenziale conseguenza di ustioni del personale.

Infine, il Therminol 66 è classificato, ai sensi del Regolamento (CE) n.1272/2008 (CLP), come pericoloso per l'ambiente acquatico, con pericolo cronico di categoria 2, risultando tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata [41].

4.3.2. Dispositivi di sicurezza del circuito HTS

Come per il ciclo Rankine, la progettazione preliminare del circuito HTS non prevede il dettaglio dei dispositivi di sicurezza. Tuttavia, data la natura del fluido e l'analisi di sicurezza che si vuole condurre, è stato necessario ipotizzare, sulla base di linee guida tecniche e letteratura per sistemi di trasmissione del calore, alcuni dispositivi di sicurezza.

In particolare le ipotesi sono basate su:

- la Direttiva PED [35]: utilizzata già precedentemente per la definizione dei dispositivi di sicurezza del ciclo Rankine;
- le Recommendations for thermal fluid heating system (RC26) [42]: linea guida assicurativa e tecnica per la progettazione in sicurezza dei sistemi a fluido termovettore, usata, in particolare, per il vaso di espansione;
- la FM Property Loss Prevention Data Sheet 7-99 [43]: documento assicurativo utilizzato per la definizione delle apparecchiature di sicurezza passiva;
- la BG07 Thermal Fluid Systems [44]: guida tecnica utilizzata per le logiche operative di sicurezza.

Il primo dispositivo di sicurezza ipotizzato per il circuito HTS è il vaso di espansione. Come discusso in precedenza, il Therminol 66 è un fluido caratterizzato da elevato coefficiente di espansione termica: durante il riscaldamento, l'aumento di volume deve essere compensato al fine di non superare i limiti di pressione del circuito. In particolare, la RC26 al punto 5.7.1 riporta che:

“Liquid phase systems should be provided with an expansion tank... [42].” (I sistemi in fase liquida devono essere dotati di un vaso di espansione...)

Oltre a fornire il volume necessario per assorbire la dilatazione del fluido, il dispositivo svolge anche la funzione di stabilizzazione della pressione dell'intero circuito. Per questo motivo, le stesse linee guida, al punto 5.7.2, raccomandano un posizionamento adeguato del vaso:

“The expansion tank should be located at the highest point of the system to ensure that all the pipework and apparatus is completely filled with liquid and that the risk of pump cavitation is minimised [42].” (il vaso di espansione deve essere posizionato nel punto più alto del sistema, per garantire che tutte le tubazioni e le apparecchiature siano completamente riempite di liquido e per minimizzare il rischio di cavitazione della pompa)

Infatti, il vaso di espansione, posto in alto rispetto al circuito e collegato a monte della pompa, garantisce pressione positiva alla stessa: si forma una colonna di fluido tra vaso e pompa che per effetto del peso esercita una pressione positiva all'ingresso della pompa. Ciò consente di prevenire il fenomeno della cavitazione, che si verifica quando la pressione locale scende al di sotto della pressione di vapore, causando formazione di bolle che collassano all'interno della pompa, con conseguenti vibrazioni che possono comportare danni meccanici.

Infine, il collegamento del vaso al lato freddo, rispetto a quello caldo, consente di mantenere il fluido nel vaso a temperature inferiori, riducendo gli stress termici a cui è sottoposto il serbatoio.

Il secondo dispositivo ipotizzato è una valvola di rilascio a valle dello scambiatore di calore Rankine-HTS, cioè nel punto di massimo apporto termico al circuito.

Ogni sezione di circuito che può essere soggetta a sovrappressione per riscaldamento del fluido deve essere protetta da un dispositivo di rilascio della pressione. La thermal relief valve (TRV) ha quindi funzione di protezione meccanica, limitando la sovrappressione dovuta ad espansione termica o situazioni accidentali, quali ostruzioni a valle o transitori inattesi.

Per la gestione degli scarichi provenienti dalle relief valve è previsto un catch tank, con la funzione di contenere il fluido rilasciato in condizioni anomale ed evitare scarichi diretti in ambiente. Infatti,

tra le apparecchiature di sicurezza presenti in un sistema a fluido termovettore nelle linee tecniche di FM Global è incluso il catch tank [43].

Come indicato dal DS7-99 di FM Global, il serbatoio deve essere posto al di fuori della zona occupata dalle apparecchiature del circuito HTS e preferibilmente all'interno di un'area dedicata con struttura antincendio. Questo posizionamento riduce il rischio di coinvolgimento di apparecchiature critiche in caso di incendio del serbatoio e, viceversa, consente di evitare che il serbatoio di raccolta degli scarichi di emergenza venga coinvolto in un incendio generato dal circuito [43].

Il Therminol 66 raccolto nel catch tank può essere recuperato solo tramite procedure dedicate, dopo il raffreddamento e la verifica delle sue condizioni.

Nelle fasi successive di progettazione sarà necessario definire la compartimentazione del circuito HTS in sezioni isolabili, così da consentire il rapido isolamento della zona coinvolta nel rilascio in caso di perdita o anomalia. L'isolamento repentino della zona interessata consente di limitare la quantità di fluido rilasciata e, di conseguenza, di ridurre la durata e l'estensione dell'eventuale incendio, con danni inferiori.

Per ciascun compartimento dovrà essere prevista almeno una valvola di rilascio di emergenza, che convogli il fluido isolato verso il catch tank, riducendo ulteriormente la quantità di Therminol coinvolta nel rilascio ed eventuale incendio.

A completamento delle misure di sicurezza per rilasci ed incendi, dovranno essere previsti sistemi di contenimento, quali vasche di contenimento che riducano la superficie libera del fluido organico innescabile, così da controllare l'area interessata dall'eventuale pool fire. Anche le vasche potranno prevedere un sistema di drenaggio di sicurezza. Inoltre, dovrà essere previsto un sistema antincendio per la mitigazione degli eventi incidentali, costituito da un sistema ad acqua e da un sistema a schiuma, in considerazione della presenza di liquidi infiammabili. In particolare, il sistema a schiuma è finalizzato al controllo e spegnimento di incendi di tipo pool fire, mentre il sistema ad acqua è destinato al raffreddamento delle apparecchiature e alla limitazione degli effetti termici degli incendi.

4.3.2.1. Dispositivi di sicurezza e logiche di controllo dell'interfaccia HTS-HTSE

Il generatore è un componente critico, in quanto rappresenta l'interfaccia termica tra il circuito HTS e il circuito di alimentazione del catodo dell'impianto HTSE. Questo componente realizza il

trasferimento termico dal Therminol 66 per far evaporare l'acqua di processo dell'impianto di produzione dell'idrogeno.

In questa sezione vengono unicamente descritti i dispositivi di sicurezza e le logiche afferenti all'interfaccia termica tra HTS e HTSE. Una descrizione dettagliata dei componenti di processo e dispositivi di sicurezza dell'impianto HTSE sarà sviluppata nei capitoli successivi dedicati all'impianto di elettrolisi ad alta temperatura.

Al fine di interrompere l'apporto termico al circuito HTSE in caso di emergenza, si è ipotizzato di introdurre due valvole di isolamento di emergenza (ESDV) a monte e a valle del generatore di vapore, sul lato Therminol. Tra gli scenari che possono richiedere l'intervento dell'ESDV lato Therminol rientrano, ad esempio:

- mancata alimentazione del generatore di vapore lato acqua/vapore dell'impianto HTSE,
- stato di emergency shut-down dello stack SOEC, per il quale risulterebbe inutile e potenzialmente pericoloso continuare a fornire potenza termica,
- guasto al generatore di vapore stesso,
- temperature anormalmente elevate del Therminol.

La chiusura simultanea delle due ESDV determina la formazione di un volume isolato soggetto a possibile sovrappressione per effetto dell'espansione termica. In accordo con quanto previsto dalla direttiva PED, è stata ipotizzata l'introduzione di una valvola di rilascio per espansione termica (TRV) [35].

Affinché il Therminol 66 possa continuare a circolare anche in caso di esclusione del generatore di vapore, è stata prevista una linea di bypass parallela a quest'ultimo, comandata da una valvola di bypass con logica fail open (FO). In caso di perdita di alimentazione elettrica o attivazione del sistema di emergency shut down (ESS), la valvola di bypass si apre automaticamente, consentendo al fluido di continuare a circolare evitando ristagni locali [44].

La linea di bypass consente di escludere il generatore mantenendo attiva la circolazione del Therminol, condizione fondamentale per prevenire la formazione di hot spots. In caso di mancata apertura per guasto della valvola di bypass, la linea risulta comunque protetta dalla relief valve già prevista a valle dello scambiatore di calore Rankine-HTS.

Inoltre, per anomalie all'impianto HTSE o del circuito HTS, che richiedono l'isolamento del generatore lato Therminol, la logica di controllo di emergenza ipotizzata prevede l'isolamento dello stack SOEC, che non sarà più alimentato, mentre la pompa di circolazione dell'acqua continuerà a

funzionare per smaltire il calore residuo degli scambiatori di calore rigenerativi del circuito e del generatore di vapore.

4.3.2.2. Dispositivi di sicurezza per linea di alimentazione dell'impianto HTSE e loop di controllo

Oltre ai dispositivi di sicurezza direttamente appartenenti al circuito HTS, in questa sezione vengono descritti anche i dispositivi di sicurezza e le logiche di controllo associati alla linea di vapore che fornisce potenza termica al circuito vapore HTS.

Poiché il vapore è la sorgente termica del circuito HTS, la sua regolazione e il suo arresto in condizioni anomale rivestono un ruolo fondamentale nella strategia di sicurezza dell'interfaccia termica

Si è ipotizzata l'installazione di due valvole di isolamento (ESDV) sulla linea di vapore di alimentazione dello scambiatore Rankine-HTS, una a monte e una a valle del componente. La presenza di tali valvole consente, in condizioni anomale, di interrompere il flusso di vapore e quindi l'apporto di potenza termica, prevenendo il continuo aumento di temperatura del Therminol 66.

Tra gli scenari che possono richiedere lo shut-down della linea vapore sono inclusi, ad esempio, il mancato assorbimento di calore da parte delle utenze o chiusura anomala delle shut down valve del generatore di vapore lato Therminol, che si traduce in una temperatura dell'olio in ingresso allo scambiatore eccessivamente alta, oppure la portata del fluido termovettore anormalmente bassa, dovuta a possibili rilasci accidentali, malfunzionamenti della pompa di circolazione o del vaso di espansione.

L'installazione di ESDV sul lato vapore comporta la possibile formazione di un volume di vapore ad alta pressione isolato. In accordo con quanto indicato dalla direttiva PED, ogni volume isolabile, soggetto ad aumento di pressione, deve essere protetto con una valvola di rilascio [35]. Per questo motivo, è stata ipotizzata l'adozione di una BDV (Blow Down Valve): valvola di depressurizzazione di emergenza, che riduce la pressione in maniera rapida e controllata, con loop di controllo strettamente legato con quello delle ESDV.

La letteratura tecnica sui sistemi a fluido termovettore, in particolare CEA BG07, sottolinea l'importanza di mantenere attiva la pompa di circolazione a seguito delle operazioni di shut-down della linea di vapore di alimentazione:

“Selected pumps in the system must remain activated to circulate the hot fluid around the pipework for a minimum cooling period to avoid overheating the fluid that is left in the heater and ancillary components [44].”

Uno spegnimento immediato delle pompe di circolazione comporterebbe stagnazione del fluido, con conseguente formazione di hot spots: punti caratterizzati da temperature significativamente superiori al resto del circuito che potrebbero accelerare la degradazione del fluido. Per questo motivo, la pompa del Therminol dovrà continuare ad operare per un periodo di raffreddamento, consentendo la distribuzione del calore residuo lungo tutto il circuito e la riduzione dei gradienti termici [44].

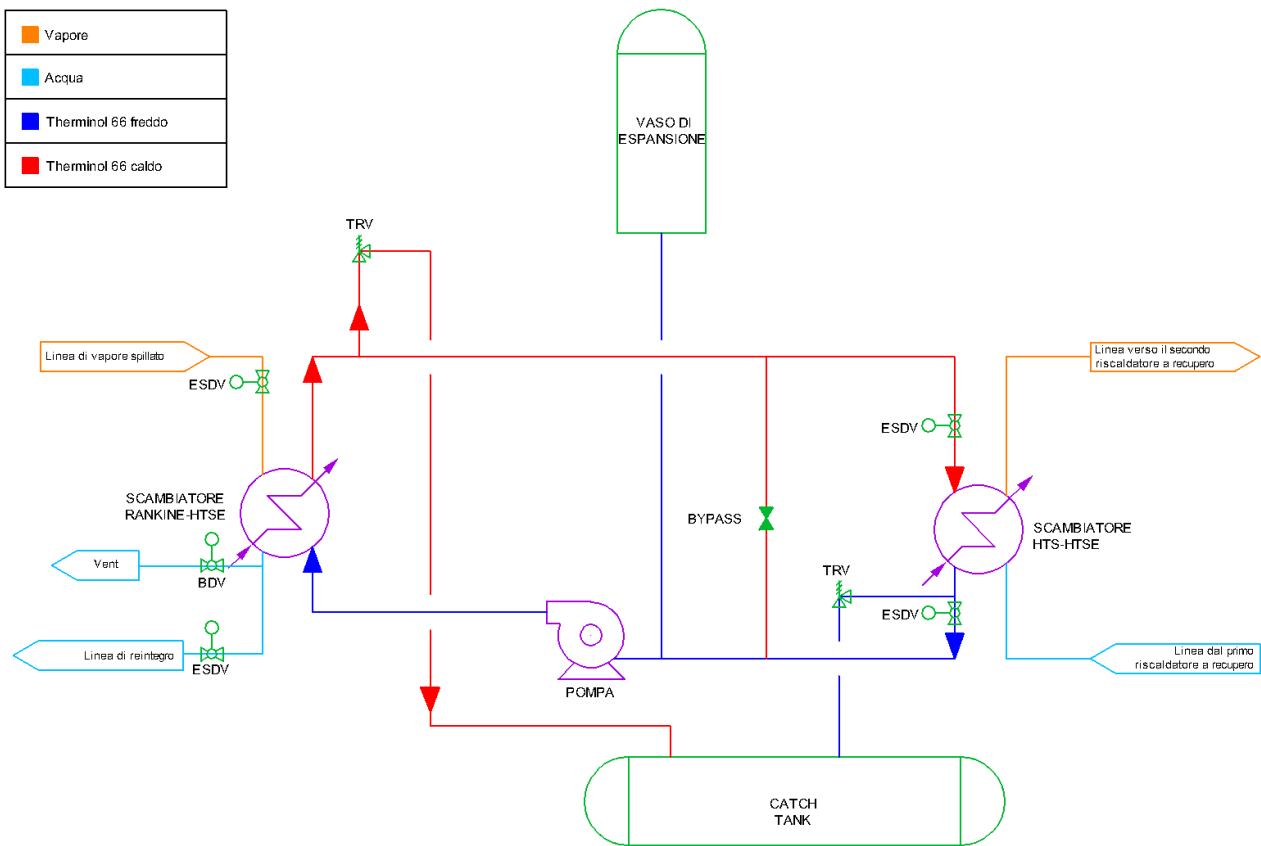


Figura 25: Schema del circuito HTS con i dispositivi di sicurezza

4.4.1. Architettura di impianto HTSE

L'alimentazione dell'impianto ha origine dal serbatoio di stoccaggio dell'acqua, da cui l'acqua in a condizione ambiente viene prelevata tramite una pompa, che ne innalza la pressione a un valore leggermente superiore a quello atmosferico.

L'acqua a valle della pompa viene preriscaldata fino a 95°C, in un primo scambiatore rigenerativo (CAT-HX1), che recupera calore dal flusso catodico in uscita dallo stack, già raffreddato in un altro scambio termico di recupero [45].

L'acqua preriscaldata entra successivamente nel generatore di vapore (HTSE-SG), che rappresenta l'interfaccia termica con il circuito HTS in cui il Therminol 66 cede potenza termica all'acqua di processo per farla evaporare e surriscaldare il vapore fino a 150°C [45].

Il vapore prodotto viene miscelato all'interno di un mixer con una frazione di idrogeno, così da garantire atmosfera riducente al catodo e prevenire fenomeni di ossidazione dell'elettrodo. L'idrogeno di ricircolo è ottenuto per ripartizione dell'idrogeno puro tramite uno splitter, che lo suddivide tra il ramo di ricircolo e quello diretto alle utenze.

La miscela di vapore e idrogeno, con rapporto volumetrico $H_2O/H_2=90/10$, viene inviata ad un secondo scambiatore rigenerativo (CAT-HX2), che recupera calore dal flusso prodotto delle celle elettrolitiche immediatamente a valle dello stack, caratterizzato da temperatura più elevata rispetto al flusso che attraversa il primo scambiatore rigenerativo [45].

Infine, un riscaldatore elettrico (CAT-eHTR) completa il riscaldamento, garantendo il raggiungimento della temperatura operativa richiesta dalle SOEC, pari circa a 750°C.

La miscela viene immessa nel lato catodico delle celle elettrolitiche, dove avviene la riduzione del vapore con produzione di idrogeno. Il prodotto uscente è una miscela di idrogeno e vapore con rapporto volumetrico $H_2O/H_2=27/73$ [45].

Il flusso prodotto, dopo aver ceduto calore al flusso in input allo stack all'interno degli scambiatori rigenerativi, giunge al purificatore che rimuove l'acqua residua. L'idrogeno puro ottenuto sarà ripartito dallo splitter tra ricircolo e linea di compressione [45].

Gli ioni ossido (O^{2-}) prodotti dalla riduzione del vapore al catodo, attraversano l'elettrolita e raggiungono il lato anodico dove formeranno molecole ossigeno. Per impedire l'accumulo e la stagnazione dell'ossigeno all'interno della camera anodica il progetto prevede una linea di sweep gas, basata sull'utilizzo di aria [45].

L'aria è movimentata da ventilatore/soffiante e preriscaldata tramite recupero termico del gas di sweep esausto in uscita dal lato anodico delle celle, all'interno di uno scambiatore rigenerativo (AN-HX). Successivamente, un riscaldatore elettrico (AN-eHTR) completa il riscaldamento fino alla temperatura richiesta all'ingresso dello stack [45].

Attraversando il lato anodico, il gas di sweep rimuove l'ossigeno prodotto dalla reazione elettrochimica. Il flusso esausto, dopo aver ceduto calore nel recuperatore AN-HX, viene convogliato verso il sistema di rilascio, tramite il quale avviene l'espulsione controllata in atmosfera.

4.4.1.1. Linea di condizionamento e compressione dell'idrogeno

A valle della purificazione la frazione dell'idrogeno destinata alle utenze deve essere opportunamente condizionata per renderla compatibile con queste ultime. Come già anticipato, il dettaglio di questa sezione non è stato sviluppato nel progetto di processo dell'impianto HTSE e viene pertanto assunto sulla base del documento ANSELMUS D5.1 [31].

Il derivabile prevede un treno di compressione multi-stadio con refrigeratori interstadio, costituito da tre compressori intervallati da refrigeratori, oltre ad un refrigeratore finale a valle dell'ultimo stadio. Tale configurazione consente di limitare l'aumento di temperatura durante la compressione, riducendo i carichi termici e meccanici sulle macchine, e di regolare in modo controllato la pressione e la temperatura dell'idrogeno fino ai valori richieste dalle utenze [31].

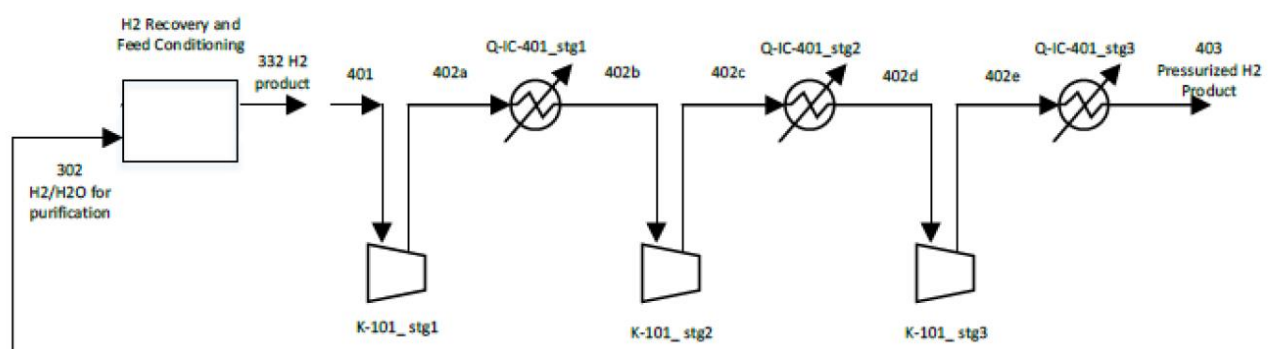


Figura 27: Linea di condizionamento e compressione dell'idrogeno [31]

Le utenze finali non sono definite in questa fase progettuale; tuttavia, a seguito di un confronto tecnico con le università coinvolte nel progetto è stato stabilito di considerare come prima ipotesi progettuale uno stoccaggio di grandi dimensioni, operante ad una pressione di circa 200bar a temperatura ambiente per l'uso dell'idrogeno in ambito industriale.

4.4.2. Dispositivi di sicurezza del circuito HTSE

Analogamente alle precedenti sezioni di impianto, non sono disponibili informazioni relative ai dispositivi ed alle logiche di protezione dell'impianto di elettrolisi ad alta temperatura. pertanto, si è reso necessario introdurre ipotesi progettuali per definire un set minimo e realistico di protezioni, coerenti con la regola d'arte e le prescrizioni normative.

I principali riferimenti adottati sono:

- La direttiva PED 2014/68/UE [35], già utilizzata nei sistemi precedenti, che impone l'utilizzo di dispositivi di protezione per le attrezzature in cui è prevedibile un aumento di pressione sopra i limiti,
- La norma EN 12952-10 [36], richiamata anche per il ciclo Rankine, è stata applicata alla linea di impianto che condiziona l'acqua/vapore in ingresso allo stack SOEC, in quanto definisce i dispositivi di sicurezza per caldaie a vapore e comparti riscaldati di un impianto vapore,
- Il Decreto del Ministero Interno del 7 luglio 2023 (decreto VVF) [46], che definisce i criteri di progettazione e realizzazione degli impianti di produzione di idrogeno mediante elettrolisi, ai fini della prevenzione incendi.

In particolare, il decreto VVF, oltre a definire i dispositivi di sicurezza dei singoli componenti e delle linee di processo, introduce specifiche disposizioni relative ai sistemi di rilevazione e alle misure di protezione attiva dell'intero impianto HTSE, con l'obiettivo di evitare la formazione di atmosfere esplosive e mitigare le conseguenze degli eventuali rilasci accidentali di gas.

Il decreto stabilisce che l'impianto debba essere dotato di sistemi di rilevazione di idrogeno installati in prossimità delle aree suscettibili alla formazione di atmosfere esplosive. Tali sistemi devono essere in grado di rilevare la concentrazione di idrogeno e attivare le opportune misure di sicurezza, al fine di garantire il mantenimento della concentrazione di idrogeno inferiore all'1% in volume. Inoltre, è richiesta anche l'installazione di rilevatori di ossigeno in prossimità dello stack SOEC e delle relative linee, che invieranno un segnale se la concentrazione supera valore soglia di 23,5% in volume [46].

Affinché, il rischio di formazione di miscele esplosive sia ridotto e, quindi, si mantenga la concentrazione dei gas al di sotto dei valori limite sopra indicati, è imposta l'installazione di un sistema di ventilazione forzata, attivato automaticamente in caso di deviazione di portata o pressione dell'idrogeno, oppure a seguito dell'attivazione dei sistemi di rilevazione [46].

Sono inoltre richiesti sistemi di rilevazione di fiamma, installati in tutte le aree in cui un eventuale rilascio di idrogeno potrebbe dar luogo all'innesco di un incendio. A completamento della misura

attiva, l'impianto deve essere dotato di un impianto di rilevazione e allarme incendi (IRAI), in grado di fornire segnali di allarme al sistema di Emergency Shut-down. In caso di incendio, è prevista l'attivazione di una rete di idranti per la protezione degli elementi pericolosi, finalizzata al raffreddamento e spegnimento per ridurre il rischio di escalation dell'evento incidentale [46].

4.4.2.1. Dispositivi di sicurezza dello stack SOEC

Lo stack SOEC, ai sensi del decreto VVF, rientra tra gli elementi pericolosi che devono essere adeguatamente protetti e gestiti mediante logiche di emergenza. In particolare il punto 18.1 del decreto stabilisce che:

“18.1 L'impianto di produzione è dotato di un sistema di emergenza (Emergency Shutdown System, ESS) che interrompe immediatamente l'alimentazione degli elementi pericolosi dell'impianto in caso di pericolo grave ed immediato... [46]”

In coerenza con questa prescrizione è stata ipotizzata l'installazione di due ESDV sulle linee catodiche direttamente associate allo stack. La prima è stata prevista sulla linea di ingresso al catodo, immediatamente a monte dello stack, per impedire l'alimentazione delle celle e arrestare rapidamente la produzione. La seconda ESDV è stata posta sulla linea di uscita del prodotto catodico, così da isolare lo stack dalle sezioni successive, ed evitare un eventuale propagazione di anomalie a valle per guasti al comparto elettrolitico e viceversa.

Il sistema ESS deve garantire la messa in sicurezza dello stack almeno in condizioni di superamento dei limiti di concentrazione di idrogeno e/o ossigeno nell'ambiente, di rilevazione di fiamma o incendio, o di pressione differenziale nelle celle tra idrogeno e ossigeno superiore ai limiti [46].

In particolare, la differenza di pressione parziale tra lato catodico e anodico è un parametro da attenzionare fortemente, poiché la differenza di pressione potrebbe causare la migrazione del gas a pressione più alta da un lato all'altro della cella, causando la possibile formazione di miscele esplosive.

Inoltre il sistema ESS deve garantire:

“18.2 Una volta attivato, il sistema ESS garantisce almeno le seguenti funzioni:

a) arrestare la produzione di idrogeno (elettrolizzatore);

b) depressurizzare le apparecchiature contenenti idrogeno in pressione, con convogliamento dello stesso in un luogo sicuro, fatta eccezione per i carri bombolai e gli stoccaggi in generale;

f) interrompere il circuito elettrico dell'impianto e delle installazioni accessorie, ad esclusione delle linee che alimentano gli impianti di sicurezza [46].”

In coerenza con questi requisiti, in caso di attivazione dell'ESS si assume che:

- Venga rimossa l'alimentazione elettrica alle celle, per garantire l'arresto immediato della produzione di idrogeno;
- Sia presente una BDV lato catodo, che consenta la depressurizzazione controllata delle apparecchiature contenenti idrogeno, convogliando il gas verso un sistema di smaltimento sicuro.

In aggiunta, in conformità alla direttiva PED, che richiede la protezione contro condizioni di sovrappressione prevedibili, è stata prevista l'installazione di una PSV sul lato catodico dello stack SOEC per la protezione da sovrappressioni locali [35].

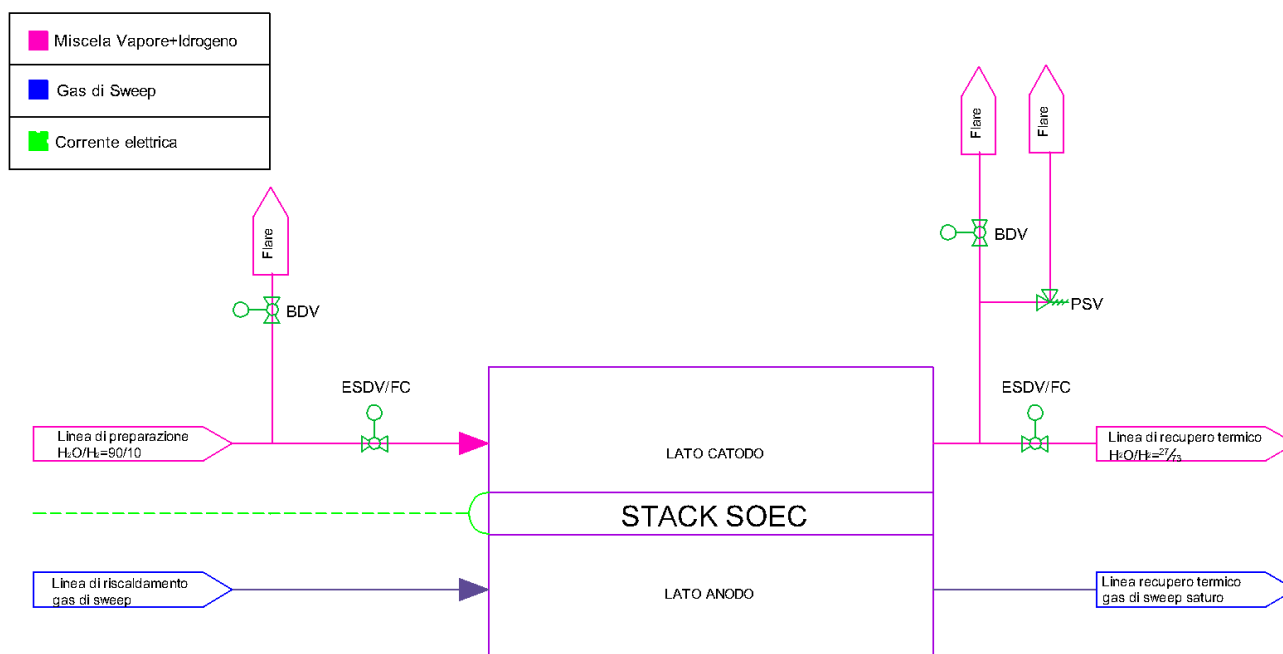


Figura 28: Schema dei dispositivi di sicurezza dello stack SOEC

4.4.2.2. Dispositivi di sicurezza sulla linea acqua/vapore

L'introduzione della SDV sulla linea di alimentazione del catodo, immediatamente a monte dello stack, ha reso necessario l'inserimento di una valvola di rilascio di emergenza per la linea di condizionamento del vapore.

Per questo motivo, è stata ipotizzata una BDV a valle del riscaldatore elettrico della miscela di processo, che consenta il rilascio controllato della miscela di vapore e idrogeno.

In condizioni di emergenza, a seguito della chiusura delle SDV dello stack, si assume che la pompa di alimentazione continui ad operare per un periodo di cool down controllato e il vapore prodotto sarà smaltito grazie alla BDV alla fine della linea. Tale scelta consente al fluido di asportare il calore residuo accumulato negli scambiatori e nel riscaldatore elettrico, prevenendone la degradazione.

A monte della linea di preriscaldamento, a valle della pompa di alimentazione dell'acqua è stata ipotizzata l'installazione di una PSV, per proteggere da sovrappressione, in accordo con la direttiva PED [35].

Il generatore di vapore dell'impianto HTSE è assimilabile a quello di un impianto a vapore, per questo in accordo con la norma EN 12952-10 è stata prevista una PSV dedicata, per proteggere il componente dalla sovrappressione per transitori termici [36].

Dal punto di vista dell'architettura complessiva, come già descritto al Paragrafo 4.3.2.2, per gli stati di emergenza è previsto che l'isolamento del generatore di vapore, interfaccia tra circuito HTS e sistema HTSE, avvenga esclusivamente sul lato Therminol, mediante la chiusura di valvole di intercettazione dedicate. In questo modo, è possibile prevenire la propagazione di eventi indesiderati tra i due sistemi accoppiati, evitando che anomalie originate su uno dei due lati dell'interfaccia possano trasferirsi all'altro. Inoltre, lato ciclo Rankine, in caso di emergenza è previsto l'isolamento della linea del circuito HTS, con conseguente interruzione della fornitura di potenza termica a monte. Su lato acqua/vapore, invece, è prevista la chiusura della ESDV posta a monte dello stack, così da interrompere l'alimentazione delle celle elettrolitiche. Contestualmente, si assume che l'acqua continui a circolare per garantire lo smaltimento del calore residuo del generatore di vapore.

La configurazione descritta rappresenta una prima proposta di soluzione progettuale. Tuttavia, trattandosi di uno degli elementi più critici dell'accoppiamento tra impianto nucleare e impianto di elettrolisi ad alta temperatura, in quanto responsabile del trasferimento del calore prodotto per reazione nucleare, è ragionevole prevedere che, nelle fasi successive di progettazione, sarà necessario rafforzare le misure di protezione. In particolare, una progettazione più avanzata potrà richiedere

l'implementazione di dispositivi di isolamento su entrambi i lati dell'interfaccia, al fine di aumentare la robustezza del sistema. Nella fase attuale, per motivi di semplicità è stata proposta una configurazione minima di sicurezza.

4.4.2.3. Dispositivi di sicurezza per la sezione di purificazione e treno di compressione

Il purificatore è un componente critico del sistema in quanto un malfunzionamento può avere conseguenze rilevanti sui sistemi posti a valle. Eventi quali la mancata rimozione del vapore dall'idrogeno, un inefficiente smaltimento dell'acqua separata e il conseguente accumulo di liquido all'interno del purificatore possono determinare condizioni incompatibili con il funzionamento sicuro delle apparecchiature successive, ed in particolar modo dei compressori. Per questo motivo è stata ipotizzata l'installazione di una ESDV immediatamente a valle del purificatore, con la funzione di interrompere rapidamente l'alimentazione della linea di compressione e della linea di ricircolo dell'idrogeno, evitando il trascinarsi di acqua o idrogeno umido.

Al fine di proteggere la sezione di impianto, compresa tra l'ESDV in uscita dallo stack e la ESDV del purificatore, è stata prevista una BDV sul purificatore stesso. Tale dispositivo consente il rilascio controllato dell'idrogeno umido in condizioni di emergenza, proteggendo il purificatore e gli scambiatori di recupero lato prodotto catodico. Alla BDV è stata affiancata una PSV in parallelo, con funzione di protezione passiva contro le sovrappressioni in caso di mancata apertura della BDV o guasto di comando. La PSV interviene automaticamente al superamento della pressione di taratura, assicurando il contenimento delle sollecitazioni entro i limiti ammissibili.

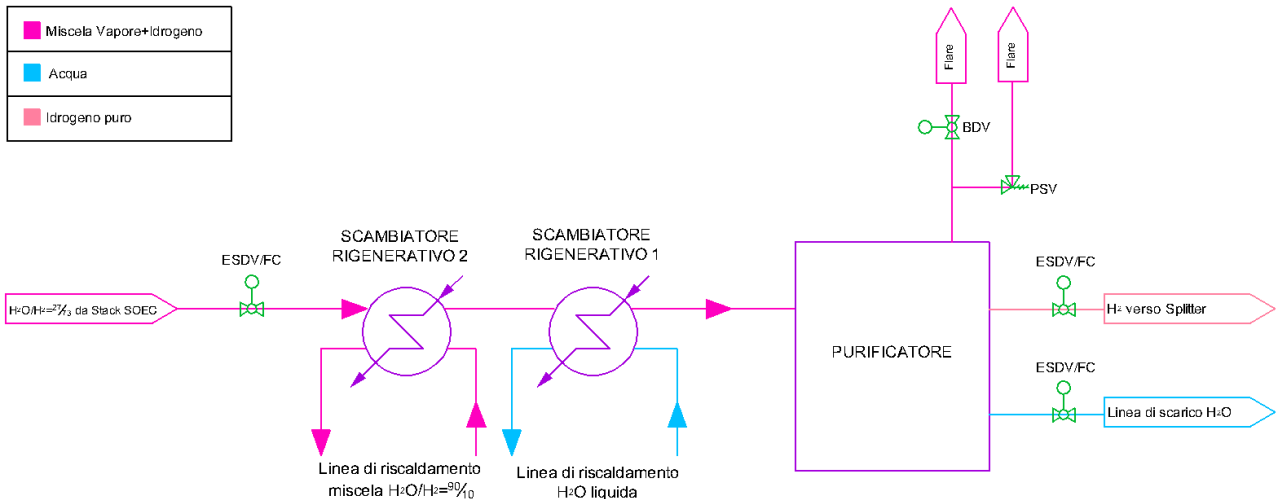


Figura 29: Schema dei dispositivi di sicurezza del purificatore

Per i compressori, della linea di condizionamento dell'idrogeno verso le utenze, i dispositivi di sicurezza sono stati definiti in conformità al decreto VVF [46].

In particolare, l'articolo 18.2, lettera d) dell'Allegato 1 prevede l'isolamento completo della linea di bassa pressione dall'aspirazione e la linea di mandata dei compressori [46]. In accordo con questa prescrizione, è stata prevista l'installazione di ESDV a monte e a valle di ciascun compressore. In particolare, la ESDV sulla mandata di un compressore, installata prima dell'interrefrigeratore, corrisponde con la ESDV di aspirazione del successivo.

Inoltre, l'articolo 10 dell'Allegato 1 del decreto VVF stabilisce che:

“Ciascun compressore è equipaggiato con un sistema di sicurezza contro le sovrappressioni nonché con un sistema di valvole di scarico per la depressurizzazione di emergenza [46]...”

Per questo motivo, è stata ipotizzata l'installazione di una PSV e BDV a valle di ciascun compressore, dedicate rispettivamente alla protezione contro le sovrappressioni e alla depressurizzazione di emergenza.

Nel tratto di impianto compreso tra la ESDV a valle del purificatore e la ESDV in aspirazione al primo compressore, e la CV (Control Valve), del ramo di ricircolo dell'idrogeno, deputata alla regolazione della portata di idrogeno da inviare alla linea di vapore per il controllo del rapporto H_2O/H_2 , può verificarsi la formazione di un volume di fluido intrappolato. Per questo, è stata prevista l'installazione di una PSV in prossimità dello splitter.

Infine, è stata considerata la protezione delle utenze a valle del sistema di condizionamento dell'idrogeno. A tale scopo, è stata ipotizzata l'installazione di una valvola di isolamento di

emergenza, in prossimità del punto di consegna dell'idrogeno alle utenze, preceduta da una BDV per il rilascio controllato dell'idrogeno. Questa configurazione consente l'isolamento rapido dalle utenze, impedendo che anomalie originate a monte propagino verso sistemi esterni. Infatti, eventi quali sovrappressione al punto di consegna, variazioni improvvise di portata, problemi al treno di compressori o condizioni di temperatura non compatibili, potrebbero comportare danni alle apparecchiature e aumentare la probabilità di perdita di contenimento.

Nel caso dell'ipotesi progettuale che prevede come utenza finale uno stoccaggio di idrogeno compresso, l'unità di stoccaggio è resa isolabile dal resto dell'impianto mediante una ESDV, in conformità a quanto previsto dal punto 9.2. del decreto ministeriale. Inoltre, lo stoccaggio deve essere dotato di dispositivi di depressurizzazione, per questo è stata ipotizzata la presenza di una PSV installata direttamente sul vessel [46].

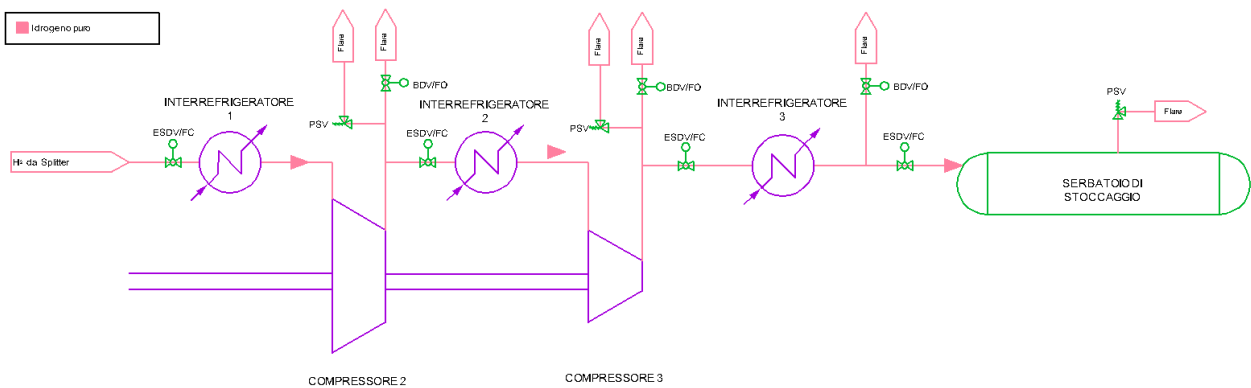


Figura 30: Schema dei dispositivi di sicurezza della linea di compressione interrefrigerata e protezione dell'utenza

4.4.2.4. Logiche di arresto dell'impianto HTSE: Emergency Shut-down System vs hot-standby

Per la gestione delle condizioni anomale e incidentali dell'impianto di elettrolisi ad alta temperatura sono state previste due logiche di intervento. Questa scelta si basa su finalità e campi di applicazione differenti:

- Il sistema di Emergency Shut-down, imposto dalla normativa antincendio per l'intervento in condizioni di pericolo grave ed immediato [46];
- La logica di hot-standby, derivata da considerazioni di natura tecnologica e durabilità delle celle SOEC, permette l'isolamento di sezioni selettive per arresti funzionali o guasti confinati.

Infatti, studi di letteratura evidenziano che l'esposizione delle SOEC a cicli termici, in particolare forti variazioni di temperatura, comportano l'accelerazione dei meccanismi di degradazione delle celle. Per questo motivo, quando possibile è preferibile intervenire garantendo uno stato di hot standby che mantenga le celle SOEC a temperatura elevata, evitando arresti a freddo.

4.4.2.4.1. Logica ESS

Come previsto dal punto 18 del decreto VVF l'impianto di produzione di idrogeno per elettrolisi deve essere dotato di un sistema di Emergency Shut-down, destinato ad intervenire in condizioni di pericolo grave e immediato [46].

Il sistema ha lo scopo di: arrestare la produzione di idrogeno, isolare rapidamente tutti gli elementi pericolosi e garantire il rilascio controllato dei fluidi di impianto.

Per garantire queste funzioni, il sistema di shut-down interviene chiudendo tutte le valvole di intercettazione di emergenza e aprendo quelle di rilascio. Inoltre, il decreto prevede anche l'interruzione dell'alimentazione elettrica di processo, con esclusione dei sistemi di sicurezza [46].

Nello specifico di questo impianto, l'ESS prevede:

- l'interruzione dell'alimentazione dei diversi componenti critici quali: lo stack SOEC, isolato sia in ingresso che in uscita dal catodo, la linea di ricircolo per chiusura della valvola a valle del purificatore e il treno di compressione;
- la pompa continui ad essere alimentata per un periodo di cool down, con vapore smaltito dalla BDV a fine della linea;
- l'isolamento del generatore di vapore lato Therminol per arrestare l'alimentazione termica dell'impianto HTSE, con conseguente isolamento della linea del ciclo Rankine che alimenta il circuito intermedio HTS.

Il sistema ESS interviene automaticamente a fronte di alcune condizioni definite dal decreto VVF, tra cui: l'attivazione dell'allarme incendio, la rilevazione di concentrazioni anomale di idrogeno in prossimità degli elementi pericolosi e/o di ossigeno in prossimità dello stack SOEC, ventilazione insufficiente, alta pressione o alta temperatura in uscita dai compressori o pressione differenziale elevata nelle celle elettrolitiche [46].

Ulteriori scenari valutati come critici, e quindi meritevoli di attivazione dell'ESS sono:

- anomalie nel ciclo Rankine che, attraverso le interfacce elettrica e termica, potrebbero propagarsi verso l'impianto di elettrolisi, inducendo condizioni operative non controllate;

- guasti o malfunzionamenti nell'impianto elettrico, con possibile trasmissione del pericolo verso le SOEC, i compressori e/o i riscaldatori elettrici;
- malfunzionamenti dell'impianto HTS, con potenziale propagazione di condizioni termiche non ammissibili verso l'impianto HTSE;

In tutti questi casi è necessario interrompere l'interazione tra sistemi e garantire l'isolamento di tutti i dispositivi pericolosi, al fine di impedire la propagazione da un sistema all'altro delle anomalie prevenire l'escalation di un evento incidentale. Tale esigenza è particolarmente rilevante per un impianto accoppiato nucleare-idrogeno, per cui l'interdipendenza può amplificare il rischio di uno scenario incidentale.

4.4.2.4.2. Hot-standby

La logica di hot-standby nasce con finalità diverse dalla logica ESS. Essa non è una logica di sicurezza per interventi immediati, ma una modalità operative adottata in condizioni di guasti funzionali o fermo di produzione.

In circostanze quali l'indisponibilità delle utenze, manutenzione programmata del treno di compressione o guasti funzionali alla stessa sezione, l'attivazione dell'ESS risulterebbe eccessivamente penalizzante per la vita utile dello stack.

Infatti, come già detto precedente, diversi documenti di letteratura dimostrano che sottoporre le celle SOEC a ripetuti cicli termici con elevate variazioni di temperature comporta rapida riduzione della vita utile delle celle elettrolitiche.

Dunque, per eventi in cui è possibile evitare lo spegnimento completo dell'impianto è preferibile intervenire con logica di hot-standby.

Numerosi studi, tra cui i risultati del progetto ADEL e le analisi condotte dall'Idaho National Laboratory (INL), evidenziano che è preferibile mantenere gli stack in condizioni di temperatura operativa, pur interrompendo la produzione di idrogeno [47,48].

Dal punto di vista impiantistico, la logica di hot-standby prevede:

- l'isolamento del ramo di compressione, con la chiusura della ESDV dedicate;
- il mantenimento della circolazione dei fluidi nello stack;
- la riduzione della potenza elettrica applicata alle SOEC;

- il mantenimento del ricircolo di idrogeno per garantire condizioni riducenti al catodo, ciò implica che il purificatore rimane in servizio e che la ESDV a valle dovrà essere mantenuta aperta.

4.5. Interfaccia elettrica NPP-HTSE-Rete

L'architettura elettrica che connette la centrale nucleare (NPP), l'impianto di elettrolisi ad alta temperatura (HTSE) e la rete elettrica nazionale è stata definita sulla base degli studi dell'Idaho National Laboratory (INL), con particolare riferimento alla configurazione di interfaccia elettrica presentata nel rapporto "INL/RPT-23-74319" [49].

Questo documento analizza l'accoppiamento elettrico tra reattore nucleare tradizionale raffreddato ad acqua e un impianto di elettrolisi ad alta temperatura. Il modello prevede un collegamento diretto con linea elettrica dedicata tra i due sistemi, per fornire parte della potenza elettrica prodotta ai sistemi dell'impianto di HTSE.

Anche nel progetto PRIN è previsto un collegamento elettrico diretto NPP-HTSE, tuttavia la configurazione non è ancora stata sviluppata. Nonostante ciò, questa interfaccia riveste un ruolo rilevante per le analisi di sicurezza, in quanto costituisce un punto di accoppiamento funzionale tra il ciclo Rankine e l'impianto HTSE, potenzialmente critico per la propagazione dei guasti e quindi centrale nelle analisi FFMEA.

Per questi motivi è stato necessario formulare un'ipotesi progettuale preliminare dell'interfaccia elettrica. Tale ipotesi è stata sviluppata assumendo come riferimento il modello proposto nel rapporto INL, che rappresenta un riferimento completo e applicabile per la definizione dell'interfaccia elettrica tra un NPP e un impianto HTSE.

4.5.1. Architettura dell'interfaccia elettrica

L'interfaccia elettrica comprende tutti i componenti che partecipano alla trasmissione della potenza dal generatore del ciclo Rankine alla stazione di smistamento della centrale nucleare, dalla quale l'energia viene poi distribuita ai carichi interni dell'NPP, verso l'impianto HTSE e verso la rete nazionale elettrica.

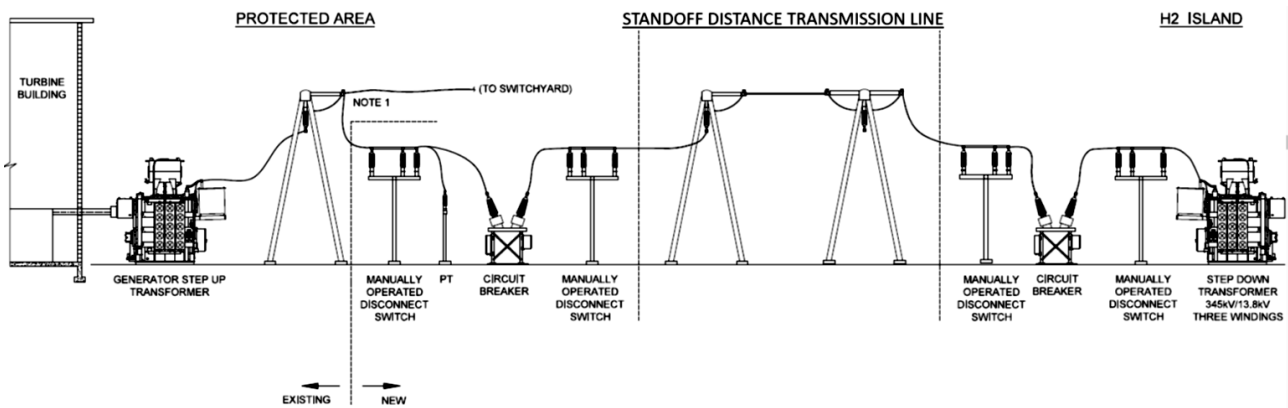


Figura 31: Schema dell'interfaccia elettrica [49]

Il collegamento tra il generatore e la stazione di smistamento principale avviene tramite un trasformatore principale che eleva la tensione al valore richiesto dalla rete per la trasmissione. Dal GSU la potenza è resa disponibile sia per l'immissione in rete sia per il collegamento diretto all'HTSE [49].

Il generatore è protetto da un sistema composto da un interruttore (GCB: Generator Circuit Breaker) e da relè di protezione primari e di backup, che comandano l'apertura del GCB a seguito del rilevamento di una sovracorrente. Se i relè primari falliscono nell'intervento sono presenti dei relè di backup: la ridondanza dei relè consente di evitare l'esposizione del generatore a correnti di guasto per malfunzionamento delle protezioni [49].

Allo switchyard la potenza in alta tensione può essere inviata dalla sbarra di smistamento alla rete elettrica nazionale e alla linea dedicata all'impianto di elettrolisi. Sia il trasformatore principale sia lo switchyard sono protetti da sistemi di sicurezza con relè primari e secondari e da interruttori per ogni linea [49].

Dalla sbarra di smistamento parte la linea dedicata all'alimentazione dell'HTSE dotata di interruttori di alta tensione e relè ridondanti ad entrambe le estremità, che garantiscono separazione elettrica in caso di guasti senza impattare le funzioni di sicurezza della cabina dell'NPP. Infatti, poiché la linea costituisce un punto di propagazione dei guasti tra due impianti, deve essere protetta in modo molto severo [49].

La potenza elettrica viene trasmessa al quadro elettrico dell'HTSE attraverso un trasformatore triavvolto, che, oltre ad abbassare la tensione a quella richiesta dal sistema, lo isola elettricamente dalla centrale nucleare limitando la corrente di guasto al generatore [49].

Infine, il quadro elettrico dell'HTSE smista la potenza tramite una sbarra MT ai vari componenti dell'impianto, tra cui gli stack di celle SOEC. Anche il quadro è dotato di interruttori la cui apertura è comandata da relè primari e di backup [49].

5. Scomposizione fisica e funzionale del sistema accoppiato

In questo capitolo viene applicata la metodologia descritta nel Capitolo 3.2 al sistema di accoppiamento tra impianto nucleare e impianto di elettrolisi. In particolare, vengono sviluppate la Plant Breakdown Structure (PBS) e la Functional Breakdown Structure (FBS), finalizzate a descrivere rispettivamente la struttura fisica e quella funzionale del sistema. Il capitolo descrive i criteri adottati per definire il perimetro dell'analisi, il livello di dettaglio delle strutture gerarchiche e le principali scelte metodologiche adottate nello sviluppo delle due scomposizioni. Le strutture ottenute costituiscono la base per la successiva allocazione delle funzioni ai componenti fisici e per lo sviluppo dell'analisi FFMEA.

5.1. PBS applicata all'accoppiamento

La Plant Breakdown Structure (PBS) rappresenta la scomposizione fisica del sistema accoppiato ALFRED-HTSE, ed è finalizzata a definire i confini fisici dell'analisi, distinguendo tra elementi inclusi nell'analisi da quelli trattati come condizioni al contorno, e a identificare le interfacce critiche attraverso cui possono originare o propagarsi guasti, fallimenti o anomalie tra i diversi sottosistemi, sia nel dominio termico sia in quello elettrico.

La PBS è sviluppata secondo un approccio fisico-funzionale, in cui ciascun elemento è identificato sulla base della propria identità fisica ed assegnato al sistema o sottosistema di cui supporta primariamente il funzionamento. Questo criterio si è reso particolarmente utile nei casi di componenti di interfaccia, per i quali l'appartenenza ad uno specifico sistema o sottosistema non è sempre univoca, poiché essi contribuiscono al funzionamento di entrambe le parti di impianto. In questi casi, l'assegnazione è stata effettuata in base alla funzione principale del componente, mantenendo tuttavia esplicita nella struttura, attraverso un maggiore livello di dettaglio, la compartecipazione delle diverse sezioni impiantistiche coinvolte.

Il livello di dettaglio è stato definito in funzione degli obiettivi dell'analisi e del livello di maturità progettuale disponibile. In generale, la PBS è stata sviluppata fino ad includere componenti fisicamente e funzionalmente rilevanti per l'accoppiamento e per le successive analisi funzionali di sicurezza. Il livello minimo ritenuto necessario è il livello di componente, al fine di garantire corretta allocazione delle funzioni e il collegamento con i possibili failure modes. Tale scelta consente infatti di identificare, per quanto possibile, l'oggetto fisico che realizza una determinata funzione e che potrà quindi essere richiamato nelle fasi successive della FFMEA.

In alcuni casi specifici, la scomposizione è stata spinta oltre il livello di componente. Ciò avviene in particolare per i componenti di interfaccia, per i quali è stata introdotta la distinzione tra lato caldo e lato freddo, così da esplicitare il contributo dei due fluidi coinvolti nello scambio e rappresentare con maggior chiarezza ciò che deve avvenire nei due lati del componente affinché la funzione di interfaccia sia correttamente svolta. Ad esempio, nel condensatore di vapore HTS e nel generatore di vapore HTSE sono distinti i due lati di scambio, proprio per rendere esplicito il ruolo dei fluidi appartenenti a sistemi diversi.

Per quanto riguarda le linee di processo, non tutte sono state esplicitate nella struttura gerarchica. Sono state infatti incluse solo le linee ritenute più rilevanti ai fini dell'analisi, ossia quelle coinvolte nel trasferimento di energia oppure associate a fenomeni fisici di interesse per la sicurezza. La loro rappresentazione nella PBS ha inoltre consentito di riportare alcune grandezze di stato disponibili, quali pressione e temperatura, utili a definire il possibile impatto di deviazioni termo-idrauliche o rilasci accidentali.

Dal punto di vista strutturale, la PBS è organizzata secondo una struttura ad albero degli elementi fisici, in cui l'impianto è progressivamente scomposto in sistemi, sottosistemi, componenti e sottocomponenti. I diversi livelli gerarchici sono resi graficamente evidenti nella rappresentazione in Tabella 1 mediante lo spostamento verso destra degli elementi al crescere del livello di dettaglio.

All'interno della struttura tabellare è inoltre riportata per gli elementi di collegamento tra sistemi l'indicazione dell'interfaccia di appartenenza. In un sistema accoppiato, tale informazione assume particolare importanza in quanto consente di identificare in modo esplicito i punti di connessione tra i diversi sistemi. L'individuazione delle interfacce mette in evidenza le dipendenze funzionali reciproche e consente di identificare le zone più sensibili alla propagazione di anomalie o guasti.

In Tabella 1 è riportato un estratto della Plant Breakdown Structure mentre la tabella completa è disponibile in Appendice A.

Elementi PBS (IT)	Lev1	Lev2	Lev3	Lev4	Lev5
Accoppiamento Alfred-HTSE	Accoppiamento Alfred-HTSE				
1. Sistema di estrazione del calore dal reattore	1. Sistema di estrazione del calore dal reattore				
1.1. Sistema di scambio termico reattore-ciclo Rankine			1.1. Sistema di scambio termico reattore-ciclo Rankine		
1.1.1. Generatore di vapore a tubi a baionetta			1.1.1. Generatore di vapore a tubi a baionetta		
1.1.1.1. lato piombo-fluido primario di raffreddamento del reattore			1.1.1.1. lato piombo-fluido primario di raffreddamento del reattore		
1.1.1.2. Collettore acqua a 335°C e 150/180 bar in ingresso			1.1.1.2. Collettore acqua a 335°C e 150/180 bar in ingresso		
1.1.1.3. Collettore vapore a 450°C e 180 bar in uscita			1.1.1.3. Collettore vapore a 450°C e 180 bar in uscita		
1.1.2. PSV del vapore principale			1.1.2. PSV del vapore principale		
1.1.3. ESDV del vapore principale			1.1.3. ESDV del vapore principale		
1.1.4. Valvola di deviazione vapore verso l'IC (NC)			1.1.4. Valvola di deviazione vapore verso l'IC (NC)		
1.1.5. Condensatore di isolamento			1.1.5. Condensatore di isolamento		
1.1.6. Valvola di ritorno della condensa dall'IC all'SG (NC)			1.1.6. Valvola di ritorno della condensa dall'IC all'SG (NC)		
2. Ciclo Rankine	2. Ciclo Rankine				
2.1. Main Steam System			2.1. Main Steam System		
2.1.1. Pipeline vapore principale a 450°C e 180bar			2.1.1. Pipeline vapore principale a 450°C e 180bar		
2.1.2. PSV di linea di vapore principale			2.1.2. PSV di linea di vapore principale		
2.1.3. Valvola di bypass delle turbine			2.1.3. Valvola di bypass delle turbine		
2.1.4. Linea di bypass			2.1.4. Linea di bypass		
2.1.5. Linea vapore principale verso il sistema di espansione			2.1.5. Linea vapore principale verso il sistema di espansione		
2.1.6. Splitter tra turbine di HP e risurriscaldatore			2.1.6. Splitter tra turbine di HP e risurriscaldatore		
2.1.7. Linea vapore principale verso le turbine HP			2.1.7. Linea vapore principale verso le turbine HP		
2.1.8. Risurriscaldatore Stop Valve			2.1.8. Risurriscaldatore Stop Valve		
2.1.9. Linea vapore principale verso il risurriscaldatore			2.1.9. Linea vapore principale verso il risurriscaldatore		

Tabella 1: Estratto della Plant Breakdown Structure

Lo sviluppo della PBS ha richiesto un processo progressivo e iterativo. La struttura è stata inizialmente costruita sulla base della configurazione impiantistica disponibile e successivamente aggiornata e raffinata nel corso del lavoro, anche a seguito di confronti tecnici con il gruppo del Politecnico di Milano, che hanno consentito di approfondire e consolidare la configurazione progettuale iniziale. Parallelamente la struttura è stata adattata per includere le ipotesi progettuali e le soluzioni di sicurezza progressivamente sviluppate nell'ambito del presente lavoro durante la definizione della struttura fisica gerarchica.

Nel complesso, la PBS sviluppata comprende 247 righe nella tabella Excel, a conferma della notevole estensione della scomposizione effettuata. Una delle principali difficoltà incontrate ha riguardato proprio la gestione di una struttura di dimensioni elevate, soggetta a revisioni progressive al variare delle ipotesi progettuali e all'introduzione di componenti o sistemi di protezione aggiuntivi. Tale carattere iterativo non rappresenta tuttavia una debolezza del processo, ma una conseguenza naturale dell'applicazione della metodologia a un sistema complesso in fase preliminare e in processo di sviluppo, nella quale la scomposizione fisica avviene parallelamente alla definizione dell'architettura impiantistica e di sicurezza.

5.1.1. Macrosistemi inclusi e condizioni al contorno

La PBS è costruita includendo tutti gli elementi fisici che:

- Concorrono al trasferimento di energia tra impianto nucleare e utenza HTSE, lungo la catena termica ed elettrica;
- Svolgono funzioni di protezione e isolamento direttamente rilevanti per la gestione di condizioni anomale che possono impattare l'accoppiamento.

Di conseguenza, accanto ai componenti di processo, la PBS include anche i dispositivi di protezione e sicurezza, quali valvole di isolamento e rilascio, sistemi di rilevazione e antincendio. La loro inclusione rende esplicita la struttura fisica delle risposte di sicurezza e fornisce una base coerente per la successiva allocazione delle funzioni di sicurezza nell'ambito dell'analisi FFMEA.

La PBS del sistema accoppiato è articolata in macrosistemi, i quali comprendono:

- Sistema di estrazione del calore dal reattore, che comprende gli elementi fisici dell'interfaccia termica tra il reattore e il ciclo Rankine;
- Ciclo Rankine;
- Sistema di interfaccia elettrica, che comprende la catena elettrica dal generatore fino alle utenze elettriche dell'HTSE e include anche l'interfaccia tra l'impianto nucleare e la rete elettrica;
- Circuito HTS: che include il condensatore di vapore, interfaccia tra il ciclo Rankine e il circuito HTS per la trasmissione del calore dal vapore al Therminol 66;
- Impianto HTSE: che include il generatore di vapore, interfaccia tra il circuito HTS e l'impianto HTSE per la trasmissione del calore dal Therminol 66 all'acqua di processo dell'impianto di elettrolisi, nonché l'utilizzatore finale dell'idrogeno, quindi il sistema di stoccaggio e i dispositivi di protezione associati

5.2. FBS applicata all'accoppiamento

La Functional Breakdown Structure è stata applicata al sistema di accoppiamento tra impianto nucleare e HTSE, con l'obiettivo di descrivere le funzioni necessarie al trasferimento di energia termica ed elettrica verso l'utenza HTSE e sulle corrispondenti funzioni di sicurezza che ne governano la messa in sicurezza in condizioni anomale o di emergenza.

5.2.1. Perimetro e struttura dell'analisi FBS

Il perimetro funzionale considerato coincide con le funzioni che realizzano il trasferimento di energia tra impianto nucleare e impianto HTSE. Le funzioni di generazione di energia e produzione di idrogeno sono richiamate solo come contesto, mentre la scomposizione funzionale di dettaglio è sviluppata con riferimento alle sole funzioni di trasmissione. Tale scelta è coerente con il successivo sviluppo della FFMEA, che mira a identificare failure modes, conseguenze e PIEs riferiti all'accoppiamento e alle interfacce di trasmissione.

Nell'applicazione dell'FBS al caso studio, la struttura funzionale è stata organizzata in due alberi distinti:

- FBS di processo, che descrive le funzioni svolte in condizioni di esercizio normale per realizzare la missione del sistema;
- FBS di sicurezza, che descrive le funzioni necessarie a proteggere l'accoppiamento, includendo la gestione delle condizioni anomale o di emergenza, finalizzate a prevenire scenari incidentali, a limitarne l'impatto e impedire la propagazione delle anomalie attraverso i sistemi di interfaccia tra i due impianti.

La separazione tra FBS di processo e FBS di sicurezza è coerente con quanto riportato al Capitolo 3.2.2 Functional Breakdown Structure e risponde, in primo luogo, a motivazioni di carattere metodologico, direttamente connesse allo sviluppo della successiva analisi FFMEA. La FFMEA è infatti impostata sulla valutazione della perdita di funzioni di processo e sull'analisi delle conseguenze associate ai relativi failure mode. In tale contesto, possono essere associate in modo diretto a ciascuna degradazione dell'azione di processo la funzione di sicurezza imputabili alla prevenzione dell'evento e alla mitigazione delle conseguenze che ne deriverebbero. Questa impostazione permette di mantenere separati il dominio dell'analisi funzionale e quello delle risposte di sicurezza.

Un'ulteriore motivazione che giustifica la separazione tra FBS di processo e FBS di sicurezza è di natura logico-gerarchica. Le funzioni di emergenza implicano infatti l'impossibilità di perseguire l'esercizio normale e, in particolare, determinano l'interruzione della trasmissione di energia per consentire la messa in sicurezza del sistema. L'inclusione di tali funzioni come sottofunzioni delle missioni di processo avrebbe introdotto una contraddizione nella logica gerarchica, associando ad una funzione padre orientata alla continuità funzioni figlie orientate all'arresto. Tale impostazione

risulterebbe in contrasto con il criterio di conformità e completezza secondo cui una funzione padre deve essere definito in modo coerente dall'insieme delle proprie funzioni figlie.

Nel dominio di processo sono pertanto raccolte tutte le funzioni necessarie al normale funzionamento del sistema, incluse quelle finalizzate a mantenere l'impianto entro i limiti operativi di esercizio, come le azioni di gestione della sovrappressione. Tali funzioni consentono la continuità operativa del sistema e non comportano l'interruzione della missione di processo.

Nel dominio di sicurezza sono invece riportate le funzioni di rilevamento delle condizioni pericolose, le funzioni di mitigazione locale degli scenari incidentali e le funzioni che portano l'impianto, o parti di esso, in stato sicuro. La distinzione tra i due alberi funzionali consente inoltre di rendere esplicite interazioni multi-dominio, tipiche dello shutdown dell'accoppiamento.

Lo sviluppo della FBS ha richiesto un processo progressivo e iterativo, poiché la definizione della struttura funzionale non segue un percorso univoco e non esiste una regola che imponga una sola modalità di gerarchizzazione delle funzioni. Non esiste quindi una procedura che determini in modo rigido le modalità di scomposizione; piuttosto, è necessario identificare in modo completo le funzioni richieste per il raggiungimento della missione, articolandole secondo una struttura coerente con gli obiettivi dell'analisi e con gli aspetti del sistema che si intendono mettere in evidenza. Per questo motivo la struttura funzionale è stata definita attraverso successivi affinamenti, fino a ottenere una rappresentazione in grado di descrivere in modo chiaro le funzioni di trasferimento energetico e di supportare la successiva analisi FFMEA.

Analogamente a quanto fatto per la PBS, il livello di dettaglio è stato definito arrestando la scomposizione funzionale al livello di funzioni sufficientemente elementari da potere essere allocate con chiarezza ai componenti fisici del sistema.

Tuttavia, una delle principali difficoltà nello sviluppo della FBS ha riguardato il rischio di limitare la scomposizione alle sole funzioni immediatamente riconducibili ai componenti fisici già noti, soprattutto in presenza di un progetto preliminare, nel quale non tutti i dettagli impiantistici sono ancora completamente definiti. In realtà, l'analisi funzionale deve essere il più possibile indipendente dall'implementazione fisica del sistema: essa deve consentire di individuare non solo le funzioni già supportate da componenti presenti nella configurazione progettuale, ma anche quelle comunque necessarie al raggiungimento della missione di processo e degli obiettivi di sicurezza. In questo senso la FBS ha anche consentito di evidenziare funzioni che richiedono un successivo approfondimento progettuale.

5.2.2. FBS di processo

La missione complessiva dell'impianto accoppiato è la cogenerazione di energia elettrica da immettere in rete e di idrogeno. Questa si scompone in tre funzioni figlie di alto livello: "Produrre energia termica ed elettrica", "Trasmettere energia all'HTSE" e "Produrre idrogeno". Nel presente lavoro è sviluppata nel dettaglio la sola funzione di trasmissione dell'energia, in quanto questa costituisce il dominio di interesse per la successiva analisi FFMEA. Le altre funzioni sono pertanto considerate come contesto funzionale, senza essere oggetto di ulteriore scomposizione.

La funzione di alto livello "Trasmettere energia all'HTSE" è scomposta in due domini, coerenti con i due canali di fornitura energetica all'utenza:

- "Trasmettere energia termica all'HTSE": che copre il prelievo da ciclo Rankine, lo scambio di calore dal vapore al Therminol, il trasporto nel circuito HTS e, infine, la cessione del calore all'impianto HTSE;
- "Trasmettere energia elettrica all'HTSE": che include il prelievo della potenza elettrica dal generatore del ciclo Rankine, l'adattamento dei livelli di tensione e la distribuzione della potenza, fino alle utenze elettriche dell'HTSE.

Questa articolazione riflette, come detto anche nei capitoli precedenti, la doppia dipendenza dell'HTSE dall'impianto nucleare, sia dal punto di vista termico sia elettrico. Una frazione della potenza termica prodotta per fissione nucleare viene trasferita, attraverso il circuito HTS, all'HTSE per l'evaporazione e il surriscaldamento dell'acqua di processo, mentre l'altra frazione è convertita in energia elettrica nel ciclo Rankine e in parte convogliata, tramite l'impianto elettrico e una linea dedicata all'HTSE, all'alimentazione dello stack SOEC per la produzione di idrogeno ad alta temperatura.

Entrambe le funzioni di trasmissione sono state modellate come sequenze funzionali, ovvero come catene ordinate di funzioni che, nel loro insieme, consentono il trasferimento di energia dal ciclo Rankine all'HTSE. Questa struttura consente facilmente di associare le funzioni ai componenti dell'impianto che le realizzano e di individuare con chiarezza dove avverrebbe la perdita di funzione, costituendo una base strutturata e coerente per i successivi passi dell'analisi.

A titolo esemplificativo, è riportato in Tabella 2 un estratto della FBS di processo, in cui sono mostrati i diversi livelli di scomposizione funzionale. La profondità di scomposizione è graficamente rappresentata dallo spostamento verso destra delle funzioni, che corrisponde a livelli gerarchici via via più dettagliati e specifici.

Funzione di processo	Lev1	Lev2	Lev3	Lev4	Lev5	Lev6	Lev7
P0. Cogenerare energia elettrica e idrogeno							
P1. Produrre energia termica ed elettrica							
P2. Trasmettere energia all'HTSE							
P2.1. Trasmettere energia termica all'HTSE							
P2.1.1. Prelevare energia termica dal ciclo Rankine							
P2.1.1.1. Spillare vapore ad alta pressione e temperatura							
P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata							
P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore							
P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato							
P2.1.1.3. Gestire ritorno della condensa							
P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro							
P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro							
P2.1.2. Trasmettere energia termica al circuito HTS							
P2.1.2.1. Trasferire calore dal vapore al Thermanol							
P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato							
P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Thermanol fino alle condizioni richieste							
P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS							
P2.1.3. Trasportare calore nel circuito HTS fino al circuito HTSE							
P2.1.3.1. Garantire la circolazione del fluido HTS							
P2.1.3.1.1. Generare prevalenza							
P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa							
P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido							
P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione della pompa							
P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica							
P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido							
P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica							
P2.1.3.2.3. Gestire gli scarichi del circuito HTS							
P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato							
P2.1.3.2.3.2. Contenere lo scarico in un sistema chiuso							

Tabella 2: Estratto della Functional Breakdown Structure di processo

La FBS di processo comprende complessivamente 51 righe, corrispondenti alle diverse funzioni identificate nella struttura gerarchica ai vari livelli di scomposizione, fino a un livello massimo pari a 7. In Tabella 2 è riportato un estratto della Plant Breakdown Structure mentre la tabella completa è disponibile in Appendice B

5.2.3. FBS di sicurezza

La missione generale della FBS di sicurezza è “Gestire la sicurezza di impianto”. Le funzioni di sicurezza sono state organizzate seguendo un’impostazione basata sui possibili scenari incidentali, cioè partendo dal tipo di condiziona anomala o dall’evento che si vuole gestire.

In particolare, il primo livello della FBS di sicurezza distingue la gestione di:

- Deviazioni o anomalie delle variabili di processo e di energia, quali temperatura, pressione, portate e potenze;
- Perdite di contenimento e rilasci di sostanze pericolose;
- Incendi

La gestione dei pericoli comprende le funzioni di rilevazione, mitigazione locale e generazione dei segnali di emergenza, a seguito del quale viene attivato il sistema di shutdown di emergenza.

Infatti, lo shutdown non è trattato come mitigazione locale di una specifica deviazione, ma è una funzione di risposta globale, attivabile a seguito della rilevazione di qualsiasi scenario incidentale significativo.

La definizione della sua collocazione gerarchica ha rappresentato uno degli aspetti più complessi nello sviluppo della FBS di sicurezza. In una prima impostazione sarebbe stato possibile ricondurre tale funzione alle azioni di rilevazione e gestione delle anomalie elettriche o termo-idrauliche. Tuttavia, lo shutdown non costituisce una mitigazione locale di una specifica deviazione, ma una funzione sistemica attivabile a seguito di trigger provenienti da più sistemi di rilevazione e pertanto trasversale rispetto ai diversi domini di sicurezza.

Per questo motivo la gestione dello shutdown di sicurezza è stata modellata come una funzione trasversale di pari livello alla gestione dei diversi pericoli e non subordinato ad una singola tipologia di evento. Tale impostazione consente di rendere esplicito il ruolo di azione di messa in sicurezza comune e coordinata dell'impianto.

Nell'ambito di questa tesi, lo sviluppo in dettaglio delle funzioni di shutdown è limitato ai sistemi di accoppiamento, per i quali l'analisi funzionale è di interesse diretto. In qualsiasi scenario incidentale, lo shutdown coinvolge sia i sistemi di trasmissione dell'energia sia l'impianto HTSE, mentre lo stesso non vale per l'impianto nucleare. Le azioni di sicurezza che coinvolgono l'impianto nucleare e il suo BoP sono introdotte esclusivamente come funzioni di alto livello, intese come possibili estensioni dello shutdown in casi specifici. Come per la FBS di processo, le funzioni di messa in sicurezza dell'impianto nucleare e dell'HTSE sono richiamate come contesto, in quanto esterne al perimetro di interesse dell'analisi.

Anche per la FBS di sicurezza è riportato in Tabella 3 un estratto dell'albero funzionale:

Funzione di sicurezza	Lev1	Lev2	Lev3	Lev4	Lev5	Lev6	Lev7
S0. Gestire la sicurezza di impianto	S0. Gestire la sicurezza di impianto						
S1. Gestire deviazioni/anomalie di variabili di processo e di energia	S1. Gestire deviazioni/anomalie di variabili di processo e di energia						
S1.1. Gestire le anomalie elettriche	S1.1. Gestire le anomalie elettriche						
S1.1.1. Rilevare guasti elettrici o anomalie elettriche	S1.1.1. Rilevare guasti elettrici o anomalie elettriche						
S1.1.2. Comandare il sezionamento per condizioni anomale o di emergenza	S1.1.2. Comandare il sezionamento per condizioni anomale o di emergenza						
S1.1.3. Attuare il sezionamento elettrico locale	S1.1.3. Attuare il sezionamento elettrico locale						
S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello						
S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati						
S2. Gestire la sicurezza dei rilasci	S2. Gestire la sicurezza dei rilasci						
S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale	S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale						
S2.2. Mitigare localmente il rilascio	S2.2. Mitigare localmente il rilascio						
S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi	S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi						
S2.2.2. Attivare ventilazione meccanica dove serve	S2.2.2. Attivare ventilazione meccanica dove serve						
S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati						
S3. Gestire la sicurezza di incendi	S3. Gestire la sicurezza di incendi						
S3.1. Rilevare incendio	S3.1. Rilevare incendio						
S3.2. Attivare i sistemi antincendio	S3.2. Attivare i sistemi antincendio						
S3.2.1. Attivare l'erogazione dell'acqua dove richiesto	S3.2.1. Attivare l'erogazione dell'acqua dove richiesto						
S3.2.2. Attivare l'erogazione della schiuma dove richiesto	S3.2.2. Attivare l'erogazione della schiuma dove richiesto						
S3.3. Generare segnale di emergenza verso i sistemi interessati	S3.3. Generare segnale di emergenza verso i sistemi interessati						

Tabella 3: Estratto della Functional Breakdown Structure di sicurezza

La FBS di sicurezza sviluppata comprende complessivamente 48 righe, che descrivono le funzioni di rilevazione, mitigazione e gestione dello shutdown di emergenza, articolate fino al livello gerarchico

7. In Tabella 3 è riportato un estratto della Plant Breakdown Structure mentre la tabella completa è disponibile in Appendice C.

5.2.3.1. Interazione tra dominio elettrico e termico e logica dei trigger di shutdown

Un aspetto centrale dell'accoppiamento è la presenza di trigger di emergenza che possono originare in un dominio e richiedere azioni di messa in sicurezza in domini diversi.

Nella FBS di sicurezza, la gestione dello shutdown dell'accoppiamento distingue tra la messa in sicurezza del trasferimento elettrico e l'arresto e isolamento del trasferimento termico. Tali funzioni, pur agendo su sistemi diversi, risultano strettamente interconnesse attraverso lo scambio di segnali di emergenza che impongono azioni di arresto incrociate tra i due domini.

In caso di anomalie o guasti all'impianto elettrico, i sistemi di protezione elettrica comandano il sezionamento dell'area interessata e la disalimentazione delle utenze HTSE. In tale condizione, la prosecuzione dell'alimentazione termica verso l'HTSE risulterebbe priva di utilità operativa e potenzialmente pericolosa. Per questo motivo, i sistemi di protezione elettrica, oltre ad attuare l'apertura degli interruttori generano un segnale che richiede l'attivazione delle funzioni di isolamento termico e di arresto del trasferimento di calore. Analogamente, in presenza di anomalie termo-idrauliche dell'accoppiamento, è necessario inviare un segnale di emergenza che imponga la disalimentazione elettrica delle utenze dell'HTSE, al fine di prevenire condizioni di esercizio non sicure e produzione non controllata di idrogeno nelle celle.

Infine, anche eventi incidentali di rilasci di fluidi pericolosi e incendi costituiscono trigger di emergenza che richiedono lo shutdown dell'impianto. In tali casi, i sistemi di rilevazione inviano un segnale che attivano le funzioni di messa in sicurezza dei diversi domini coinvolti.

5.2.3.1.1. Limiti e assunzioni del modello funzionale

Per la parte elettrica, il livello di dettaglio progettuale disponibile consente di allocare con chiarezza le funzioni di rilevazione e comando ai relè dell'impianto elettrico.

Per la parte termo-idraulica, invece, non sono esplicitati nel dettaglio sensori per la misura di pressione, temperatura, livello e portata in grado di generare segnali di emergenza per superamento di limiti superiori o inferiori. Nonostante ciò, tali funzioni risultano necessarie per garantire la

protezione dei circuiti di trasferimento termico e per l'attivazione delle logiche di emergenza dell'accoppiamento.

Al fine di garantire completezza funzionale della FBS, è stata pertanto adottata la seguente ipotesi: le funzioni di rilevazione di anomalie termo-idrauliche e di invio del segnale di shutdown sono considerate presenti a livello funzionale e rappresentate nella FBS di sicurezza, ma non vengono allocate a componenti specifici, in quanto la sensoristica non è dettagliata nel progetto preliminare.

L'assunzione viene esplicitata in quanto tali funzioni, necessarie alla corretta e completa descrizione delle funzioni di sicurezza dell'accoppiamento, non è stato possibile allocarle a componenti d'impianto. Tale assunzione risulta coerente con la fase iniziale della progettazione, nella quale l'approccio di analisi funzionale richiede che le funzioni siano definite in modo chiaro ed il più possibile esaustivo, mentre le Plant Breakdown Structure non è ancora necessariamente completa. Di conseguenza, alcune funzioni possono ancora non essere associate a componenti fisici.

5.2.4. Allocazione delle funzioni

Le funzioni identificate nei due alberi funzionali sono state allocate ai componenti fisici di impianto, così come definiti nella PBS. Ciascuna funzione è stata associata ad uno o più componenti che ne consentono la realizzazione; viceversa, a ciascun componente sono state attribuite una o più funzioni, poiché potrebbe contribuire a diverse azioni funzionali.

Un estratto di allocazione tra funzioni di processo e componenti di impianto è riportato nella Tabella 4 sottostante, mentre la tabella completa è disponibile in Appendice D.

Funzione di processo	Componenti
P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato
P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato + 4.2.2. ESDV alimentazione generatore di vapore HTSE
P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato	2.8.1. Linea di vapore surriscaldato a valle della prima turbina HP
P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro	2.8.9. Linea di reintegro condensa
P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro	
P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato	4.1.1. Condensatore di vapore HTS
P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	4.1.1. Condensatore di vapore HTS 4.1.1.1. Lato caldo (vapore)
P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS	4.1.1. Condensatore di vapore HTS 4.1.1.2. Lato freddo (Therminol 66)

P2.1.3.1.1. Generare prevalenza	4.3.2. Pompa Therminol 66
P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa	4.3.2.1. Alimentazione elettrica pompa Therminol 66 + 4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66

Tabella 4: Estratto di allocazione funzionale tra funzioni di processo FBS e componenti PBS

L'allocazione consente di ricondurre l'origine dei failure modes ai componenti fisici che realizzano le funzioni analizzate nell'ambito della FFMEA. In questo modo viene stabilito il collegamento tra struttura fisica e struttura funzionale del sistema, che costituisce la base per l'analisi dei possibili scenari di guasto sviluppata nel capitolo successivo.

6. FFMEA applicata all'accoppiamento

A partire dalle strutture PBS e FBS precedentemente costruite e a valle dell'allocazione delle funzioni ai componenti, è stata sviluppata l'FFMEA **del trasferimento termico** dell'accoppiamento. L'analisi riguarda le funzioni associate ai componenti del sistema di spillamento di vapore dal ciclo Rankine, al circuito intermedio HTS e al generatore di vapore HTSE, che costituiscono l'interfaccia termica tra i due impianti.

L'obiettivo dell'analisi è valutare gli effetti della perdita o del degrado delle funzioni dell'accoppiamento e individuare quali modi di guasto possono generare le conseguenze più rilevanti, sia dal punto di vista prestazionale che di sicurezza, evolvendo potenzialmente in scenari incidentali. Il focus è stato posto sulle **funzioni di trasferimento energetico** poiché rappresentano la principale sorgente potenziale di eventi iniziatori legati all'accoppiamento.

L'analisi è stata sviluppata mediante la compilazione di una struttura tabellare FFMEA, che consente di individuare, per ciascuna funzione, i modi di guasto più significativi e le relative catene causali e conseguenziali. Attraverso questo approccio è possibile mettere in evidenza i modi di guasto le cui conseguenze possono assumere potenziale rilevanza per la sicurezza e, dunque, individuare gli eventi iniziatori, ossia quelle deviazioni funzionali dell'accoppiamento che possono dare origine a scenari incidentali o contribuire all'innescio di sequenze di guasto più estese.

Oltre a supportare l'identificazione degli eventi iniziatori e dei pericoli associati, tale struttura contribuisce anche ad un ulteriore obiettivo dell'OPT, ossia il supporto alla definizione e al miglioramento dell'architettura di sicurezza. Laddove possibile, sono stati infatti individuati ulteriori dispositivi e logiche di sicurezza, finalizzati alla rilevazione, prevenzione e mitigazione delle conseguenze associate ai modi di guasto funzionali.

6.1. Struttura della FFMEA

La FFMEA è un'analisi di rischio che adotta un approccio top-down: l'analisi parte dalle funzioni che il sistema deve svolgere, e non dai guasti componentistici. Attraverso una struttura tabellare, l'analisi consente di individuare, per ciascuna funzione di trasferimento di energia termica, i possibili modi di guasto funzionale, di collegarli ai componenti che possono determinarli e analizzarne le conseguenze sul sistema. In particolare, la ricostruzione delle catene causali e conseguenziali permette di comprendere come una deviazione funzionale possa propagarsi nell'accoppiamento,

alterare le condizioni operative dei sottosistemi coinvolti e, in alcuni casi, evolvere verso condizioni di potenziale rilevanza per la sicurezza. Su questa base, è possibile evidenziare le deviazioni funzionali i cui effetti possono risultare critici sotto il profilo della sicurezza e identificare così i potenziali eventi iniziatori. Tali eventi sono successivamente ricondotti a categorie più generali di eventi iniziatori postulati (PIEs), sulla base della similarità degli stati d'impianto generati e delle risposte di sicurezza richieste.

Le righe FFMEA sono state sviluppate, come previsto dalla metodologia descritta nel Capitolo 3.2.3 Functional Failure Mode and Effects Analysis (FFMEA), considerando esclusivamente le funzioni di livello più basso della struttura funzionale, ossia le foglie terminali della FBS, per le quali è possibile individuare una chiara allocazione ai componenti del sistema.

La struttura tabellare prevede di associare a ciascuna di queste funzioni i seguenti elementi:

- Allocazione delle funzioni ai sistemi e ai componenti: per ciascuna funzione sono identificati uno o più elementi PBS responsabili della sua realizzazione;
- Modo di guasto funzionale: deviazione rispetto al comportamento previsto da progetto, descritta come perdita, insufficienza, eccesso o instabilità della funzione attesa;
- Cause: possibili origini della perdita o del degrado della funzione, tra cui guasti dei componenti errori o instabilità di controllo, degrado delle prestazioni o altre condizioni operative sfavorevoli;
- Conseguenze: effetti derivanti dalla perdita della funzione, classificati come prevalentemente prestazionali oppure con potenziale rilevanza per la sicurezza. L'analisi si concentra principalmente sull'impatto sulle strutture, sui sistemi e sui componenti dell'impianto, mentre gli effetti su persone e ambiente sono considerati in modo indiretto attraverso l'evoluzione degli scenari incidentali. Le conseguenze sono state definite considerando la propagazione fisica della deviazione funzionale, senza tenere conto dell'effetto mitigativo delle protezioni, così da evidenziare in modo conservativo le potenziali sequenze di guasto. Inoltre, vengono distinte le conseguenze dirette dalle conseguenze indirette;
- Funzioni di protezione: richiamo a funzioni di sicurezza e ad alcune funzioni di processo, previste per limitare l'evoluzione delle sequenze incidentali;
- Rilevazione, prevenzione e mitigazione: identificazione di ulteriori ipotesi di sicurezza per individuare le deviazioni funzionali, prevenirne l'insorgenza o limitarne gli effetti. Nello sviluppo dell'analisi sono stati identificati sensori, logiche di controllo, interblocchi di sicurezza, dispositivi di isolamento e rilascio utili a fornire indicazioni per migliorare l'architettura di sicurezza nello sviluppo progettuale.

Di seguito è riportato un estratto della tabella FFMEA sviluppata per l'accoppiamento termico. Per ragioni di spazio, nell'estratto non sono state incluse le colonne relative a rilevazione, prevenzione e mitigazione, che sono invece presenti nella versione completa dell'analisi e discusse nei paragrafi successivi.

Numero	Funzione di Processo	Elementi PBS	Modi di Guasto	Cause	Conseguenze	Funzioni di protezione
1	P0. Cogenerare energia elettrica e idrogeno					
2	P1. Produrre energia termica ed elettrica					
3	P2. Trasmettere energia all'HTSE					
4	P2.1. Trasmettere energia termica all'HTSE					
5	P2.1.1. Prelevare energia termica dal ciclo Rankine					
6	P.2.1.1.1. Spillare vapore ad alta pressione e temperatura					
7	P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato	7.1. Portata insufficiente	<p>Valvola bloccata</p> <p>Guasto attuatore</p> <p>Errore di controllo</p>	<p>7.1.1. Ridotto trasferimento di calore dal Rankine all'HTS;</p> <p>7.1.2. Therminol non raggiunge le condizioni richieste dall'HTSE;</p> <p>7.1.3. Generatore di vapore HTSE sottoalimentato termicamente con produzione H₂ ridotta (Possibile conseguenza safety solo per mancata regolazione della portata d'acqua, con possibili conseguenze per temperatura in uscita troppo bassa o flusso bifase con conseguenze descritte al 32.1. e 32.)</p> <p>7.1.4. Possibile uscita del vapore dal condensatore a temperatura inferiore se non si adeguano i carichi termici a valle, con ulteriori conseguenze descritte al 15.3.</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE</p>

Tabella 5: Estratto della Functional Failure Modes and Effects Analysis

La tabella FFMEA completa sviluppata per il sistema di accoppiamento comprende complessivamente 137 righe. Tuttavia, l'analisi dei modi di guasto è stata sviluppata esclusivamente per le funzioni foglia della FBS relative al trasferimento termico, che costituiscono il perimetro dell'analisi. Alcune righe corrispondono infatti a funzioni di livello gerarchico superiore oppure a funzioni appartenenti ad altri domini funzionali, riportate nella struttura per completezza ma non oggetto dell'analisi FFMEA. Il numero complessivo delle righe risulta superiore rispetto al numero di funzioni della FBS di processo poiché, per ciascuna funzione foglia analizzata, sono stati considerati diversi possibili deviazioni funzionali e, per ciascuna di esse, le relative cause. La struttura prevede quindi che ogni riga rappresenti una specifica causa associata a un determinato modo di guasto funzionale, motivo per cui una singola funzione è associata a più righe dell'analisi. In Tabella 5 è riportato un estratto della Plant Breakdown Structure mentre la tabella completa è disponibile in Appendice E.

Lo sviluppo dell'analisi FFMEA richiede un approccio di tipo ingegneristico, basato sull'interpretazione del comportamento del sistema, sull'esperienza e sul supporto delle fonti tecniche disponibili. Questa caratteristica intrinseca della metodologia rappresenta una delle principali difficoltà nello sviluppo dell'analisi, poiché la definizione dei modi di guasto funzionali e delle relative conseguenze non si basa su regole univoche, ma richiede valutazioni interpretative del comportamento del sistema. Tale aspetto risulta particolarmente rilevante nel caso di impianti di elettrolisi ad alta temperatura, ancora in fase di sviluppo e ricerca, per i quali la letteratura disponibile sull'analisi delle conseguenze e sulla simulazione degli scenari incidentali è ancora limitata. Per questo motivo è stato necessario integrare le fonti disponibili con valutazioni ingegneristiche e successive revisioni iterative, fino ad ottenere una descrizione delle conseguenze coerente con il comportamento atteso del sistema.

Una delle principali difficoltà ha inoltre riguardato la distinzione tra le conseguenze direttamente associate alla perdita di una funzione e quelle che rappresentano invece l'evoluzione della deviazione funzionale verso ulteriori modi di guasto del sistema. Per questo motivo è stato necessario rivedere progressivamente la formulazione delle conseguenze, al fine di distinguere gli effetti immediati dalle possibili evoluzioni della deviazione funzionale.

L'analisi delle conseguenze è stata quindi organizzata distinguendo tra conseguenze dirette e conseguenze indirette. Le conseguenze dirette rappresentano gli effetti immediati della perdita della funzione analizzata. Le conseguenze indirette, invece descrivono la possibile propagazione della

deviazione funzionale verso altre parti del sistema, quando la perdita di una funzione favorisce l'insorgere di ulteriori modi di guasto in altre funzioni del percorso di trasferimento termico. L'analisi è stata quindi sviluppata considerando che il degrado di una funzione può determinare deviazioni nelle variabili di processo che, a loro volta, possono sfavorire il corretto svolgimento delle altre funzioni di processo.

La descrizione delle conseguenze è stata sviluppata con un livello di dettaglio progressivo, esplicitando non solo l'effetto immediato della perdita di funzione, ma anche le implicazioni operative e termo-idrauliche che tale deviazione può generare lungo la catena di trasferimento energetico. In particolare, quando una deviazione modifica le condizioni operative di un sottosistema, l'analisi esplicita come tale alterazione possa influenzare il comportamento dei componenti e sistemi sia a monte sia a valle. Questo approccio consente di descrivere l'evoluzione fisica del fenomeno, esplicitando gli effetti a cascata che una deviazione funzionale può generare lungo l'impianto.

Quando tale evoluzione può condurre ad ulteriori modi di guasto già analizzati nella FFMEA, per rendere esplicita questa propagazione, nelle conseguenze della tabella sono stati inseriti richiami interni. In questo modo, quando una deviazione funzionale può evolvere in ulteriori perdite di funzione, la tabella rimanda al punto corrispondente in cui tali condizioni sono analizzate in modo più dettagliato. Questo approccio consente di evitare duplicazioni nella descrizione delle conseguenze e, allo stesso tempo, rappresentare in modo chiaro le catene causali e consequenziali che possono svilupparsi tra le diverse funzioni del sistema.

L'utilizzo di richiami interni tra i diversi modi di guasto permette quindi di ricostruire le possibili sequenze di propagazione del guasto all'interno dell'accoppiamento termico, evidenziando i punti in cui una perdita di funzione può assumere maggiore rilevanza per la sicurezza e contribuire alla definizione dei possibili eventi iniziatori.

6.2. Deviazioni funzionali principali

L'applicazione della FFMEA alle funzioni di trasferimento termico dell'accoppiamento ha permesso di individuare le deviazioni funzionali che, lungo la catena termica, possono assumere maggiore rilevanza dal punto di vista prestazionale e della sicurezza.

In generale, i risultati dell'analisi mostrano che le criticità più significative sono associate principalmente a quattro ambiti del sistema:

- La regolazione del prelievo di vapore dal ciclo Rankine, che determina la potenza termica trasferita al circuito intermedio;
- Le interfacce termiche, nelle quali avviene lo scambio di calore tra ciclo Rankine, circuito HTS e impianto HTSE;
- La gestione del ritorno della condensa verso il punto di reintegro al ciclo Rankine, che può influenzare l'equilibrio termo-idraulico dell'impianto vapore e generare condizioni operative non previste;
- La circolazione del fluido termovettore nel circuito HTS, che garantisce il trasporto della potenza termica dall'impianto nucleare a quello di elettrolisi.

Questi rappresentano i punti nei quali una deviazione funzionale può facilmente propagarsi tra i diversi sistemi dell'accoppiamento, dando origine a catene di conseguenze che coinvolgono più funzioni del percorso di trasferimento termico.

L'analisi evidenzia inoltre il ruolo del circuito intermedio HTS come elemento di disaccoppiamento termico tra i due impianti. La capacità di questo circuito di introdurre inerzia termica e ritardo dinamico contribuisce infatti ad attenuare le variazioni rapide della potenza termica provenienti dal ciclo Rankine. La perdita o il degrado di tale funzione non genera direttamente una deviazione termica, ma può amplificare gli effetti di altre perturbazioni operative, favorendo la propagazione di transitori termici verso l'impianto HTSE.

Alla luce di queste considerazioni nei paragrafi seguenti vengono approfonditi i modi di guasto funzionali più rilevanti individuati dall'analisi, in quanto queste deviazioni possono generare le conseguenze più significative.

6.2.1. Deviazioni nella regolazione dello spillamento di vapore

La regolazione della portata di vapore spillato dal ciclo Rankine rappresenta una funzione critica del sistema accoppiato, poiché determina direttamente la potenza termica trasferita al circuito intermedio e, di conseguenza la quantità disponibile di energia all'impianto HTSE.

Deviazioni nella regolazione dello spillamento possono alterare il bilancio termico del sistema e propagarsi lungo l'intera catena di trasferimento energetico, generando effetti sia sul circuito intermedio sia sull'impianto di elettrolisi.

Le modalità di guasto individuate riguardano condizioni di portata insufficiente, eccessiva oppure oscillanti, ciascuna delle quali produce effetti differenti sul sistema.

Per portata insufficiente di vapore spillato si intende una condizione nella quale la portata è inferiore al valore richiesto per garantire la potenza termica necessaria all'impianto di elettrolisi. La principale conseguenza è la riduzione della temperatura del Therminol 66 in uscita dallo scambiatore Rankine-HTS, che si traduce in una minore potenza termica trasferibile all'impianto HTSE. Questa condizione può propagarsi attraverso il generatore di vapore determinando: temperatura di vapore all'uscita inferiore al valore previsto o riduzione della portata d'acqua per compensare il deficit termico e mantenere le condizioni termiche richieste. Le conseguenze risultano pertanto prevalentemente prestazionali, manifestandosi come riduzione dell'efficienza complessiva del sistema e diminuzione della produzione di idrogeno.

Nel caso opposto, quando la portata di vapore spillato risulta superiore al valore previsto, si determina un trasferimento di calore maggiore di quello richiesto. Questo implica aumento di temperatura del Therminol 66 in uscita dal condensatore, con possibile espansione termica del fluido e incremento della pressione nel circuito intermedio. Se tale incremento non viene adeguatamente smaltito o mitigato dai sistemi di controllo, la condizione può evolvere in scenari di rilascio per sovrappressione con formazione di pozze di fluido infiammabile. Parallelamente²⁴⁷ l'eccesso di potenza termica può propagarsi all'impianto HTSE, alterando le condizioni operative e richiedendo un adeguamento delle portate, con possibile aumento della produzione di idrogeno.

Le deviazioni della portata di vapore spillato, sia in difetto sia in eccesso, possono quindi essere interpretate come possibili cause della deviazione della funzione di trasferimento termico tra il ciclo Rankine e il circuito HTS. In entrambi i casi, infatti, la potenza termica trasferita attraverso il condensatore di vapore si discosta dal valore richiesto dal sistema, determinando rispettivamente condizioni di deficit o eccesso di energia termica disponibile per l'impianto HTSE.

Gli scenari più rilevanti dal punto di vista operativo e, nel lungo periodo, anche della sicurezza sono associati a condizioni di controllo oscillante della portata di spillamento, nelle quali la portata di vapore presenta variazioni rapide e persistenti nel tempo. Questa condizione può essere associata a instabilità di controllo o comportamenti intermittenti dell'attuatore della valvola di regolazione e genera variazioni cicliche della potenza trasferita dal ciclo Rankine al circuito HTS.

Le oscillazioni di portata producono una serie di effetti concatenati lungo il percorso di trasferimento termico:

- transitori termici ripetuti nel sistema;
- incremento dei cicli termici su scambiatori e tubazioni, con conseguente aumento delle sollecitazioni termo-meccaniche e della fatica dei materiali nel tempo;

- oscillazioni delle condizioni operative nello scambiatore Rankine-HTS, con possibile uscita dal condensatore di variabili operative dell'acqua fuori range di progetto e oscillazioni di temperatura del Therminol in uscita;
- oscillazioni del trasferimento di calore dall'HTS all'HTSE, che si manifestano come fluttuazioni di temperatura e dello stato del fluido in uscita dal generatore di vapore;
- possibile instaurazione di instabilità di controllo termo-idraulico lato HTSE, con propagazione a valle delle oscillazioni e aggravio delle condizioni operative lungo tutto l'impianto.

Come anticipato nel paragrafo introduttivo, gli effetti di tali oscillazioni risultano in parte mitigati dalle capacità del circuito HTS di smorzare transitori termici, grazie all'inerzia termica associata all'inventario di fluido e al tempo di permanenza nel circuito. In condizioni nominali, questa inerzia termica consente di attenuare le variazioni rapide della potenza termica provenienti dal ciclo Rankine, limitandone la propagazione verso l'impianto HTSE. Tuttavia, qualora la funzione di disaccoppiamento risulti degradata oppure l'ampiezza o la frequenza di oscillazioni superino la capacità di smorzamento, i transitori termici possono propagarsi più direttamente verso valle.

In queste condizioni l'impianto HTSE può essere sottoposto a condizioni operative oscillanti, con conseguente degrado accelerato delle prestazioni, aumento delle sollecitazioni termo-meccaniche sui componenti e maggiore probabilità di danneggiamento nel lungo periodo.

6.2.2. Deviazione funzionali dei componenti di interfaccia termica

Gli scambiatori di calore che collegano i diversi sottosistemi dell'accoppiamento, rappresentano i componenti di interfaccia responsabili del trasferimento di energia termica tra circuiti. Per questo tali componenti devono garantire la funzione fondamentale dell'accoppiamento termico; il loro fallimento genera inevitabilmente effetti su entrambi i lati dello scambio e può propagarsi anche al terzo sottosistema coinvolto.

I possibili modi di guasto funzionali associati a questi componenti possono essere ricondotti principalmente a due categorie:

- Deviazioni delle funzioni di scambio termico, quando il trasferimento termico è insufficiente o eccessivo rispetto a quello previsto e determina deviazioni dalle condizioni operative attese nei circuiti coinvolti;

- Perdita della separazione fisica tra i fluidi dei diversi circuiti, con possibile comunicazione tra i due lati dello scambiatore e ingresso di fluidi estranei nel sottosistema.

Il degrado della funzione di trasferimento termico può essere causato da portate non corrette, come discusso nel paragrafo precedente, da fenomeni di fouling [50] dovuti a depositi sulle superfici di scambio oppure da anomalie del sistema di controllo. La perdita di separazione fisica tra i fluidi può invece verificarsi, ad esempio, in seguito alla rottura di tubi o giunti dello scambiatore per fenomeni di corrosione, fatica termo-meccanica o difetti costruttivi.

Nei paragrafi seguenti vengono approfonditi i modi di guasto ritenuti più rilevanti per i due scambiatori dell'accoppiamento, in quanto possono generare condizioni operative degradate, maggiore complessità di gestione dell'impianto o scenari potenzialmente più pericolosi.

6.2.2.1. Deviazioni funzionali nello scambiatore Rankine-HTS

Lo scambiatore Rankine-HTS ha la funzione di trasferire il calore dal vapore spillato dal ciclo Rankine al circuito intermedio, consentendo la condensazione e il sottoraffreddamento del vapore e l'aumento della temperatura del Therminol 66, fino alle condizioni operative richieste dal circuito.

I modi di guasto associati a questo componente possono riguardare, come evidenziato nel paragrafo precedente, sia deviazioni di capacità di scambio termico sia perdita di separazione tra fluidi.

Tra le deviazioni della funzione di scambio, il caso più rilevante è quello in cui la condensazione del vapore non avviene completamente. Questa condizione può verificarsi, ad esempio, in presenza di portata insufficiente del Therminol, degrado delle superfici di scambio o condizioni operative non corrette.

Quando la condensazione non è completa, il fluido in uscita dallo scambiatore può contenere una frazione di vapore, determinando condizioni di reintegro bifase nella linea di ritorno verso il condensatore del ciclo Rankine. Questa situazione può generare una serie di effetti concatenati:

- Instabilità idrauliche e vibrazioni nella linea di reintegro;
- Formazione di sacche di vapore e loro collasso con generazione di onde di pressione che causano carichi dinamici su tubazioni e supporti [51];
- Incremento della probabilità di danneggiamento meccanico della linea di reintegro con probabilità di rilascio di vapore o condensa ad alto contenuto energetico;
- Potenziali effetti sul funzionamento del condensatore del ciclo Rankine, come la perdita o il degrado delle condizioni di vuoto.

Le condizioni più severe di questo scenario sono ulteriormente discusse nel Paragrafo 6.2.3, dedicato alle deviazioni nella funzione di condizionamento della condensa per il reintegro

Altri modi di guasto associati alla funzione di scambio riguardano condizioni di sottoraffreddamento insufficiente o eccessivo della condensa, che comportano principalmente conseguenze prestazionali e alterazioni del bilancio termico del ciclo Rankine.

Maggiore rilevanza dal punto di vista della sicurezza assume invece il caso di perdita dell'integrità della separazione tra i fluidi dello scambiatore, ad esempio a seguito della rottura di uno o più tubi.

In questa condizione il vapore o l'acqua del ciclo Rankine, caratterizzati da pressione e temperatura elevate, possono entrare nel circuito intermedio contenente Therminol 66 a pressione significativamente inferiore. Il forte gradiente di pressione tra i due lati dello scambiatore può determinare una rapida pressurizzazione del circuito HTS, con formazione di flusso bifase, transitori di pressione rilevanti.

La conseguente espansione volumetrica e l'eventuale flashing della condensa, ovvero vaporizzazione istantanea di parte del liquido a seguito della caduta di pressione [51], possono generare sovrappressioni locali che, se non adeguatamente mitigate dai sistemi di controllo, possono evolvere verso perdita di contenimento del Therminol con rilascio di fluido caldo e possibile innesco di incendi.

Questo scenario può inoltre propagarsi ad altri modi di guasto del sistema. In particolare, la presenza di sacche di vapore e di flusso bifase può infatti alterare la circolazione del Therminol provocando oscillazioni di portata e riduzione dell'efficacia del trasferimento di calore nel circuito HTS e rendere più instabile lo scambio termico con il generatore di vapore HTS-HTSE, favorendo la propagazione della deviazione verso i sistemi a valle.

6.2.2.2. Deviazioni funzionali nello scambiatore HTS-HTSE

Lo scambiatore HTS-HTSE ha la funzione di trasferire il calore dal circuito intermedio all'impianto di elettrolisi, consentendo la vaporizzazione dell'acqua di processo e la produzione di vapore surriscaldato nelle condizioni richieste dal sistema di elettrolisi.

Analogamente a quanto osservato per lo scambiatore Rankine-HTS, i modi di guasto funzionali associati a questo componente possono essere ricondotti a due categorie principali:

- Deviazioni della funzione di scambio termico, che si manifestano come condizioni di evaporazione o surriscaldamento non corrette del fluido HTSE oppure come raffreddamento del Therminol insufficiente o eccessivo;
- Perdita di separazione fisica tra i fluidi dei due circuiti, con possibile ingresso di fluido estraneo in entrambi i lati dello scambio.

Tra le deviazioni della funzione di scambio termico, uno dei casi più rilevanti è rappresentato dall'evaporazione incompleta dell'acqua di processo. Dunque, il fluido in uscita dal generatore di vapore non è completamente vaporizzato e viene trasportato a valle sotto forma di miscela bifase. Questa condizione può verificarsi, ad esempio, in presenza di portata di Therminol insufficiente o nulla nel circuito HTS, di degrado delle superfici di scambio per fenomeni di fouling oppure per logica di controllo errata.

Il trasporto di fluido bifase nella linea di processo genera instabilità termo-idrauliche, poiché le variazioni della frazione di vuoto del flusso possono produrre:

- variazioni di densità e oscillazioni della portata nella linea;
- carichi dinamici e vibrazioni meccaniche non previste in progetto;
- trasporto di sacche di vapore con possibile collasso locale e generazione di onde di pressione [51].

La situazione può aggravarsi ulteriormente in presenza di idrogeno riciclato nel circuito, introdotto nel flusso a valle del generatore di vapore attraverso il mixer di ricircolo. L'idrogeno è infatti un gas non condensabile che tende a permanere in fase gassosa, stabilizzando le sacche di gas e ostacolando i meccanismi di riequilibrio tra fase liquida e vapore. Infatti, in prossimità dell'interfaccia liquido-vapore, il gas non condensabile forma uno strato diffusivo che ostacola il trasferimento di massa e di calore tra le due fasi, riducendo l'efficacia dei processi di condensazione ed evaporazione. La presenza di gas non condensabili può quindi aumentare la persistenza delle sacche di vapore di conseguenza la probabilità di variazioni della frazione di vuoto nel flusso bifase [52].

In queste condizioni il secondo scambiatore di recupero dell'impianto HTSE, progettato per operare come surriscaldatore con scambio termico tra due flussi in fase vapore/gas, può trovarsi a operare in presenza di evaporazione residua del fluido di processo. Ciò comporta che una parte della superficie di scambio venga utilizzata per lo scambio latente di evaporazione, anziché per il surriscaldamento del vapore.

Questa condizione rende il processo di scambio meno stabile e meno efficace, poiché:

- la distribuzione del coefficiente di scambio lungo lo scambiatore diventa non uniforme;
- il margine disponibile per il surriscaldamento del vapore si riduce,
- le superfici di scambio sono soggette a carichi meccanici non previsti.

Il deficit termico può quindi propagarsi lungo la linea fino allo stack di celle elettrolitiche e lungo l'intera catena di recupero energetico, con possibili conseguenze di degradazione delle prestazioni e della produzione di idrogeno.

In casi di cause come fouling o pressione del flusso HTSE troppo elevata, può avvenire contemporaneamente anche la degradazione della funzione di riduzione della temperatura del Therminol, con uscita dal generatore di vapore dell'olio a temperatura superiore a quella prevista, con possibile riduzione a catena della capacità del Therminol di estrarre calore Rankine, divenendo causa del caso di insufficiente raffreddamento del vapore spillato nello scambiatore Rankine-HTS, descritto nel paragrafo precedente

Dal punto di vista della sicurezza, questo scenario non genera direttamente condizioni incidentali immediate. Tuttavia, la presenza persistente di flusso bifase e le conseguenti instabilità termo-idrauliche possono indurre nel lungo periodo probabilità di danneggiamento strutturale per fenomeno di fatica termo-meccanica dei materiali.

Analogamente a quanto osservato per lo scambiatore Rankine-HTS, il modo di guasto più critico dal punto di vista della sicurezza è rappresentato dalla perdita di separazione tra i fluidi dei due circuiti.

Nel caso dello scambiatore HTS-HTSE, le condizioni di pressione dei due circuiti risultano simili e prossime alla pressione atmosferica. Per questo motivo non è possibile stabilire a priori quale fluido entri nel circuito opposto a seguito della perdita di integrità dello scambiatore.

Si possono quindi verificare tre diverse configurazioni di guasto:

- ingresso di Therminol nella linea di condizionamento dell'acqua/vapore in ingresso al lato catodico delle celle di elettrolisi ad alta temperatura;
- ingresso di acqua/vapore nel circuito intermedio;
- perdita bidirezionale con ingresso contemporaneo del fluido estraneo da entrambi i lati dello scambiatore.

Per semplicità espositiva vengono descritti in seguito i due casi di ingresso singolo di fluido nel circuito opposto, considerando che la perdita bidirezionale rappresenta la combinazione simultanea dei due eventi e quindi lo scenario potenzialmente più severo.

Nel caso in cui il Therminol entri nel circuito di processo dell'impianto HTSE, il fluido organico viene introdotto in una linea progettata per il trasporto di acqua e vapore ad elevata purezza.

La presenza di Therminol genera:

- contaminazione dell'acqua purificata di alimentazione;
- formazione di una miscela bifase vapore-olio;
- trascinalamento di gocce di fluido organico nel vapore di processo.

Dal punto di vista dell'impianto HTSE, questo scenario può avere effetti particolarmente critici sullo stack SOEC, può infatti provocare depositi di olio sulle superfici elettrolitiche e degrado accelerato delle celle.

Dal punto di vista termo-idraulico, la presenza di una miscela vapore-Therminol nell'impianto di elettrolisi può generare condizioni ancora più critiche rispetto a quelle già descritte nel caso di incompleta evaporazione dell'acqua. Infatti, l'ingresso di Therminol nel generatore di vapore può causare fenomeni di flashing dell'acqua e trascinalamento a valle di miscela bifase, con peggioramento delle condizioni operative nel punto di miscelazione con l'idrogeno riciclato.

Inoltre all'interno del secondo scambiatore di recupero l'aumento di temperatura può determinare rapida espansione termica del Therminol con elevati fenomeni di sovrappressione e possibili condizioni di evaporazione del fluido organico, con superamento della temperatura di autoignizione dell'olio.

Gli elevati carichi termo-meccanici non previsti possono quindi comportare danneggiamenti delle linee e dei riscaldatori, con conseguente rilascio di una miscela fortemente pericolosa, costituita da Therminol, vapore e idrogeno. Tale rilascio può dar luogo a diversi scenari incidentali, tra cui incendi di fluido organico, di idrogeno oppure scenari combinati.

In particolare, se il Therminol viene rilasciato in forma liquida a temperatura superiore al flash point, può formarsi una pozza di fluido infiammabile con possibile pool fire in presenza di una sorgente di innesco. L'incendio può costituire una sorgente di innesco per l'idrogeno rilasciato, o viceversa, generando un'escalation verso uno scenario di incendio combinato. Se invece il fluido viene rilasciato a temperatura superiore a quella di autoignizione dell'olio termico, l'innesco può avvenire spontaneamente generando incendio del getto o della nube di vapori. In presenza di temperature di rilascio superiori a 585°C, è inoltre possibile l'autoignizione anche dell'idrogeno.

Va tuttavia osservato che i fluidi infiammabili sono rilasciati in miscela con grandi quantità di vapore d'acqua, che agisce come diluente mitigando parzialmente la probabilità di innesco o l'intensità della combustione.

Nel caso opposto, l'ingresso di acqua o vapore nel circuito intermedio può generare condizioni termo-idrauliche incompatibili con il funzionamento del circuito HTS.

Il contatto tra acqua e Therminol può produrre fenomeni di flash locale e formazione di flusso bifase nel circuito, con conseguenti:

- variazioni rapide di volume e transitori di pressione;
- instabilità di circolazione del fluido;
- carichi dinamici e vibrazioni sulle tubazioni e componenti.

L'ingresso di fase vapore nel circuito può inoltre influenzare il funzionamento della pompa di circolazione del Therminol, riducendone la stabilità operativa e aumentando la probabilità di danneggiamento meccanico, inducendo così a ulteriori modi di guasto legati a tale componente.

In condizioni più severe può portare alla perdita di contenimento del circuito HTS, tuttavia le conseguenze di questo caso risultano generalmente meno complesse da gestire e meno severe rispetto al caso di ingresso di vapore dal ciclo Rankine, caratterizzato da condizioni di temperatura e pressione significativamente più elevate.

L'analisi dei modi di guasto funzionali associati agli scambiatori di calore tra sottosistemi mostra come questi componenti rappresentino i punti più vulnerabili dell'interfaccia termica tra i sottosistemi. Il loro corretto funzionamento è infatti essenziale sia per il mantenimento delle condizioni operative dei circuiti accoppiati sia per la prevenzione di scenari incidentali severi. Per questo motivo tali componenti richiedono particolare attenzione nelle fasi di progettazione e nello sviluppo dell'architettura di sicurezza dell'accoppiamento, come verrà discusso più nel dettaglio nel capitolo dedicato (7.3.1 Protezione degli scambiatori di interfaccia).

6.2.3. Deviazioni nella funzione di condizionamento della condensa per il reintegro

La funzione di condizionamento della condensa prima del reintegro nel condensatore del ciclo Rankine ha lo scopo di garantire che il fluido rientri in condizioni termo-idrauliche compatibili con il punto di reintegro. In particolare, la condensa deve essere reintegrata a pressione e temperatura adeguate, evitando l'ingresso di vapore o la formazione di flusso bifase nella linea di ritorno.

Se tali condizioni non sono rispettate, il reintegro può generare disturbi termo-idraulici al punto di reintegro, a monte verso il condensatore e valle nella linea di estrazione della condensa, con possibili effetti sul funzionamento complessivo del ciclo Rankine.

I principali modi di guasto associati a questa funzione riguardano:

- pressione della condensa troppo elevata rispetto al punto di reintegro;
- temperatura della condensa troppo elevata rispetto al punto di reintegro;
- condizione simultanea di pressione e temperatura troppo elevate rispetto al punto di reintegro.

Nel caso in cui la pressione sia superiore al valore previsto, il fluido può entrare nell'hotwell, ovvero la vasca di raccolta della condensa, con getti locali ad alta velocità, generando carichi meccanici e vibrazioni nel punto di ingresso [53]. Questa condizione può inoltre disturbare il funzionamento della pompa di estrazione della condensa e, nei casi più severi, causare degradazione del vuoto del condensatore.

In generale si tratta di effetti principalmente prestazionali, che assumono rilevanza per la sicurezza solo nel caso in cui la perdita del vuoto diventi una condizione persistente e comprometta il funzionamento del sistema di bassa pressione del ciclo Rankine.

Uno scenario più critico si verifica quando la temperatura della condensa risulta troppo elevata rispetto alla richiesta, superando la temperatura di saturazione al decrescere della pressione. In queste condizioni può verificarsi la formazione di vapore nella linea di reintegro e trasporto di flusso bifase verso il condensatore.

La presenza di flusso bifase può generare [51]:

- instabilità nella linea di reintegro;
- vibrazioni e carichi meccanici sulle tubazioni;
- formazione di sacche di vapore e loro collasso con generazione di onde di pressione.

Questi fenomeni sono tipici delle linee di ritorno della condensa e possono evolvere in condizioni assibilabili a water hammer (colpo d'ariete), ossia transitori di pressione generati dal rapido collasso di sacche di vapore o da variazioni improvvise della velocità del fluido, che producono carichi dinamici significativi sulle tubazioni e sui supporti [51].

Il caso più rilevante si verifica quando temperatura e pressione della condensa risultano entrambe incompatibili con il punto di reintegro. Questo modo di guasto combina gli effetti descritti nelle deviazioni precedenti della funzione di condizionamento della condensa.

In questa situazione può verificarsi la formazione di vapore flash nel punto di ingresso al condensatore, a causa della rapida espansione della condensa verso una pressione inferiore. Lo stesso fenomeno può verificarsi anche all'interno della linea, se la caduta di pressione è repentina e non graduale. In generale la presenza di flusso bifase all'interno della linea comporta le instabilità già descritte nel modo di guasto precedente [53].

L'ingresso al punto di reintegro risulta turbolento, con aumento repentino della pressione nell'hotwell e possibile propagazione dei transitori s monte e a valle, con carichi dinamici dovuti al contemporaneo ingresso di getti ad alta velocità e alla presenza di fenomeni di flashing.

Nel lungo periodo possono innescarsi fenomeni di fatica termomeccanica, aumentando la probabilità di danneggiamento delle tubazioni e perdita di contenimento.

È opportuno evidenziare che l'analisi FFMEA di questa funzione è stata sviluppata in assenza di una definizione progettuale dei componenti della linea di reintegro. Tuttavia l'identificazione dei possibili modi di guasto e delle relative conseguenze termo-idrauliche consente comunque di individuare fenomeni fisici critici da considerare nello sviluppo progettuale.

In questo senso l'analisi fornisce indicazioni utili per lo sviluppo della linea di reintegro, evidenziando la necessità di soluzioni progettuali in grado di controllare pressione e temperatura della condensa al fine di evitare formazione di flusso bifase nella linea. In particolare, è necessario evitare riduzioni repentine di pressione prima che la temperatura sia stata sufficientemente ridotta, così da limitare i fenomeni flash e water hammer. Inoltre, il sistema deve garantire le corrette condizioni di ingresso al punto di reintegro, evitando che le deviazioni compromettano il corretto funzionamento del ciclo Rankine.

Questo approccio consente quindi di orientare lo sviluppo progettuale del sistema affinché tenga conto, sin dalle prime fasi, dei possibili scenari di instabilità termo-idraulica e dei relativi effetti sul funzionamento e sulla sicurezza del ciclo Rankine.

6.2.4. Deviazione nella funzione di circolazione del Therminol

Un'ulteriore deviazione funzionale rilevante individuata dall'analisi riguarda la funzione di generazione della prevalenza nel circuito HTS, dalla quale dipende la corretta circolazione del Therminol 66 e quindi la capacità del circuito intermedio di trasportare la potenza termica tra il ciclo Rankine e l'impianto HTSE.

Le modalità di guasto più significative di questa funzione sono la prevalenza non generata e la prevalenza insufficiente, che si traducono rispettivamente in condizioni di portata nulla o ridotta del Therminol nel circuito. In entrambi i casi viene compromessa la funzione primaria del circuito di trasporto di calore dal ciclo Rankine all'impianto di elettrolisi.

La riduzione o la perdita della circolazione dell'olio termico comporta infatti una propagazione della deviazione in entrambe le direzioni della catena energetica:

- A valle, la minore disponibilità di fluido termovettore riduce la potenza termica trasferibile al generatore di vapore dell'HTSE, con possibile sottoalimentazione termica dell'impianto di elettrolisi; questa condizione può quindi causare ulteriori deviazioni funzionali quali surriscaldamento insufficiente o evaporazione incompleta dell'acqua di processo.
- A monte, la ridotta circolazione del Therminol diminuisce la capacità del circuito HTS di estrarre calore dal vapore spillato, potendo così determinare deviazioni nello scambiatore Rankine-HTS, quali sottoraffreddamento insufficiente della condensa oppure condensazione incompleta del flusso spillato.

Nel caso più severo di prevalenza non generata, l'assenza prolungata di circolazione può inoltre favorire la formazione di hotspot e accumuli locali di calore nel circuito HTS, con possibile degradazione del fluido termovettore. Se in tali condizioni il circuito continua a ricevere potenza termica lato Rankine, la temperatura del Therminol stagnante può aumentare progressivamente, con conseguente espansione termica del fluido e crescita della pressione locale. Qualora tale sovrappressione non sia adeguatamente smaltita dai sistemi di rilascio, lo scenario può evolvere verso una perdita di contenimento del Therminol, con conseguente rischio incendio.

Più limitata, ma comunque significativa, risulta invece la rilevanza della prevalenza in eccesso. Questa condizione oltre a poter determinare un aumento della capacità di estrazione nello scambiatore Rankine-HTS, può soprattutto alterare il comportamento dinamico del circuito intermedio. In particolare, l'aumento di portata riduce il tempo di permanenza del fluido e, qualora superi il campo operativo previsto, può compromettere la capacità del circuito HTS di introdurre inerzia termica e smorzare i transitori. In tal modo, le variazioni rapide di potenza termica provenienti dal ciclo Rankine possono trasmettersi più direttamente all'impianto HTSE. Per questo motivo, la prevalenza in eccesso può essere interpretata come una possibile causa di degrado della funzione di disaccoppiamento termico svolta dal circuito HTS tra l'impianto nucleare e quello di elettrolisi.

7. Risultati dell'analisi e discussione delle criticità

L'analisi FFMEA applicata all'accoppiamento termico ha consentito di mettere in evidenza, oltre ai singoli modi di guasto funzionali, anche alcune criticità trasversali che caratterizzano l'intero sistema. In particolare, i risultati mostrano che le condizioni più rilevanti non sono associate unicamente alla perdita isolata di una specifica funzione, ma soprattutto alla possibilità che una deviazione si propaghi tra i sottosistemi accoppiati, alterando progressivamente le condizioni termo-idrauliche lungo l'intera catena di trasferimento energetico.

Come discusso nel Capitolo 6.2, i modi di guasto rilevanti individuati nell'analisi favoriscono proprio questa propagazione delle deviazioni operative. In tali condizioni, la perdita di una funzione può determinare deviazioni secondarie nelle variabili di processo che a loro volta possono innescare ulteriori modi di guasto, coinvolgendo progressivamente l'intero accoppiamento e i sistemi a valle.

Tuttavia sotto il profilo della sicurezza, le deviazioni funzionali non presentano tutti la stessa rilevanza, come nel caso delle oscillazioni di portata di spillamento, che non generano direttamente scenari incidentali ma possono comunque favorire condizioni operative degradate che aumentano la probabilità di ulteriori guasti funzionali. In questi casi il fenomeno non rappresenta di per sé uno scenario di sicurezza, ma può costituire l'innescò di sequenze di degradazione che possono condurre a condizioni critiche.

Alla luce di queste considerazioni, l'obiettivo di questa sezione è individuare tra i modi di guasto analizzati, quelli che possono assumere maggiore rilevanza dal punto di vista della sicurezza e associare a tali condizioni l'evento iniziatore delle possibili sequenze incidentali. Tali eventi sono fenomeni che generano scenari potenzialmente pericolosi, come rilasci di fluido, sovrappressioni, formazione di flussi bifase instabili o contaminazione tra fluidi appartenenti a circuiti differenti.

L'analisi ha inoltre evidenziato la presenza di alcune criticità ricorrenti, legate sia a fenomeni fisici sia a vulnerabilità di specifici componenti. In particolare, diversi modi di guasto risultano associati a cause comuni, e la loro ricorrenza evidenzia come alcuni componenti assumano un ruolo importante nel comportamento complessivo dell'accoppiamento.

Alcuni elementi sono stati già emersi come componenti critici tra cui scambiatori di interfaccia e il sistema di condizionamento del ritorno della condensa. Tuttavia, altri componenti il cui fallimento comporta diverse deviazioni funzionali verranno evidenziati in seguito al Paragrafo 7.1.

L'individuazione delle vulnerabilità del sistema e delle conseguenze attraverso l'analisi, ha consentito di individuare ulteriori indicazioni preliminari utili allo sviluppo dell'architettura di sicurezza dell'accoppiamento. In particolare emerge l'importanza di garantire efficaci sistemi di rilevazione delle deviazioni operative, ulteriori dispositivi di isolamento e logiche di interblocco capaci di interrompere il trasferimento termico in condizioni anomale, nonché soluzioni necessarie a limitare la propagazione delle instabilità tra i diversi sottosistemi.

In questo senso la FFMEA non ha soltanto permesso di identificare i possibili modi di guasto delle funzioni di trasferimento termico, ma ha anche fornito indicazioni utili per individuare gli eventi iniziatori e orientare lo sviluppo progettuale del sistema verso soluzioni in grado di ridurre la vulnerabilità dell'accoppiamento e migliorare l'integrazione delle funzioni di sicurezza.

7.1. Vulnerabilità ricorrenti e cause comuni di guasto

L'analisi FFMEA ha evidenziato che diversi fallimenti funzionali e le relative conseguente possono essere ricondotti a vulnerabilità ricorrenti del sistema, ossia a condizioni o debolezze che compaiono come causa comune in più modi di guasto e che possono quindi generare catene di degradazione estese lungo il percorso di trasferimento energetico.

Una prima criticità riguarda gli scambiatori di interfaccia tra i sottosistemi, che rappresentano i punti nei quali avviene il trasferimento di calore tra circuiti differenti. In questi componenti si concentrano simultaneamente due funzioni fondamentali dell'accoppiamento: il trasferimento di energia termica e la separazione fisica tra fluidi appartenenti a circuiti diversi. Di conseguenza, il loro degrado o guasto può determinare deviazioni operative su entrambi i lati dello scambio e favorire la propagazione di perturbazioni verso gli altri sottosistemi. Il fallimento di tali componenti può infatti rappresentare l'innescò di una catena di fallimenti funzionali, perché il corretto funzionamento degli scambiatori garantisce condizioni termo-idrauliche operative e quindi la stabilità dei processi nel sistema accoppiato. Un approfondimento delle possibili evoluzioni è già stato descritto al Paragrafo 6.2.2 Deviazione funzionali dei componenti di interfaccia termica. Alla luce di queste considerazioni, gli scambiatori di interfaccia possono essere considerati punti intrinsecamente sensibili dell'architettura di accoppiamento, nei quali il fallimento di una singola funzione può propagarsi rapidamente ai sottosistemi collegati.

Un'ulteriore vulnerabilità individuata riguarda il sistema di gestione dell'inventario del circuito HTS, all'interno del quale il vaso di espansione svolge un ruolo centrale. Questo componente è infatti responsabile di più funzioni fondamentali del circuito HTS, tra cui l'assorbimento delle variazioni di

volume del fluido dovute all'espansione termica, il reintegro di inventario nel circuito e la garanzia di pressione positiva all'aspirazione della pompa di circolazione. Una riduzione dell'inventario disponibile al vaso, dovuta ad esempio a perdite, a una errata stima dei volumi di impianto o a una gestione non corretta del degassaggio, può influenzare direttamente le condizioni operative del circuito HTS, generando una catena di effetti a cascata. Uno di questi è la riduzione della pressione disponibile all'aspirazione della pompa, con conseguente aumento della probabilità di cavitazione e riduzione della portata di fluido termovettore. Il vaso di espansione non rappresenta quindi soltanto un componente di compensazione volumetrica, ma un elemento che contribuisce alla robustezza funzionale del circuito HTS. Il degrado o il malfunzionamento di questo componente può infatti influenzare indirettamente diverse funzioni del sistema, favorendo l'insorgenza di ulteriori deviazioni operative. Per questo motivo, sulla base dei risultati dell'analisi, il vaso di espansione può essere identificato come una vulnerabilità sistemica dell'accoppiamento, che richiede particolare attenzione nelle fasi di sviluppo progettuale e di definizione delle strategie di gestione dell'inventario del circuito.

Tra le criticità trasversali emerse dall'analisi assume particolare rilievo la vulnerabilità della funzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS. Come discusso nel Paragrafo 6.2.4 Deviazione nella funzione di circolazione del Therminol, la perdita o la riduzione della prevalenza comporta infatti una deviazione funzionale in grado di propagarsi sia verso il ciclo Rankine sia verso l'impianto HTSE, risultando quindi una delle condizioni più sensibili per il corretto funzionamento dell'accoppiamento.

L'analisi mostra tuttavia che la criticità di questa funzione non risiede soltanto nelle conseguenze della sua perdita, ma anche nel fatto che essa può essere compromessa da cause molteplici e tra loro differenti. La perdita di circolazione del Therminol può infatti derivare non solo da un guasto diretto della pompa, ma anche dall'indisponibilità dell'alimentazione elettrica, da condizioni che favoriscono fenomeni di cavitazione, come una pressione insufficiente all'aspirazione, oppure da un inventario insufficiente di fluido nel circuito.

In questo contesto emerge nuovamente il ruolo del vaso di espansione, che contribuisce al mantenimento dell'inventario di fluido e della pressione positiva all'aspirazione. Una riduzione dell'inventario disponibile nel vaso può infatti favorire condizioni di bassa pressione all'aspirazione e quindi l'insorgenza di fenomeni di cavitazione e di riduzione della portata, aumentando la probabilità della perdita di circolazione nel circuito HTS.

Per questo motivo la perdita di circolazione del circuito HTS può essere considerata come una deviazione sistemica particolarmente critica, in quanto può manifestarsi sia come conseguenza di

diversi guasti del sistema sia come causa comune di diversi fallimenti funzionali lungo la catena di trasferimento termico.

Nel complesso, l'analisi mostra quindi che le principali criticità del sistema non sono riconducibili solo a singoli guasti funzionali, ma a cause comuni di fallimento che rendono alcune funzioni e alcuni elementi dell'accoppiamento più esposti alla propagazione delle deviazioni. In particolare, emergono come temi centrali:

- la gestione dell'inventario e della pressione di aspirazione nel circuito HTS;
- la robustezza della funzione di circolazione del Therminol;
- l'affidabilità degli scambiatori di interfaccia.

Questi elementi rappresentano quindi punti chiave da considerare nello sviluppo progettuale dell'accoppiamento e nella definizione delle strategie di sicurezza del sistema.

7.2. Identificazione dei PIEs

Come discusso nel Paragrafo 3.2.3.1 Identificazione dei Postulated Initiating Events (PIEs), l'analisi FFMEA consente di individuare gli Initiating Events associati ai modi di guasto delle funzioni e dei componenti del sistema. Tali eventi rappresentano le deviazioni iniziali nelle condizioni operative dell'impianto che possono innescare una sequenza incidentale.

Tuttavia, diversi guasti possono determinare condizioni impiantistiche equivalenti dal punto di vista della sicurezza o richiedere interventi di protezione analoghi. Per questo motivo, ai fini dell'analisi di sicurezza gli IE vengono successivamente ricondotti a un insieme più sintetico di Postulated Initiating Events, che rappresentano categorie di eventi iniziali caratterizzate da uno stato dell'impianto comparabile immediatamente successivo alla verifica del guasto.

Nel caso dell'accoppiamento tra ciclo Rankine, circuito intermedio HTS e impianto HTSE, gli IE sono stati individuati a partire dai failure mode emersi dall'analisi FFMEA descritta nei paragrafi precedenti. In particolare, sono stati considerati rilevanti ai fini della sicurezza quei modi di guasto che introducono deviazioni significative nelle condizioni termo-idrauliche o nell'integrità dei sistemi, il cui effetto può potenzialmente generare scenari incidentali. In seguito gli IEs con stati successivi ai guasti comparabili e con risposte di sicurezza analoghe sono stati ricondotti ad un unico PIE.

Tali PIEs possono manifestarsi in diversi punti dell'impianto, coinvolgere componenti differenti e possono generare effetti e sequenza incidentali distinte. Tuttavia, molti di essi risultano riconducibili

a fenomeni fisici analoghi. Per rendere più chiara l'esposizione dei risultati, i PIEs individuati sono stati raggruppati in quattro classi principali, ciascuna associata ad uno specifico fenomeno fisico dominante.

È importante osservare che tali classi rappresentano contenitori concettuali di PIEs e non corrispondono a un singolo evento iniziatore. Infatti, pur condividendo il medesimo fenomeno fisico, gli eventi appartenente alla stessa classe possono verificarsi in punti diversi dell'impianto, coinvolgendo fluidi differenti e richiedendo strategie di gestione della sicurezza specifiche. Per questo motivo non sono stati ricondotti ad un unico PIE rappresentativo, ma si è preferito mantenerli distinti all'interno della stessa classe fenomenologica.

Nei paragrafi successivi, per semplicità espositiva, i PIEs saranno presentati secondo quattro classi di fenomeni, pur rimanendo tra loro distinti in termini di stato d'impianto immediatamente successivo all'evento e delle conseguenti azioni di gestione di sicurezza. Le quattro classi individuate sono:

- Perdita di contenimento di fluidi;
- Perdita di separazione tra circuiti;
- Perdita della circolazione del fluido nel circuito HTS;
- Instabilità termo-idrauliche associate alla presenza di flusso bifase.

Si può osservare come tali classi siano in larga parte coerenti con i principali modi di guasto funzionali individuati con l'applicazione della FFMEA, evidenziando come i fenomeni fisici critici del sistema emergano già nelle fasi iniziali dell'analisi funzionale.

L'elenco completo dei PIEs identificati è riportato in Appendice F.

7.2.1. Perdita di contenimento di fluidi

La prima classe di PIEs identificata riguarda la perdita di contenimento, associata al rilascio per rottura o perdita di integrità di linee o componenti che trasportano e storage di fluidi all'interno del sistema accoppiato.

In questa categoria rientrano diversi eventi iniziatori individuati attraverso l'analisi FFMEA:

- Perdita di contenimento della linea di spillamento del vapore proveniente dal ciclo Rankine;
- Perdita di contenimento della linea di reintegro della condensa verso il ciclo Rankine;
- Perdita di contenimento della linea di scarico del Therminol;

- Perdita di contenimento del catch tank del Therminol scaricato.

In tutti questi casi il fenomeno iniziale della sequenza incidentale è rappresentato dal rilascio di un fluido verso l'ambiente o aree dell'impianto non progettate per contenerlo.

Il rilascio di vapore o condensa, caratterizzati da elevate condizioni di pressione nelle rispettive linee di spillamento e reintegro, può avvenire sotto forma di getto ad alta velocità, con possibili carichi termici e meccanici sui componenti circostanti. In caso di rottura completa della linea, l'elevata energia contenuta nel fluido può inoltre generare fenomeni di pipe whip, ossia il movimento violento della tubazione causato dalla spinta del fluido in uscita.

Nel caso del circuito HTS, la perdita di Therminol caldo può generare scenari di incendio, in particolare di pool fire (incendio della pozza), qualora il fluido rilasciato entri in contatto con una sorgente di innesco. Se il rilascio avviene in prossimità del catch tank, l'eventuale incendio risulterà confinato e non coinvolgerà il circuito, in quanto tale componente è collocato in un'area dedicata e protetta da strutture antincendio, come indicato dall'FM DS7-99 [43].

7.2.2. Perdita di separazione tra circuiti

La seconda classe di PIEs riguarda la perdita di separazione tra circuiti, associata alla rottura degli scambiatori di calore che costituiscono l'interfaccia tra i diversi sottosistemi dell'accoppiamento.

Gli eventi iniziatori appartenenti a questa classe derivano principalmente dalla rottura dei tubi o dei giunti degli scambiatori Rankine-HTS e HTS-HTSE, che comporta la comunicazione tra fluidi appartenenti a circuiti diversi. In queste condizioni uno dei fluidi può entrare nel circuito opposto generando condizioni operative incompatibili con il funzionamento previsto.

I PIEs identificati sono:

- Perdita di separazione Rankine-HTS;
- Perdita di separazione HTS-HTSE con ingresso di Therminol nell'impianto HTSE;
- Perdita di separazione HTS-HTSE con ingresso di acqua/vapore nel circuito HTS;
- Perdita bidirezionale di separazione HTS-HTSE.

Gli ultimi tre PIEs, pur essendo associati alla stessa causa di guasto, devono essere distinti poiché la condizioni immediatamente successive agli eventi sono differenti e richiedono strategie di gestione della sicurezza diverse.

Le conseguenze della perdita di separazione sono state già discusse Paragrafo 6.2.2. In sintesi, la perdita di separazione nei due scambiatori può determinare possibili scenari incidentali derivanti dalla contaminazione tra fluidi appartenenti a circuiti diversi. In particolare, l'evoluzione dell'evento può condurre a rilascio di Therminol oppure, nei casi più severi, al rilascio di miscele di Therminol, vapore e idrogeno, con possibile rischio incendio ed escalation verso scenari incidentali più estesi.

Questa classe di PIEs inoltre risulta particolarmente rilevante, come già evidenziato nei paragrafi precedenti, perché coinvolge direttamente i componenti di interfaccia tra i sottosistemi, nei quali si realizza il trasferimento di energia termica tra i diversi circuiti dell'accoppiamento.

7.2.3. Perdita di circolazione nel circuito HTS

La terza classe di PIEs riguarda la perdita della circolazione del fluido termovettore nel circuito HTS, condizione che compromette la capacità del sistema di trasportare la potenza termica tra il ciclo Rankine e l'impianto HTSE. In tali circostanze il circuito intermedio perde la sua funzione primaria di trasferimento termico, con conseguente propagazione della deviazione operativa sia verso monte sia verso valle lungo la catena di trasferimento termico.

I PIEs individuati sono:

- Perdita o riduzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS;
- Riduzione dell'inventario nel circuito HTS.

Gli effetti della perdita o della riduzione della circolazione sono descritti in modo più approfondito nel Paragrafo 6.2.4. In sintesi, la diminuzione della portata di Therminol comporta a valle sottoalimentazione termica e possibile evaporazione incompleta dell'acqua di processo o di surriscaldamento insufficiente del vapore. A monte, la ridotta circolazione di olio termico limita la capacità del circuito HTS di estrarre calore dal vapore spillato dal ciclo Rankine, con possibile propagazione delle conseguenze verso lo scambiatore Rankine-HTS e condizioni di condensazione o sottoraffreddamento insufficienti del vapore. Inoltre, l'assenza di movimento del fluido può favorire l'accumulo di calore locale nel circuito intermedio, con formazione di hotspot e conseguente degradazione del Therminol. Se in tali condizioni il circuito HTS continua a ricevere potenza termica, l'espansione termica del fluido stagnante può evolvere in scenari di perdita di contenimento con rischio di incendio.

Come evidenziato nel Paragrafo 7.1, diverse cause possono condurre a perdita di circolazione nel circuito intermedio di trasferimento termico. Tra queste assume particolare rilievo la riduzione dell'inventario di fluido, che può derivare da perdite nel circuito, da gestione non corretta dei sistemi di rilascio per sovrappressione dovuta all'espansione termica o dalle operazioni di degassaggio. In queste condizioni, il livello del vaso di espansione può ridursi, per reintegrare il fluido perso, fino a non garantire più una pressione sufficiente all'aspirazione della pompa di circolazione. La ridotta pressione disponibile può favorire l'insorgenza di fenomeni quali cavitazione o instabilità della pompa, aumentando la probabilità di riduzione o perdita della circolazione del Therminol 66.

Per questo i due PIEs risultano strettamente correlati: la riduzione dell'inventario può costituire la causa della perdita della funzione di circolazione. Tuttavia essi non possono essere ricondotti ad un unico PIE rappresentativo, poiché descrivono stati impiantistici distinti immediatamente successivi all'evento iniziatore. La riduzione dell'inventario rappresenta infatti una condizione che può procedere e favorire la perdita della circolazione, ma che può anche essere rilevata e gestita prima che la funzione di trasporto del calore venga completamente compromessa.

Nel complesso, questa classe di PIEs assume particolare rilevanza per la sicurezza e per il corretto funzionamento dell'accoppiamento, poiché la perdita della circolazione nel circuito intermedio può propagare deviazioni operative lungo l'intero percorso di trasferimento termico, influenzando simultaneamente il comportamento del ciclo Rankine e dell'impianto HTSE. Nei casi più severi tali condizioni possono evolvere in scenari incidentali quali il rilascio di Therminol caldo con possibile innesco di un incendio di pozza.

7.2.4. Instabilità termo-idrauliche associate alla presenza di flusso bifase

L'ultima classe di PIEs individuata riguarda le instabilità termo-idrauliche associate alla presenza di flusso bifase in linee o componenti progettati per operare in condizioni monofase. In queste situazioni il comportamento del fluido diventa fortemente non lineare e può generare oscillazioni di portata, variazioni rapide di pressione e carichi dinamici non previsti sulle tubazioni e sugli scambiatori di calore.

I PIEs individuati in questa classe sono:

- Reintegro di flusso bifase e/o flashing nella linea di reintegro al ciclo Rankine;
- Flusso bifase alla linea di processo HTSE.

Il primo PIE è associato alla possibilità che la condensa proveniente dallo scambiatore non sia completamente liquida e venga reintegrata sotto forma di miscela bifase. Tale condizione può verificarsi in presenza di condensazione incompleta del vapore spillato durante il trasferimento di calore al Therminol, oppure in caso di condizionamento non corretto della condensa lungo la linea di reintegro, per cui il fluido entra nell'hotwell del condensatore in condizioni termo-idrauliche differenti da quelle previste in progetto.

La presenza di vapore nella linea di ritorno può generare instabilità di flusso, formazione di sacche di vapore e fenomeni assimilabili al colpo d'ariete, ossia transitori di pressione generati dal collasso delle bolle di vapore o da rapide variazioni di velocità del fluido. Tali fenomeni possono generare carichi dinamici significativi sulle tubazioni e sui supporti. Le conseguenze di tali condizioni sono state discusse nel Paragrafo 6.2.3.

Il secondo PIE riguarda invece la presenza di flusso bifase nella linea di condizionamento dell'acqua/vapore in ingresso al lato catodico delle celle elettrolitiche SOEC dello stack, nell'impianto HTSE. Questo fenomeno può verificarsi quando l'acqua di alimentazione non viene completamente vaporizzata nel generatore di vapore accoppiato al circuito HTS. In queste condizioni il fluido di processo viene trasportato a valle sotto forma di miscela liquido-vapore, con conseguenti variazioni della frazione di vuoto nel flusso e possibili oscillazioni della portata e della pressione lungo la linea. L'introduzione di gas non condensabili, come l'idrogeno riciclato, può ulteriormente stabilizzare le sacche e amplificare le instabilità del flusso. Ulteriori effetti di questa deviazione funzionale sono stati analizzati nel Paragrafo 6.2.2.2.

Nel complesso questa classe di PIEs determina condizioni operative instabili che nel tempo possono produrre sollecitazioni meccaniche cicliche sulle tubazioni e sugli scambiatori, con possibile aumento della probabilità di danneggiamento strutturale per fenomeni di fatica termo-meccanica. In condizioni più severe le oscillazioni di pressione possono contribuire alla perdita di contenimento nelle linee interessate. Nel caso di rilascio a valle del mixer per l'impianto HTSE, dove è presente idrogeno nel flusso, tali condizioni potrebbero generare scenari di incendio di getto o di nube di idrogeno.

7.3. Contributo della FFMEA al rafforzamento dell'architettura di sicurezza

Oltre all'identificazione dei modi di guasto e dei relativi PIEs, l'applicazione della FFMEA ha consentito di individuare indicazioni utili per lo sviluppo dell'architettura di sicurezza dell'accoppiamento.

Infatti, l'analisi delle cause e delle conseguenze dei fallimenti funzionali consente di individuare non solo i possibili scenari incidentali, ma anche le vulnerabilità ricorrenti del sistema, come discusso al Paragrafo 7.1.

Una volta individuate tali vulnerabilità, è stato possibile identificare misure progettuali e operative finalizzate a rafforzare la struttura di sicurezza del sistema, introducendo soluzioni di prevenzione, rilevazione o mitigazione delle deviazioni operative, con l'obiettivo di interrompere la propagazione delle sequenze incidentali o a limitarne le conseguenze. In questo senso, l'analisi FFMEA contribuisce direttamente al raggiungimento di un ulteriore obiettivo dell'OPT, ovvero il supporto allo sviluppo e al miglioramento dell'architettura di sicurezza nelle fasi preliminari di progettazione.

Allo stesso tempo, l'analisi ha consentito di valutare l'efficacia dell'architettura preliminare di sicurezza ipotizzata nelle fasi precedenti del lavoro e descritta all'interno del Capitolo 4. In molti casi, infatti, l'analisi ha evidenziato che i dispositivi di intercettazione e rilascio previsti nella fase preliminare di definizione dell'architettura risultano già adeguati a gestire la maggior parte delle deviazioni funzionali identificate. Questo aspetto emerge chiaramente dalla struttura della FFMEA, nella quale la maggior parte delle azioni di mitigazione consiste nella definizione di logiche di interblocco di sicurezza che determinano l'arresto controllato dell'accoppiamento, senza richiedere l'introduzione di ulteriori sistemi di emergenza.

Dunque, per quanto riguarda la mitigazione delle conseguenze, l'analisi evidenzia il ruolo dei sistemi di isolamento, contenimento e rilascio controllato dei fluidi precedentemente ipotizzati, che consentono di limitare l'evoluzione degli scenari incidentali in caso di perdita di funzione o guasto dei componenti.

In diversi casi, inoltre, l'analisi evidenzia l'opportunità di mantenere l'impianto di elettrolisi in condizioni di hot-standby, come già discusso al Paragrafo 4.4.2.4, qualora le conseguenze delle deviazioni non compromettano direttamente l'integrità del sistema HTSE.

Accanto a questi risultati, l'analisi ha comunque permesso di individuare alcune integrazioni necessarie a rafforzare l'architettura di sicurezza.

In primo luogo, l'analisi ha messo in evidenza la necessità di sensoristica dedicata per il monitoraggio delle principali variabili di processo, in particolare pressione, temperatura, portata e livello nei diversi sottosistemi dell'accoppiamento. Come discusso nel Paragrafo 5.2.3, relativo alla struttura funzionale del sistema, la funzione di rilevazione delle deviazioni operative è stata infatti identificata nella FBS come funzione di sicurezza, ma non è stata ancora associata a componenti specifici, in quanto non ancora sviluppata nel dettaglio in questa fase progettuale.

Le logiche di interblocco sopra discusse richiedono infatti sistemi in grado di rilevare le deviazioni operative e inviare i segnali necessari all'attivazione dello shutdown del sistema. Nell'architettura preliminare di sicurezza erano già stati indicati alcuni dispositivi per la rilevazione di rilasci e incendi, sebbene non ancora descritti in modo dettagliato; tuttavia non era stata ipotizzata una sensoristica dedicata al monitoraggio delle variabili termo-idrauliche. Quest'ultima è stata sviluppata proprio attraverso l'analisi FFMEA: l'individuazione dei modi di guasto funzionali ha infatti permesso di riconoscere come tali deviazioni si manifestino sulle variabili operative e di identificare quindi quali sensori siano necessari e in quali punti dei sottosistemi dell'accoppiamento termico debbano essere collocati.

L'analisi FFMEA conferma quindi l'importanza di prevedere una strumentazione adeguata per il monitoraggio continuo delle condizioni operative, che consenta di individuare tempestivamente deviazioni significative nelle variabili termo-idrauliche e di attivare le logiche di protezione del sistema.

Dal punto di vista della prevenzione, l'analisi suggerisce inoltre l'importanza di prevedere attività di monitoraggio e manutenzione periodica dei componenti critici. Tali attività risultano fondamentali per evitare fenomeni di degrado progressivo, come corrosione, usura meccanica o fouling, che possono compromettere nel tempo il corretto funzionamento dei componenti e la loro integrità [50].

Oltre a queste indicazioni generali, l'analisi ha permesso di individuare alcune misure progettuali specifiche, direttamente associate alle criticità sistemiche emerse nei paragrafi precedenti. In particolare, sono stati identificati tre ambiti che risultano particolarmente rilevanti ai fini del rafforzamento della robustezza dell'architettura di sicurezza:

- La protezione degli scambiatori di interfaccia tra i circuiti, attraverso sistemi di isolamento ridondanti;

- La gestione dell'inventario del circuito HTS, al fine di garantire condizioni stabili di circolazione del fluido termovettore;
- La prevenzione delle instabilità termo-idrauliche associate alla presenza di flusso bifase, in particolare nelle linee di reintegro della condensa.

Nei paragrafi seguenti vengono quindi discusse le principali misure ipotizzate per il rafforzare la sicurezza del sistema in relazione a questi tre ambiti.

In questo senso, la FFMEA non si limita a descrivere le modalità di guasto dell'accoppiamento, ma costituisce anche uno strumento di supporto progettuale per l'individuazione delle misure di sicurezza da integrare nelle successive fasi di sviluppo del sistema.

7.3.1. Protezione degli scambiatori di interfaccia

Come già discusso nei paragrafi precedenti, una delle principali vulnerabilità dell'accoppiamento riguarda gli scambiatori di calore che costituiscono l'interfaccia tra circuiti contenenti fluidi differenti.

L'analisi dei failure mode evidenzia che la perdita di integrità dello scambiatore può determinare la contaminazione tra fluidi appartenenti a circuiti progettati per operare in condizioni termo-idrauliche molto diverse, con conseguente generazione di fenomeni non previsti in fase di progetto.

In particolare, la perdita di separazione tra i circuiti può portare a:

- ingresso di acqua o vapore nel circuito HTS contenente Therminol;
- ingresso di Therminol nel circuito acqua/vapore dell'impianto HTSE.

Questi scenari possono generare forti instabilità termo-idrauliche e degrado dei componenti, fino ad evolvere in perdita di contenimento con possibili rilasci di fluido caldo e scenari di incendio.

Per ridurre la probabilità di propagazione di tali eventi è opportuno introdurre strategie di doppio isolamento sugli scambiatori di interfaccia, che possono includere:

- valvole di isolamento rapide a monte e a valle degli scambiatori da entrambi i lati del componente;
- logiche di interblocco basate su segnali ridondanti di pressione, temperatura e portata;
- eventuali linee di bypass che consentano la circolazione del fluido anche durante l'isolamento dello scambiatore.

Nel caso del generatore di vapore Rankine-HTS dall'analisi emerge la necessità di inserire delle valvole di isolamento a monte e a valle del componente anche lato Therminol, oltre ad una linea di bypass parallela che consenta di mantenere la circolazione del fluido nel circuito HTS, evitando la formazione di hotspot. Questa soluzione permetterebbe che, in caso di ingresso di vapore dal Rankine, i fenomeni di flashing e sovrappressione siano confinati in prossimità dello scambiatore e gestiti localmente mediante dispositivi di rilascio, evitando la propagazione del transitorio all'intero circuito HTS.

L'isolamento del condensatore lato Therminol dovrebbe essere attivato solo in condizioni specifiche, sulla base di una logica di voto tra segnali indipendenti provenienti dai sistemi di rilevazione. In particolare, l'isolamento potrebbe essere comandato quando vengono rilevati almeno due dei segnali anomali.

- pressione eccessivamente elevata a valle del condensatore lato Therminol;
- temperatura del Therminol eccessivamente elevata a valle del condensatore;
- variazione significativa di portata o pressione nel circuito Rankine a monte e a valle dello scambiatore, indicativa di possibile perdita di integrità dei tubi.

Questa logica consente di ridurre il rischio di interventi spuri garantendo al tempo stesso una risposta del sistema in caso di reale perdita di separazione tra i circuiti.

Analogamente, nel caso del generatore di vapore HTSE, l'analisi suggerisce l'installazione di valvole di shutdown anche lato acqua/vapore, oltre ad una blowdown valve per lo scarico controllato della miscela. Questa configurazione permetterebbe di limitare la propagazione del guasto lungo il circuito HTSE, evitando che la contaminazione del fluido si estenda verso i componenti a valle.

La logica di attivazione dell'isolamento può basarsi su diversi sistemi di rilevazione, tra cui:

- sensori di temperatura a valle del generatore di vapore, per identificare deviazioni significative rispetto alle condizioni operative previste;
- sensori di portata sul circuito HTS e sulla linea di vapore/acqua, per rilevare variazioni anomale indicative di perdite interne;
- sensori ottici di qualità del vapore installati sulla linea vapore HTSE a valle del generatore di vapore.

Questi sensori ottici consentono di identificare la presenza di fase liquida in flusso progettato per essere monofase, attraverso l'analisi delle variazioni di scattering e attenuazione della radiazione infrarossa dovute alla presenza di gocce nel flusso.

In presenza di segnali compatibili con condizioni bifase persistenti o contaminazione del fluido di processo, la logica di protezione può attivare l'isolamento del generatore di vapore anche lato HTSE, così da confinare il guasto nella sezione di interfaccia, evitando la propagazione delle conseguenze verso il resto del sistema e riducendo la probabilità di scenari incidentali più severi

7.3.2. Migliorie nella gestione dell'inventario del circuito HTS

Un ulteriore elemento di vulnerabilità, ampiamente discusso al Paragrafo 7.1, riguarda la gestione dell'inventario del fluido termovettore nel circuito HTS, in particolare la necessità di volumi di reintegro adeguatamente dimensionati.

L'analisi dei failure modes ha evidenziato che diverse sono le possibili cause di perdita di inventario nel circuito. Il vaso di espansione deve quindi essere in grado di compensare tali perdite senza che il livello scenda sotto dei limiti operativi, garantendo contemporaneamente le condizioni di pressione necessarie per il corretto funzionamento della pompa di circolazione. Infatti, la riduzione dell'inventario di fluido nel circuito o una pressione troppo bassa all'aspirazione della pompa possono determinare riduzione o perdita di circolazione del Therminol, con conseguente diminuzione della capacità di trasportare calore tra il ciclo Rankine e l'impianto HTSE. Tali condizioni possono generare ulteriori deviazioni nel sistema accoppiato e, nei casi più severi, evolvere in scenari di rilascio e incendio a causa di accumulo locale di calore e della conseguente espansione termica del fluido termovettore.

Dall'analisi emerge quindi la necessità di introdurre alcune misure progettuali volte a migliorare la gestione dell'inventario del circuito. In particolare, si ritiene opportuno prevedere che bisogna prevedere:

- Un serbatoio di reintegro collegato al vaso di espansione, in grado di compensare eventuali perdite progressive di inventario, come suggerito nelle linee guida RC26 e BG07 [42,44];
- Sistemi di monitoraggio continuo del livello nel vaso di espansione e della pressione dell'aspirazione della pompa, al fine di individuare tempestivamente condizioni operative non sicure.

L'introduzione del nuovo serbatoio permette di ridurre la probabilità di perdita di inventario del circuito, prevenendo scenari che potrebbero portare alla riduzione o alla perdita della circolazione del fluido.

I sistemi di monitoraggio, invece, garantiscono l'invio del segnale di allarme nel caso in cui il livello nel vaso di espansione o la pressione all'aspirazione della pompa scendano al di sotto della soglia minima operativa [43]. In tal caso, deve essere attivata una sequenza di sicurezza che includa:

- L'attivazione dello shutdown dell'accoppiamento tra i due impianti, per impedire che la deviazione si propaghi e che continui ad essere fornito calore in assenza di circolazione [43];
- l'arresto della pompa, al fine di evitare che la pompa continui a girare in condizioni instabili che la potrebbero danneggiare [43].

L'adozione di tali misure consente quindi di preservare la stabilità termo-idraulica del circuito, riducendo la probabilità che una perdita di inventario si propaghi verso failure mode più severi.

7.3.3. Protezioni per instabilità termo-idrauliche

Un'ulteriore vulnerabilità individuata dall'analisi riguarda la possibile insorgenza di instabilità termo-idrauliche in presenza di flussi bifase in linee o componenti progettati per operare in condizioni monofase. In queste situazioni il comportamento del fluido diventa fortemente non lineare e può generare oscillazioni di portata, variazioni rapide di pressione e carichi dinamici non previsti sulle tubazioni e sugli scambiatori di calore.

Come discusso nei precedenti paragrafi, diverse deviazioni funzionali possono condurre alla formazione di flusso bifase. In particolare, nel caso della linea di reintegro tali condizioni possono verificarsi quando l'estrazione di calore allo scambiatore Rankine-HTS non è sufficiente oppure quando il condizionamento della condensa lungo la linea di reintegro non è adeguato. Analogamente, nel circuito HTSE la presenza di flusso bifase può derivare da evaporazione incompleta dell'acqua di processo nel generatore di vapore.

La presenza di miscela liquido-vapore in linee progettate per operare in regime monofase può generare instabilità di flusso, formazione di sacche di vapore e collasso delle polle, con conseguenti transitori di pressione e water hammer. Tali fenomeni possono produrre vibrazioni, carichi dinamici sulle tubazioni e, nel lungo periodo, aumentare la probabilità di danneggiamento meccanico dei componenti.

Alla luce di queste criticità, l'analisi evidenzia la necessità di misure progettuali finalizzate a ridurre la probabilità di formazione bifase, dove possibile, e alimentare la propagazione lungo il sistema.

Per quanto riguarda la linea di reintegro al ciclo Rankine, le soluzioni di mitigazione individuate comprendono l'introduzione di flash vessel posizionati a valle degli elementi che terminano una

caduta significativa di pressione, come valvole di laminazione o dispositivi di strozzamento, oppure in prossimità dell'ingresso nell'hotwell qualora la condensa non sia stata sufficientemente depressurizzata e raffreddata prima del reintegro. Il flash vessel consente di separare la formazione di vapore generata per flashing della condensa liquida, convogliando il vapore verso una linea dedicata e inviando al ciclo Rankine solo la frazione liquida. In questo modo si riduce il trasporto bifase lungo la linea di reintegro e si limita la probabilità di fenomeni di water hammer [53].

Un'ulteriore misura da applicare per proteggere il ciclo Rankine, e in particolare il condensatore, consiste nell'inserire una valvola di non ritorno a monte del punto di reintegro, che impedisce riflussi di vapore dall'hotwell verso il condensatore e riduce condizioni favorevoli all'insorgenza di colpi d'ariete dovuti all'inversione del moto.

Dal punto di vista del monitoraggio, l'analisi evidenzia inoltre l'importanza di sensori di temperatura e pressione in prossimità del punto di reintegro e a monte degli elementi di regolazione, in modo da identificare condizioni nelle quali la temperatura della condensa risulti incompatibile con la pressione locale. Il superamento di tali soglie può essere utilizzato per attivare interblocchi di sicurezza che avviano lo shutdown dell'accoppiamento, impedendo l'ulteriore immissione di flusso di reintegro in condizioni diverse da quelle di progetto.

Nel caso dell'impianto HTSE, la rilevazione dell'instabilità bifase richiede monitoraggio delle condizioni di evaporazione a valle del generatore di vapore accoppiato al circuito HTS. I sistemi di rilevazione ipotizzati comprendono:

- sensore di temperatura, che invia un segnale di allarme o di shutdown quando la temperatura del fluido risulta troppo bassa o prossima alla temperatura di saturazione;
- sensore ottico di qualità del vapore, che consente di identificare la presenza di fase liquida nel flusso, come descritto al Paragrafo 7.3.1.

Infine, dal punto di vista della mitigazione, è suggerita l'attivazione di un interblocco di sicurezza che consenta l'isolamento del generatore di vapore a valle della rilevazione di fase liquida a valle dello scambiatore. Una descrizione più dettagliata della logica di interblocco è possibile trovarla al Paragrafo 7.3.1, dedicato alle protezioni degli scambiatori di interfaccia.

Nel complesso, l'introduzione di queste misure consente di ridurre la probabilità di propagazione di flussi bifase nelle linee critiche del sistema accoppiato, limitando il rischio di danneggiamento delle tubazioni e dei componenti e contribuendo al rafforzamento della robustezza dell'architettura dell'accoppiamento.

8. Conclusioni

8.1. Sintesi dei risultati

L'applicazione della FFMEA all'accoppiamento termico tra ciclo Rankine e impianto HTSE, attraverso il circuito intermedio HTS, ha permesso di individuare i principali modi di guasto funzionali del sistema e di evidenziare come le deviazioni operative possano propagarsi all'interno tra i sottosistemi accoppiati.

Uno dei risultati più rilevanti dell'analisi riguarda l'individuazione di vulnerabilità dell'architettura dell'accoppiamento e la loro relazione diretta con gli eventi iniziatori postulati (PIEs) che possono derivarne. L'analisi ha infatti mostrato come alcune funzioni e componenti svolgano un ruolo particolarmente critico nel mantenimento delle condizioni operative del sistema e come il loro malfunzionamento possa generare deviazioni in grado di innescare catene di fallimenti ed effetti rilevanti per la sicurezza.

Tra queste vulnerabilità emerge in modo significativo il sistema di gestione dell'inventario del circuito HTS, e in particolare il vaso di espansione, il cui corretto funzionamento è essenziale per garantire sia il reintegro del fluido sia il mantenimento della pressione all'aspirazione della pompa di circolazione. Il fallimento delle funzioni del vaso di reintegro può compromettere la funzione di circolazione del Therminol; tuttavia, questa non rappresenta l'unica causa di guasto. La funzione di circolazione nel circuito HTS risulta infatti particolarmente vulnerabile proprio perché il suo fallimento può essere generato da cause differenti, tra cui guasti della pompa, perdita di alimentazione elettrica, riduzione dell'inventario oppure fenomeni di cavitazione, che il vaso di espansione ha proprio la funzione di prevenire o mitigare.

Questa convergenza di cause diverse verso una stessa deviazione operativa rappresenta un elemento di vulnerabilità rilevante dell'accoppiamento. Per questo motivo, nell'ambito dell'analisi sono stati individuati due distinti PIE associati a questa vulnerabilità: la "Riduzione dell'inventario nel circuito HTS" e la "Perdita o riduzione della circolazione del Therminol". Sebbene caratterizzati da stati impiantistici iniziali differenti entrambi possono evolvere verso l'incapacità del sistema di trasferire correttamente la potenza termica tra i sottosistemi accoppiati.

Le conseguenze di questi eventi iniziatori postulati possono propagarsi sia verso monte sia verso valle nel sistema accoppiato, determinando condizioni di condensazione incompleta nel ciclo Rankine o evaporazione incompleta nell'impianto HTSE, con formazione di flusso bifase nelle linee in uscita dagli scambiatori. Tali condizioni sono state identificate come un'ulteriore classe di PIEs associata a instabilità termo-idrauliche del flusso bifase.

Un secondo elemento di vulnerabilità emerso dall'analisi riguarda gli scambiatori di interfaccia, particolarmente sensibili perché chiamati a svolgere simultaneamente due funzioni fondamentali per il sistema: il trasferimento di energia termica e la separazione fisica tra fluidi appartenenti a circuiti diversi. Il loro malfunzionamento può quindi compromettere funzioni rilevanti del sistema accoppiato.

A questi componenti risultano associati diversi PIEs. In primo luogo, le deviazioni operative negli scambiatori possono favorire la formazione di flusso bifase in linee progettate per operare in regime monofase, con conseguenti oscillazioni di portata, variazioni rapide di pressione e fenomeni di colpi d'ariete. I PIEs associati sono "Flusso bifase alla linea di processo HTSE" e "Reintegro di flusso bifase e/o flashing nella linea di reintegro".

In secondo luogo, la rottura dei tubi o dei giunti all'interno degli scambiatori può determinare la perdita di separazione tra circuiti, con conseguente formazione di miscele di Therminol e acqua/vapore o, nel caso dell'interfaccia con l'impianto HTSE, di Therminol, vapore e idrogeno. Tali condizioni possono produrre instabilità termo-idrauliche severe e fenomeni di sovrappressione che possono evolvere verso scenari di rilascio di fluido o incendio.

Infine, le perdite di contenimento emergono come un'ulteriore classe di PIE che può verificarsi sia come evento iniziale diretto, a seguito di rotture di linee o componenti, sia come possibile evoluzione di fenomeni di instabilità o sovrappressione generati da altre deviazioni funzionali. Tali eventi risultano in particolare associati alle linee di spillamento e reintegro del ciclo Rankine, il cui getto ad alta energia può generare carichi termici e meccanici sui componenti circostanti, e alle linee del circuito HTS contenenti Therminol ad alta temperatura, il cui rilascio può evolvere in scenari di incendi di pozza.

Nel complesso, l'analisi ha quindi mostrato come vulnerabilità del sistema e PIEs individuati siano strettamente interconnessi. La perdita di circolazione nel circuito intermedio, le instabilità bifase, la perdita di separazione negli scambiatori e le perdite di contenimento rappresentano fenomeni tra loro collegati che possono generare sequenze di degradazione progressive lungo l'intero percorso di trasferimento energetico.

Un ulteriore risultato significativo riguarda le ipotesi preliminari di architettura, sviluppate nelle fasi iniziali del lavoro. L'analisi ha evidenziato che le soluzioni ipotizzate risultano nel complesso efficaci nel limitare la propagazione delle deviazioni operative, dimostrando quindi la validità dell'impostazione preliminare dell'architettura minima di sicurezza proposta. In particolare, i sistemi di isolamento e le strategie di arresto controllato dell'accoppiamento si sono dimostrati adeguati a confinare la maggior parte delle conseguenze dei guasti nelle sezioni di impianto interessate e a limitare l'evoluzione verso scenari incidentali più severi.

Allo stesso tempo, la FFMEA ha consentito di rafforzare tali soluzioni, evidenziando alcune integrazioni necessarie per migliorare la robustezza complessiva del sistema. In particolare, è emersa la necessità di introdurre una sensoristica dedicata al monitoraggio delle principali variabili termoidrauliche nei punti in cui le deviazioni si manifestano direttamente sulle variabili di processo, consentendo la definizione di segnali di allarme e logiche interblocco, in grado di attivare lo shutdown dell'accoppiamento in presenza di deviazioni significative.

Sono inoltre state proposte alcune integrazioni progettuali mirate ai punti del sistema individuati come più vulnerabili. Per il circuito intermedio è stata ipotizzata l'introduzione di un serbatoio di reintegro collegato al vaso di espansione, al fine di migliorare la gestione dell'inventario. Nel caso degli scambiatori interfaccia sono state invece introdotte misure di protezione dedicate, basate su sistemi di isolamento e rilascio su entrambi i lati dello scambio termico.

Nel complesso, l'analisi ha quindi permesso di individuare i PIEs associati alle principali vulnerabilità dell'accoppiamento, chiarendone i possibili meccanismi di evoluzione, e di fornire una base per lo sviluppo dell'architettura preliminare di sicurezza del sistema.

8.2. Rilevanza per il progetto PRIN

I risultati ottenuti nel presente lavoro si inseriscono direttamente nel contesto delle attività di sicurezza del progetto PRIN GREEN-ENERGY, contribuendo in modo specifico all'obiettivo SO2.2 relativo all'identificazione degli eventi iniziatori rilevanti associati all'accoppiamento tra impianto nucleare e impianto di produzione di idrogeno.

In questo senso, l'applicazione della FFMEA ha contribuito al requisito progettuale di individuazione dei Postulated Initiating Events associati all'accoppiamento termico, consentendo al contempo di

evidenziare le principali vulnerabilità del sistema sulle quali focalizzare gli sviluppi progettuali successivi, al fine di migliorarne l'affidabilità e le prestazioni in termini di sicurezza.

I risultati ottenuti rappresentano inoltre un input rilevante per le successive attività del progetto, in particolare per lo sviluppo dei modelli dinamici del sistema nucleare-idrogeno. I PIE individuati e le relative condizioni di impianto costituiscono infatti scenari di riferimento utili per le future attività di simulazione dinamica e per valutare il comportamento del transitorio del sistema in condizioni anomale. In tale contesto, coerentemente con l'impostazione metodologica del progetto, uno degli eventi iniziatori identificati, selezionato a valle dell'integrazione delle diverse metodologie di analisi di sicurezza, sarà oggetto dell'analisi dettagliata della catena evolutiva delle conseguenze.

La rilevanza del lavoro, tuttavia, non si esaurisce con la sola identificazione dei PIE. Il progetto GREEN-ENERGY si colloca infatti in una fase preliminare di sviluppo, nella quale l'architettura del sistema accoppiato è ancora in fase di definizione e diversi sistemi non risultano descritti in modo completo o con un dettaglio sufficiente. In questo contesto, il lavoro di tesi contribuisce anche al consolidamento della configurazione progettuale preliminare, introducendo ipotesi architetture aggiuntive necessarie a completare il riferimento impiantistico per l'analisi.

Tali soluzioni non sono da intendersi come definitive, ma come una base tecnicamente fondata utile a supportare lo sviluppo dell'analisi di sicurezza funzionale e delle fasi progettuali successive. In particolare, esse possono fornire un riferimento per l'integrazione dei sottosistemi non ancora completamente definiti, contribuendo a orientare l'evoluzione del design nell'ambito di un progetto collaborativo tra più università e diversi ambiti di ricerca.

Inoltre, il lavoro contribuisce allo sviluppo di un approccio di safety by design, attraverso la definizione di un'architettura minima di sicurezza preliminare. Tale configurazione consente di identificare fin dalle prime fasi le funzioni in grado di intervenire per limitare le conseguenze delle deviazioni funzionali e di valutare, mediante l'analisi FFMEA, il ruolo dei sistemi di sicurezza ipotizzati e la loro efficacia nel confinare gli effetti dei guasti all'interno delle sezioni di impianto interessate.

Allo stesso tempo, l'analisi ha consentito di individuare alcune integrazioni progettuali e di sicurezza mirate, direttamente connesse alle vulnerabilità emerse, definendo ulteriori componenti e dispositivi di isolamento utili a rafforzare l'affidabilità e la sicurezza del sistema accoppiato. Nel complesso, il lavoro di tesi fornisce quindi indicazioni progettuali e di sicurezza utili a supportare lo sviluppo di un'architettura coerente con i principi dei sistemi di IV generazione, orientati a elevati livelli di sicurezza intrinseca.

In conclusione, il lavoro fornisce un contributo integrato al progetto PRIN GREEN-ENERGY, sia in termini di identificazione dei PIEs e supporto alle analisi di sicurezza, sia come base tecnica per il completamento dello sviluppo progettuale nelle fasi successive, contribuendo anche alla definizione e al rafforzamento dell'architettura di sicurezza del sistema accoppiato.

8.3. Valutazione critica dell'approccio metodologico e applicativo

Il lavoro di tesi si inserisce in un contesto progettuale preliminare relativo all'accoppiamento tra il reattore nucleare avanzato ALFRED e un impianto di elettrolisi ad alta temperatura, nel quale la metodologia FFMEA è stata applicata con l'obiettivo di identificare gli eventi iniziatori e le vulnerabilità d'impianto.

In tale scenario, l'applicazione della metodologia di analisi si dimostra uno strumento efficace non solo per l'analisi di sicurezza, ma anche come supporto alla comprensione del sistema e al rafforzamento del modello impiantistico di riferimento, evidenziandone lacune, vulnerabilità e aspetti da integrare.

In particolare, l'approccio funzionale è risultato efficace nell'identificazione degli eventi iniziatori rilevanti per la sicurezza in una fase caratterizzata da un livello di dettaglio impiantistico ancora limitato, consentendo di individuare le principali deviazioni operative e di ricostruire le possibili catene evolutive che possono condurre a condizioni di rilievo per la sicurezza dell'impianto.

Tuttavia, l'applicazione della metodologia richiede un significativo contributo di giudizio ingegneristico. La FFMEA non si configura infatti come uno strumento puramente procedurale, ma richiede la capacità di interpretare il comportamento del sistema e di valutare in modo critico le possibili conseguenze delle deviazioni funzionali. Di conseguenza, la qualità dell'analisi dipende in larga misura dall'esperienza dell'analista, che deve essere in grado di comprendere e anticipare la possibile evoluzione degli scenari, soprattutto nel caso dei sistemi complessi e non completamente definiti come quello oggetto del presente.

Inoltre, trattandosi di uno strumento basato su valutazioni qualitative, la sua applicazione risulta particolarmente efficace se sviluppata in un contesto collaborativo, nel quale il confronto tra più competenze consente di ridurre il rischio di trascurare possibili conseguenze o scenari rilevanti.

Nel presente lavoro, svolto in forma individuale, tali aspetti possono essere identificati come elementi di criticità del metodo, in quanto il processo di analisi non beneficia del confronto multidisciplinare

e del contributo di giudizio esperto tipico di contesti progettuali strutturati. Nonostante ciò, essi sono stati affrontati mediante un approccio iterativo, basato su revisioni ripetute delle analisi e sul confronto con la letteratura tecnica disponibile. La struttura stessa della metodologia ha rappresentato un elemento di supporto significativo: le fasi sequenziali di costruzione della PBS e della FBS, precedenti all'applicazione della FFMEA, hanno consentito di sviluppare progressivamente una comprensione approfondita del sistema, delle sue funzioni e delle principali interazioni tra sottosistemi. Questo processo ha permesso di ridurre l'incertezza iniziale e di rendere più consapevole e strutturata l'analisi delle possibili deviazioni funzionali e delle relative conseguenze.

L'applicazione della metodologia richiede un supporto significativo da parte della letteratura. Allo stesso tempo, si riscontra una limitata disponibilità di studi specifici relativi, ad esempio, agli impianti di elettrolisi ad alta temperatura, per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e l'analisi degli scenari incidentali. La letteratura disponibile si concentra prevalentemente su studi di durabilità e degradazione dei materiali.

Per ovviare a tale carenza, è stato necessario fare riferimento alla letteratura relativa a sistemi analoghi, in particolare circuiti a vapore e sistemi termo-idraulici convenzionali, trasferendo in modo critico concetti e fenomeni noti, quali instabilità bifase, effetti dell'emissione di gas non condensabili e condizioni di flashing. Per fenomeni come il trasporto di fluido bifase in condotte progettate per regime monofase, il verificarsi di colpi d'ariete o il reintegro di condensa in condizioni di temperatura e pressione, esiste un'ampia disponibilità di studi, trattandosi di sistemi ampiamente consolidati. In questo contesto, è stato quindi necessario adattare tali conoscenze al caso in esame, attraverso un processo di interpretazione critica e trasferimento dei fenomeni al sistema HTSE.

Il carattere preliminare del progetto implica la presenza di informazioni incomplete sull'architettura del sistema. Questo ha richiesto un contributo diretto alla definizione del modello impiantistico, attraverso l'individuazione delle sezioni mancanti da integrare al fine di disporre di un quadro di impianto sufficientemente completo per l'applicazione dell'analisi, compensate con l'introduzione di ipotesi progettuali coerenti.

Tale processo ha permesso di evitare che l'analisi risultasse limitata o non rappresentativa, consentendo invece di individuare anche criticità tipiche del sistema, come quelle associate alla gestione dell'inventario e al vaso di espansione. Quest'ultimo, pur essendo un componente tipico dei circuiti di trasferimento termico, non era stato inizialmente considerato nella configurazione di progetto; la sua introduzione ha consentito di evidenziare una vulnerabilità che altrimenti non sarebbe

stata identificata, così come altre che, in assenza di una visione completa dell'impianto, difficilmente sarebbero emerse.

Infine, la definizione dei dispositivi di sicurezza ha richiesto un'interpretazione critica delle normative e delle soluzioni tecniche disponibili. L'introduzione di nuovi componenti non può infatti essere considerata in modo isolato, ma deve essere valutata nel contesto complessivo del sistema o del sottosistema, poiché può influenzare il comportamento globale anche attraverso effetti indesiderati. In diversi casi è stato quindi necessario rivedere le scelte iniziali, riconoscendo che alcune soluzioni potevano introdurre nuove criticità, e adottare anche in questo caso un approccio iterativo di raffinamento dell'architettura.

Analogamente a quanto osservato per l'analisi delle conseguenze dei fallimenti funzionali, anche nel campo dei dispositivi di sicurezza si riscontra una disponibilità ridotta di riferimenti normativi specifici per gli impianti di elettrolisi ad alta temperatura. Per questo motivo, sono state adottate anche normative sviluppate per sistemi vapore, come la norma EN 12952-10, utilizzata come riferimento per la definizione dei dispositivi di sicurezza della linea di condizionamento dell'acqua/vapore in ingresso allo stack SOEC dell'impianto HTSE, adattandone i principi al contesto specifico.

Nel complesso, la metodologia si dimostra particolarmente adeguata per applicazioni in fase preliminare, in quanto consente di individuare in modo sistematico le vulnerabilità dell'impianto e i possibili eventi iniziatori anche in condizioni di informazione incompleta. L'approccio qualitativo su cui si basa, pur introducendo un certo grado di soggettività e richiedendo un'applicazione critica supportata da un adeguato giudizio ingegneristico, consente di adattare l'analisi a contesti complessi e in evoluzione.

Dunque, la FFMEA si configura come uno strumento efficace per l'identificazione dei rischi e degli eventi iniziatori, ma anche di supporto allo sviluppo progettuale del sistema, permettendo di valutare l'efficacia delle ipotesi di sicurezza introdotte, individuare gli elementi più vulnerabili e orientare le scelte progettuali verso soluzioni in grado di rafforzarne l'affidabilità e la sicurezza.

L'applicazione della metodologia ha quindi mostrato come un'analisi funzionale sviluppata nelle fasi preliminari di progettazione consenta di anticipare l'emergere delle principali criticità progettuali, contribuendo non solo alla comprensione del sistema, ma anche a guidarne l'evoluzione verso configurazioni più robuste e coerenti con gli obiettivi di sicurezza.

8.4. Sviluppi futuri

L'analisi FFMEA, applicata a progetti in fase di sviluppo, richiede aggiornamenti continui in parallelo con l'evoluzione del progetto. Nel contesto del progetto GREEN-ENERGY, gli sviluppi futuri riguarderanno la revisione e il completamento dell'analisi, mediante l'aggiornamento della PBS e delle strutture funzionali associate, al fine di recepire i più recenti sviluppi progettuali emersi dalle attività delle altre unità di ricerca coinvolte nel progetto e dal confronto tra università.

In una fase successiva, l'analisi potrà essere estesa alla valutazione dei possibili fallimenti delle funzioni di trasferimento di energia elettrica, produzione di energia e produzione di idrogeno, consentendo di considerare in modo più completo l'intero sistema accoppiato e le interazioni tra i sottosistemi.

Il processo di completamento potrebbe svilupparsi a partire dalla produzione di energia, attualmente il sistema più avanzato dal punto di vista progettuale, con riferimento al ciclo Rankine, per il quale sono già stati condotti studi di ottimizzazione e analisi di sensibilità finalizzati all'individuazione delle configurazioni più efficaci, ad esempio in termini di punti di spillamento e reintegro.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno mediante elettrolisi ad alta temperatura, risulta invece opportuno prevedere un aggiornamento della configurazione impiantistica prima di procedere con l'estensione dell'analisi, con riferimento alle soluzioni adottate per il condizionamento dell'idrogeno prodotto, da valutare e sviluppare nell'ambito della collaborazione tra le unità universitarie di ricerca.

L'analisi del trasferimento elettrico potrebbe essere sviluppata a partire dalla configurazione dell'accoppiamento elettrico proposta nel presente lavoro, basata sui documenti dell'Idaho National Laboratory, al fine di completare la valutazione degli aspetti di sicurezza associati all'accoppiamento e, in particolare, alle interfacce tra i diversi sottosistemi. In questo ambito, l'analisi di sicurezza può essere utilizzata come strumento preliminare di supporto alla progettazione, in una fase in cui una definizione impiantistica dell'impianto elettrico non è ancora disponibile. Ciò consentirebbe di individuare, già nelle fasi iniziali di sviluppo, eventuali elementi di vulnerabilità associati alle interfacce elettriche e di tenerne conto sin dalle prime fasi progettuali, contribuendo ad orientare le scelte progettuali in un'ottica di safety by design.

Le osservazioni emerse nel corso del lavoro evidenziano una limitata disponibilità di studi in letteratura relativi agli impianti di elettrolisi ad alta temperatura, per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e l'analisi degli scenari incidentali. Risulta quindi di interesse sviluppare studi dedicati alla sicurezza di tali sistemi, con particolare riferimento sia alla progettazione di soluzioni che integrino

la sicurezza fin dalle fasi iniziali, sia alla simulazione di scenari incidentali associati a deviazioni di variabili operative ed a fenomeni di rilascio e dispersione di miscele fluide complesse.

Tra queste rientrano, ad esempio, flussi bifase contenenti idrogeno o miscele di olio termico, vapore e idrogeno, di particolare rilevanza nel caso di sistemi accoppiati che prevedono trasferimento di energia termica. Tali analisi consentirebbero di approfondire il comportamento del sistema in condizioni incidentali e di valutare gli effetti termo-idraulici e di sicurezza associati a tali fenomeni.

Questi approfondimenti si inseriscono in un quadro più ampio di sviluppo delle tecnologie per la produzione di idrogeno, nelle quali la sicurezza rappresenta un aspetto centrale, sia per la natura pericolosa del vettore energetico coinvolto sia per la complessità degli impianti. Il rafforzamento delle conoscenze in ambito di sicurezza risulta fondamentale per supportare lo sviluppo e l'implementazione su larga scala di tali sistemi, garantendo livelli di rischio compatibili con i criteri di accettabilità richiesti nei diversi contesti normativi.

In questa prospettiva, l'integrazione delle valutazioni di sicurezza sin dalle fasi iniziali di sviluppo progettuale rappresenta un elemento chiave per lo sviluppo di sistemi energetici sostenibili che siano non solo efficienti, ma anche intrinsecamente sicuri.

Fonti

1. Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR), HydroGen pRoduction from nuclEar ENergy for European Net zEro emissions stRateGY (GREEN-ENERGY), Progetto PRIN: Progetti Di Ricerca Di Rilevante Interesse Nazionale, Prot. 2022RL5TKX, 2022
2. European Commission (2020), A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, COM (2020) 301 final, Brussels, 8/7/2020
3. International Energy Agency (IEA,2019), The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, Executive summary, June 2019
4. International Atomic Energy Agency (IAEA, 2013), Hydrogen Production Using Nuclear Energy, IAEA Nuclear Energy Series, No. NP-T-4.2, Vienna 2013
5. Gen IV International Forum (2011), Risk and Safety Working Group (RSWG), An Integrated Safety Assessment Methodology (ISAM) for Generation IV Nuclear Systems, Revision 1.1, December 2011
6. G. Locatelli, M. Mancini, N. Todeschini (2013), Generation IV nuclear reactors: Current status and future prospects, Volume 61, 2013
7. May, L., & Werz, M. (2025). A State-of-the-Art Review on Nuclear Reactor Concepts and Associated Advanced Manufacturing Techniques. *Energies*, 18(16), 4359, 2025
8. D. Buckthorpe (2017), Introduction to Generation IV nuclear reactors, The University of Manchester, Manchester, United Kingdom, 2017
9. Zareen Tahsin Anjum, Md Shafiqul Islam (2025), Deploying small modular reactors in newcomer countries: Adapting the IAEA milestones approach and the way forward, *Energy Strategy Reviews*, Volume 61, 101841, Dhaka, Bangladesh, September 2025
10. D. Ramelli, Studio dei Reattori Nucleari di IV Generazione e Progetto MYRRHA, Sapienza Università di Roma
11. International Atomic Energy Agency (IAEA,2024), Small Modular Reactors: Advances in SMR Developments 2024, International Conference on Small Modular Reactors and Their Applications, 21–25 October 2024
12. Harrison Mavric (2024), A Comprehensive Assessment of Gen-IV Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities, TU Wien-Diplomatic Academy of Vienna, 11/06/2024
13. Alessandro Alemberti, Marco Caramello, Michele Frignani, Giacomo Grasso, Fabio Merli, Giulia Morresi, Mariano Tarantino (2020), ALFRED reactor coolant system design, *Nuclear Engineering and Design* 370 (2020) 110884

14. M. Caramello, M. Frignani, G. Grasso, M. Tarantino, D. Martelli, P. Lorusso, I. Di Piazza (2023), Improvement of ALFRED thermal hydraulics through experiments and numerical studies, Nuclear Engineering and Design Volume 409 (2023) 112365
15. Mostafa El-Shafie (2023), Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review, Results in Engineering, Volume 20, 101426, ISSN 2590-1230, 2023
16. U.S Department of Energy (DOE, 2024), Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (HFTO), 2024
17. Air Liquide (2022), Safety Data Sheet: Hydrogen, Reference number: EIGA067A-ALBNL, Version 5.1., 2022
18. Md Monjur Hossain Bhuiyan, Zahed Siddique (2025), Hydrogen as an alternative fuel: A comprehensive review of challenges and opportunities in production, storage, and transportation, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 102, Pages 1026-1044, ISSN 0360-3199, 2025
19. J. Mougin (2015), 8 - Hydrogen production by high-temperature steam electrolysis, Editor(s): Velu Subramani, Angelo Basile, T. Nejat Veziroğlu, In Woodhead Publishing Series in Energy, Compendium of Hydrogen Energy, Woodhead Publishing, Pages 225-253, ISBN 9781782423614, 2015
20. Ugenti A.C. (2019), Safety assessment of next generation nuclear systems: methodology development and case studies on fission and fusion devices, PhD Thesis, Politecnico di Torino 2019
21. International Atomic Energy Agency (IAEA, 2018), Integrated Approach to Safety Classification of Mechanical Components for Fusion Applications, IAEA TECDOC 18511, IAEA, Vienna 2018
22. Dennis M. Buede, The Engineering design of systems-Models and Methods, Second version, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2009
23. Project Management Institute (2019), Practice Standard for Work Breakdown Structures, Third edition. Newtown Square, Pennsylvania: Project Management Institute, Inc., 2019
24. A. Falone (2018), Criteri per la redazione della Project Breakdown Structure – PBS, Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN), 17/09/2018
25. K. Andersen, et cetera (2012), ESS Technical Design Report, Draft version 3, 4/11/2012
26. NASA, Functional Analysis Module, Space Systems Engineering, version 1.0
27. A. Alemberti (2021), The Status of Alfred Project, IAEA International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles - Fast Reactors 2021, Beijing, 2021

28. Michele Frignani, Alessandro Alemberti, Mariano Tarantino (2019), ALFRED: A revised concept to improve pool related thermal-hydraulics, Nuclear Engineering and Design 355 (2019) 110359
29. Ramelli Davide, Studio dei reattori nucleari di IV generazione e progetto MYRRHA, Tesi di Laurea, Sapienza Università di Roma
30. Marcos Celador Lera, Alfonso Junquera Delgado, Michele Frignani, Marco Ricotti (2023), D5.2 LFR BOP Main components definition: definition and sizing of the main components, including sensitivity analysis of both BOP configurations, ANSELMUS Project, Grant Agreement Number 101061185, Version 0.2, 29/08/2023
31. Marcos Celador Lera, Alfonso Junquera Delgado, Michele Frignani, Marco Ricotti (2023), D5.1 LFR BOP Configurations analysis: definition of the final system configuration, equipment specifications and balance of plant, ANSELMUS Project, Grant Agreement Number 101061185, Version: 1.0, 13/03/2023
32. Rozzia D., Del Nevo A., Tarantino M., Gaggini P., Vitale Di Maio D., Caruso G., Gramiccia L. (2013), Fornitura scambiatore di calore a tubi a baionetta, Report Rds/2013/045, ENEA-Ricerca di Sistema Elettrico
33. Fossil Consulting Services, Inc. (2023), The ABCs of ACCs and ZLD: Air-Cooled Condensers Have an Important Role in Zero-Liquid-Discharge Installation, URL:<https://www.fossilconsulting.com/blog/power-plant-fundamentals/the-abcs-of-accs-and-zld-air-cooled-condensers-have-an-important-role-in-zero-liquid-discharge-installations/>
34. Spirax Sarco (s.d.), Pressurized Deaerators, Learn About Steam-The Boiler House, Spirax Sarco Ltd., URL:<https://www.spiraxsarco.com/learn-about-steam/the-boiler-house/pressurised-deaerators>
35. Unione Europea (2014), Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (PED)
36. CEN-EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION (2021), EN 12952-10:2021, Water-tube boilers and auxiliary installations - Part 10: Requirements for safety devices against excessive pressure
37. American Petroleum Institute (2020), API Standard 612-Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries—Steam Turbines—Special-purpose Applications, Eighth Edition, November 2020
38. American Petroleum Institute (2014), API Standard 521- Pressure-relieving and Depressuring System, Sixth Edition, January 2014

39. International Atomic Energy Agency (IAEA) (2016), SAFETY OF NUCLEAR POWER PLANTS: DESIGN, IAEA SAFETY STANDARDS SERIES No. SSR-2/1 (Rev. 1), Vienna 2016
40. Eastman Chemical Company (2021), Technical Data Sheet Therminol® 66 Heat Transfer Fluid, Kingsport (TN) 2021
41. Eastman Chemical Company (2020), SAFETY DATA SHEET Therminol® 66 Heat Transfer Fluid, Kingsport (TN) 2020
42. RISC Authority – Fire Protection Association (2018), RC26: Recommendations for thermal fluid heating systems
43. Factory Mutual Insurance Company (2021), FM Property Loss Prevention Data Sheets 7-99 – Heat Transfer Fluid System
44. Combustion Engineering Association (CEA, 2021), BG07 Thermal Fluid Systems; A practical guide Edition 2
45. G. C. Masotti, P. Colbertaldo, M. Ficili, S. Lorenzi, R. Mauri, M. E. Ricotti (2018), Dynamic Modelling of a Nuclear Hybrid Energy System with Hydrogen Production via High Temperature Steam Electrolysis, Politecnico di Milano, Milano, 2018
46. Ministero dell'Interno, Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, Decreto Ministeriale 7 luglio 2023, Regola tecnica di prevenzione incendi per l'individuazione delle metodologie per l'analisi del rischio e delle misure di sicurezza antincendio da adottare per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio di impianti di produzione di idrogeno mediante elettrolisi e relativi sistemi di stoccaggio. (23A04081), Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n.169 del 21/7/2023, Italia, 2023
47. Olivier Bucheli, ADEL, Advanced Electrolyser for Hydrogen Production with Renewable Energy Sources, FCH JU Grant Agreement number: 256755, HTceramix SA
48. Daniel S. Wendt, L. Todd Knighton, Richard D. Boardman, Idaho National Laboratory (INL, 2023), High-Temperature Steam Electrolysis Process Performance and Cost Estimates, INL/RPT-22-66117, Revision 0, Idaho Falls, USA, March 2022
49. Kurt G. Vedros, Robby Christian, Courtney Otani (2024), Hazards and Probabilistic Risk Assessments of a Light-Water Reactor Coupled with Electrolysis Hydrogen Production Plants, INL/RPT-23-74319, Revision 1, Idaho National Laboratory, October 2024
50. Murad Alia, Anwar Ul-Hamidb, Luai M. Alhemsb, Aamer Saeedc (2024), Review of common failures in heat exchangers – Part I: Mechanical and elevated temperature failures, 30 July 2024
51. M. Ishii (1976), Study on Flow Instabilities in Two-Phase Mixtures, Argonne National Laboratory 9700 South Cass Avenue Argonne, Illinois 60439, March 1976

52. Palash Kumar Bhowmik, Joshua P. Schlegel, Piyush Sabharwall (2024), Steam Condensation Scaled Experiment in the Presence of Non-condensable Gas for Reactor Containment Passive Safety Analysis, INL/CON-24-78685-Revision-0, Idaho National Laboratory, June 2024
53. James R. Risko (2016), Stop Knocking Your Condensate Return, TLV corp., American Institute of Chemical Engineers, November 2016

Appendice

Appendice A. Plant Breakdown Structure

Elementi PBS (IT)	progetto Lev1	sistema Lev2	sottosistema funzionale Lev3	componente Lev4	sottocomponenti Lev5
Accoppiamento Alfred-HTSE	Accoppiamento Alfred-HTSE				
1. Sistema di estrazione del calore dal reattore	1. Sistema di estrazione del calore dal reattore				
1.1. Sistema di scambio termico reattore-ciclo Rankine	1.1. Sistema di scambio termico reattore-ciclo Rankine				
1.1.1. Generatore di vapore a tubi a baionetta	1.1.1. Generatore di vapore a tubi a baionetta				
1.1.1.1. lato piombo-fluido primario di raffreddamento del reattore	1.1.1.1. lato piombo-fluido primario di raffreddamento del reattore				
1.1.1.2. Collettore acqua a 335°C e 150/180 bar in ingresso	1.1.1.2. Collettore acqua a 335°C e 150/180 bar in ingresso				
1.1.1.3. Collettore vapore a 450°C e 180 bar in uscita	1.1.1.3. Collettore vapore a 450°C e 180 bar in uscita				
1.1.2. PSV del vapore principale	1.1.2. PSV del vapore principale				
1.1.3. ESDV del vapore principale	1.1.3. ESDV del vapore principale				
1.1.4. Valvola di deviazione vapore verso l'IC (NC)	1.1.4. Valvola di deviazione vapore verso l'IC (NC)				
1.1.5. Condensatore di isolamento	1.1.5. Condensatore di isolamento				
1.1.6. Valvola di ritorno della condensa dall'IC all'SG (NC)	1.1.6. Valvola di ritorno della condensa dall'IC all'SG (NC)				
2. Ciclo Rankine	2. Ciclo Rankine				
2.1. Sistema del vapore principale	2.1. Sistema del vapore principale				
2.1.1. Linea vapore principale a 450°C e 180bar	2.1.1. Linea vapore principale a 450°C e 180bar				
2.1.2. PSV di linea di vapore principale	2.1.2. PSV di linea di vapore principale				
2.1.3. Valvola di bypass delle turbine	2.1.3. Valvola di bypass delle turbine				
2.1.4. Linea di bypass	2.1.4. Linea di bypass				
2.1.5. Linea vapore principale verso il sistema di espansione	2.1.5. Linea vapore principale verso il sistema di espansione				
2.1.6. Splitter tra turbine di HP e risurriscaldatore	2.1.6. Splitter tra turbine di HP e risurriscaldatore				
2.1.7. Linea vapore principale verso le turbine HP	2.1.7. Linea vapore principale verso le turbine HP				
2.1.8. Risurriscaldatore Stop Valve	2.1.8. Risurriscaldatore Stop Valve				
2.1.9. Linea vapore principale verso il risurriscaldatore	2.1.9. Linea vapore principale verso il risurriscaldatore				
2.2 Espansione HP	2.2 Espansione HP				
2.2.1. HP Trip Valve	2.2.1. HP Trip Valve				

2.2.1. HP Throttle valve	2.2.1. HP Throttle valve
2.2.2 HP turbine stadio 1	2.2.2 HP turbine stadio 1
2.2.3. Pipeline vapore in uscita dalla prima turbina HP a 310°C e 68,8bar	2.2.3. Pipeline vapore in uscita dalla prima turbina HP a 310°C e 68,8bar
2.2.4. Splitter tra la seconda turbina di alta pressione e alimentazione del circuito HTS	2.2.4. Splitter tra la seconda turbina di alta pressione e alimentazione del circuito HTS
2.2.5. Linea vapore principale verso la seconda turbina HP	2.2.5. Linea vapore principale verso la seconda turbina HP
2.2.6 HP turbine stadio 2	2.2.6 HP turbine stadio 2
2.2.7. Linea in uscita dalla seconda turbina HP a 243°C e 35 bar	2.2.7. Linea in uscita dalla seconda turbina HP a 243°C e 35 bar
2.2.8. Splitter tra risurriscaldatore e preriscaldatore di bassa pressione	2.2.8. Splitter tra risurriscaldatore e preriscaldatore di bassa pressione
2.3. Risurriscaldamento	2.3. Risurriscaldamento
2.3.1. Pipeline vapore ingresso risurriscaldamento a 35 bar e 243°C	2.3.1. Pipeline vapore ingresso risurriscaldamento a 35 bar e 243°C
2.3.2. Risurriscaldatore	2.3.2. Risurriscaldatore
2.3.2.1. PSV sul guscio del risurriscaldatore	2.3.2.1. PSV sul guscio del risurriscaldatore
2.3.3. Pipeline vapore uscita risurriscaldamento a 35 bar e 353°C	2.3.3. Pipeline vapore uscita risurriscaldamento a 35 bar e 353°C
2.3.4. BDV linea vapore risurriscaldato	2.3.4. BDV linea vapore risurriscaldato
2.3.5. PSV di linea vapore risurriscaldato	2.3.5. PSV di linea vapore risurriscaldato
2.4. Espansione LP	2.4. Espansione LP
2.4.1. LP Trip Valve	2.4.1. LP Trip Valve
2.4.2. LP Throttle valve	2.4.2. LP Throttle valve
2.4.3 LP turbine stadio 1	2.4.3 LP turbine stadio 1
2.4.4 LP turbine stadio 2	2.4.4 LP turbine stadio 2
2.4.5 LP turbine stadio 3	2.4.5 LP turbine stadio 3
2.5. Generazione di energia elettrica	2.5. Generazione di energia elettrica
2.5.1. Albero di trasmissione	2.5.1. Albero di trasmissione
2.5.2. Generatore di corrente/alternatore	2.5.2. Generatore di corrente/alternatore
2.6. Condensazione	2.6. Condensazione
2.6.1. Linea vapore in uscita dalle turbine LP a 0,1 bar e 46°C	2.6.1. Linea vapore in uscita dalle turbine LP a 0,1 bar e 46°C
2.6.2. Condensatore ad aria ACC	2.6.2. Condensatore ad aria ACC
2.6.3. PSV Condensatore	2.6.3. PSV Condensatore
2.6.4. Valvola rompi-vuoto Condensatore	2.6.4. Valvola rompi-vuoto Condensatore

2.6.5. Linea liquido saturo in uscita dal condensatore a 0,1 bar e 46°C

2.7. Preriscaldamento dell'acqua in ingresso al generatore di vapore

2.7.1. Pompa di bassa pressione

2.7.2. Valvola di rilascio a valle della pompa di bassa pressione

2.7.3. Linea acqua in uscita dalla pompa a 17 bar

2.7.4. Linea in uscita dalla seconda turbina HP a 243°C e 35 bar

2.7.5. Linea di spillamento dalla seconda turbina LP 6 bar 158°C

2.7.6. Valvola di regolazione del vapore spillato in uscita dalla seconda turbina LP

2.7.7. Preriscaldatore a bassa pressione

2.7.7.1. PSV del guscio del preriscaldatore LP

2.7.8. Linea di uscita del condensato dal preriscaldatore LP (lato caldo) a 6 bar

2.7.9. Pompa della condensa (lato caldo)

2.7.10. Valvola di rilascio a valle della pompa delle condense

2.7.11. Linea acqua in uscita dalla pompa a 17 bar

2.7.12. Linea di acqua di processo in uscita dal preriscaldatore LP

2.7.13. Deareatore

2.7.13.1. PSV del deareatore

2.7.14. Linea acqua in uscita al deareatore a 17 bar e 204°C

2.7.15. Pompa di alta pressione

2.7.16. Valvola di rilascio a valle della pompa di alta pressione

2.7.17. Linea acqua in uscita dalla pompa di alta pressione a 188 bar

2.7.18. Linea condensato in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 2

2.7.19. Preriscaldatore ad alta pressione 1

2.7.19.1. PSV del guscio del preriscaldatore 1 HP

2.7.20. Linea acqua in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 1

2.7.21. Linea condensato in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 3

2.7.22. Linea spillamento vapore in uscita dalla turbina 1 HP

2.7.23. Valvola di regolazione del vapore spillato in uscita dalla prima turbina HP

2.6.5. Linea liquido saturo in uscita dal condensatore a 0,1 bar e 46°C

2.7. Preriscaldamento dell'acqua in ingresso al generatore di vapore

2.7.1. Pompa di bassa pressione

2.7.2. Valvola di rilascio a valle della pompa di bassa pressione

2.7.3. Linea acqua in uscita dalla pompa a 17 bar

2.7.4. Linea in uscita dalla seconda turbina HP a 243°C e 35 bar

2.7.5. Linea di spillamento dalla seconda turbina LP 6 bar 158°C

2.7.6. Valvola di regolazione del vapore spillato in uscita dalla seconda turbina LP

2.7.7. Preriscaldatore a bassa pressione

2.7.7.1. PSV del guscio del preriscaldatore LP

2.7.8. Linea di uscita del condensato dal preriscaldatore LP (lato caldo) a 6 bar

2.7.9. Pompa della condensa (lato caldo)

2.7.10. Valvola di rilascio a valle della pompa delle condense

2.7.11. Linea acqua in uscita dalla pompa a 17 bar

2.7.12. Linea di acqua di processo in uscita dal preriscaldatore LP

2.7.13. Deareatore

2.7.13.1. PSV del deareatore

2.7.14. Linea acqua in uscita al deareatore a 17 bar e 204°C

2.7.15. Pompa di alta pressione

2.7.16. Valvola di rilascio a valle della pompa di alta pressione

2.7.17. Linea acqua in uscita dalla pompa di alta pressione a 188 bar

2.7.18. Linea condensato in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 2

2.7.19. Preriscaldatore ad alta pressione 1

2.7.19.1. PSV del guscio del preriscaldatore 1 HP

2.7.20. Linea acqua in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 1

2.7.21. Linea condensato in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 3

2.7.22. Linea spillamento vapore in uscita dalla turbina 1 HP

2.7.23. Valvola di regolazione del vapore spillato in uscita dalla prima turbina HP

2.7.24. Preriscaldatore ad alta pressione 2		2.7.24. Preriscaldatore ad alta pressione 2
2.7.24.1. PSV del guscio del preriscaldatore 2 HP		2.7.24.1. PSV del guscio del preriscaldatore 2 HP
2.7.25. Linea acqua in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 2		2.7.25. Linea acqua in uscita dal preriscaldatore di alta pressione 2
2.7.26. Linea vapore principale verso preriscaldatore ad alta pressione 3		2.7.26. Linea vapore principale verso preriscaldatore ad alta pressione 3
2.7.27. Preriscaldatore ad alta pressione 3 (FWH8)		2.7.27. Preriscaldatore ad alta pressione 3 (FWH8)
2.7.27.1. PSV del guscio del preriscaldatore 3 HP		2.7.27.1. PSV del guscio del preriscaldatore 3 HP
2.7.28. Pipeline acqua a 335°C e 188bar		2.7.28. Pipeline acqua a 335°C e 188bar
2.7.29. Valvola di rilascio dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore	2.7.29. Valvola di rilascio dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore	
2.7.30. ESDV (emergency shutdown valve) dell'acqua di alimentazione	2.7.30. ESDV (emergency shutdown valve) dell'acqua di alimentazione	
2.8. Spillamento del vapore per l'alimentazione del circuito HTS	2.8. Spillamento del vapore per l'alimentazione del circuito HTS	
2.8.1. Linea di vapore surriscaldato a valle della prima turbina HP		2.8.1. Linea di vapore surriscaldato a valle della prima turbina HP
2.8.2. ESDV linea di alimentazione circuito HTS		2.8.2. ESDV linea di alimentazione circuito HTS
2.8.3. Linea di condensato di ritorno al condensatore		2.8.3. Linea di condensato di ritorno al condensatore
2.8.4. BDV Scambiatore Rankine-HTS		2.8.4. BDV Scambiatore Rankine-HTS
2.8.5. ESDV linea di ritorno al condensatore		2.8.5. ESDV linea di ritorno al condensatore
2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato		2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato
3. Sistema di interfaccia elettrica NPP-HTSE e NPP-rete	3. Sistema di interfaccia elettrica NPP-HTSE e NPP-rete	
3.1. Collegamento generatore-cabina NPP	3.1. Collegamento generatore-cabina NPP	
3.1.1. Linea elettrica dal generatore al trasformatore	3.1.1. Linea elettrica dal generatore al trasformatore	
3.1.2. Sistema di protezione del generatore	3.1.2. Sistema di protezione del generatore	
3.1.2.1. Relè primari di protezione del generatore	3.1.2.1. Relè primari di protezione del generatore	
3.1.2.2. Relè di backup di protezione del generatore	3.1.2.2. Relè di backup di protezione del generatore	
3.1.2.3. Interruttore del generatore	3.1.2.3. Interruttore del generatore	
3.2. Stazione di smistamento	3.2. Stazione di smistamento	
3.2.1. Trasformatore principale di elevazione	3.2.1. Trasformatore principale di elevazione	
3.2.2. Sbarra di stazione	3.2.2. Sbarra di stazione	
3.2.3. Sistema di protezione della stazione di smistamento e del trasformatore principale	3.2.3. Sistema di protezione della stazione di smistamento e del trasformatore principale	
3.3. Collegamento NPP-HTSE	3.3. Collegamento NPP-HTSE	
3.3.1. Punto di prelievo alla sbarra	3.3.1. Punto di prelievo alla sbarra	

3.3.2. Sistema di protezione lato NPP per linea HTSE		3.3.2. Sistema di protezione lato NPP per linea HTSE	
3.3.2.1. Relè primari di protezione della linea lato NPP		3.3.2.1. Relè primari di protezione della linea lato NPP	
3.3.2.2. Relè di backup di protezione della linea lato NPP		3.3.2.2. Relè di backup di protezione della linea lato NPP	
3.3.2.3. Interruttore della linea lato NPP		3.3.2.3. Interruttore della linea lato NPP	
3.3.3. Linea di alimentazione HTSE		3.3.3. Linea di alimentazione HTSE	
3.3.4. Interruttore HV lato HTSE		3.3.4. Interruttore HV lato HTSE	
3.3.4.1. Relè primari di protezione della linea lato HTSE		3.3.4.1. Relè primari di protezione della linea lato HTSE	
3.3.4.2. Relè di backup di protezione della linea lato HTSE		3.3.4.2. Relè di backup di protezione della linea lato HTSE	
3.3.4.3. Interruttore della linea lato HTSE		3.3.4.3. Interruttore della linea lato HTSE	
3.4. Quadro elettrico HTSE	3.4. Quadro elettrico HTSE		
3.4.1. Trasformatore secondario		3.4.1. Trasformatore secondario	
3.4.2. Sbarre di smistamento HTSE		3.4.2. Sbarre di smistamento HTSE	
3.4.3. Sistema di protezione elettrica HTSE		3.4.3. Sistema di protezione elettrica HTSE	
3.4.3.1. Relè primari di protezione del quadro elettrico		3.4.3.1. Relè primari di protezione del quadro elettrico	
3.4.3.2. Relè di backup di protezione del quadro elettrico		3.4.3.2. Relè di backup di protezione del quadro elettrico	
3.4.3.3. Interruttore del quadro elettrico		3.4.3.3. Interruttore del quadro elettrico	
3.5. Collegamento NPP-rete	3.5. Collegamento NPP-rete		
3.5.1. Sistema di protezione interfaccia rete		3.5.1. Sistema di protezione interfaccia rete	
	4. Circuito HTS		
4. Circuito HTS			
4.1. Interfaccia di scambio termico con Ciclo Rankine	4.1. Interfaccia di scambio termico con Ciclo Rankine		
4.1.1. Condensatore di vapore HTS	4.1.1. Condensatore di vapore HTS		
4.1.1.1. Lato caldo (vapore)	4.1.1.1. Lato caldo (vapore)		
4.1.1.2. Lato freddo (Therminol 66)	4.1.1.2. Lato freddo (Therminol 66)		
4.1.2. TRV uscita condensatore di vapore HTS	4.1.2. TRV uscita condensatore di vapore HTS		
4.2. Alimentazione termica dell'impianto HTSE	4.2. Alimentazione termica dell'impianto HTSE		
4.2.1. Linea Therminol calda (230°C)	4.2.1. Linea Therminol calda (230°C)		
4.2.2. ESDV alimentazione generatore di vapore HTSE	4.2.2. ESDV alimentazione generatore di vapore HTSE		
4.2.3. Linea di bypass generatore di vapore HTSE	4.2.3. Linea di bypass generatore di vapore HTSE		
4.2.3.1. Valvola di bypass del generatore di vapore HTSE	4.2.3.1. Valvola di bypass del generatore di vapore HTSE		

4.2.4. TRV generatore di vapore HTSE		4.2.4. TRV generatore di vapore HTSE
4.2.5. ESDV uscita generatore di vapore HTSE		4.2.5. ESDV uscita generatore di vapore HTSE
4.2.6. Linea Therminol fredda (172°C)		4.2.6. Linea Therminol fredda (172°C)
4.3. Gestione della circolazione del Therminol 66	4.3. Gestione della circolazione del Therminol 66	
4.3.1. Vaso di espansione		4.3.1. Vaso di espansione
4.3.2. Pompa Therminol 66		4.3.2. Pompa Therminol 66
4.3.2.1. Alimentazione elettrica pompa Therminol 66		4.3.2.1. Alimentazione elettrica pompa Therminol 66
4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66		4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66
4.4. Gestione degli scarichi	4.4. Gestione degli scarichi	
4.4.1. Linea di scarico		4.4.1. Linea di scarico
4.4.2. HTS Catch Tank		4.4.2. HTS Catch Tank
4.5. Sistema di protezione HTS	4.5. Sistema di protezione HTS	
4.5.1. Vasche di contenimento Therminol		4.5.1. Vasche di contenimento Therminol
4.5.2. Sistema antincendio HTS		4.5.2. Sistema antincendio HTS
4.5.2.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTS		4.5.2.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTS
4.5.2.2. Sistema ad acqua		4.5.2.2. Sistema ad acqua
4.5.2.3. Sistema a schiuma		4.5.2.3. Sistema a schiuma
	5. Impianto HTSE	
5. Impianto HTSE	5. Impianto HTSE	
5.1. Sistema di riscaldamento e preparazione vapore di processo	5.1. Sistema di riscaldamento e preparazione vapore di processo	
5.1.1. Serbatoio acqua di processo		5.1.1. Serbatoio acqua di processo
5.1.2. Linea acqua di processo in condizioni ambiente		5.1.2. Linea acqua di processo in condizioni ambiente
5.1.3. Pompa acqua di processo		5.1.3. Pompa acqua di processo
5.1.3.1. Alimentazione elettrica pompa		5.1.3.1. Alimentazione elettrica pompa
5.1.3.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa		5.1.3.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa
5.1.4. PRV a valle della pompa (pressure relief valve)		5.1.4. PRV a valle della pompa (pressure relief valve)
5.1.5. Scambiatore rigenerativo CAT-HX1		5.1.5. Scambiatore rigenerativo CAT-HX1
5.1.5.1. Lato freddo-acqua di processo		5.1.5.1. Lato freddo-acqua di processo
5.1.5.2. Lato caldo-miscela H2O/H2 (27/73) a bassa temperatura		5.1.5.2. Lato caldo-miscela H2O/H2 (27/73) a bassa temperatura
5.1.6. Linea acqua di processo a 95°C		5.1.6. Linea acqua di processo a 95°C
5.1.7. Generatore di vapore HTSE -Interfaccia con HTS		5.1.7. Generatore di vapore HTSE -Interfaccia con HTS

5.1.7.1. Generatore di vapore HTSE lato freddo (acqua/vapore HTSE)	5.1.7.1. Generatore di vapore HTSE lato freddo (acqua/vapore HTSE)
5.1.7.2. Generatore di vapore HTSE lato caldo (Therminol)	5.1.7.2. Generatore di vapore HTSE lato caldo (Therminol)
5.1.8. PSV generatore di vapore	5.1.8. PSV generatore di vapore
5.1.9. Linea vapore surriscaldato di processo	5.1.9. Linea vapore surriscaldato di processo
5.1.10. H2 Splitter	5.1.10. H2 Splitter
5.1.11. PSV splitter	5.1.11. PSV splitter
5.1.12. Linea idrogeno di ricircolo	5.1.12. Linea idrogeno di ricircolo
5.1.13. Valvola di controllo del flusso al ricircolo	5.1.13. Valvola di controllo del flusso al ricircolo
5.1.14. Miscelatore vapore di processo	5.1.14. Miscelatore vapore di processo
5.1.15. Linea miscela di processo H2O/H2 (90/10)	5.1.15. Linea miscela di processo H2O/H2 (90/10)
5.1.16. Scambiatore rigenerativo 2	5.1.16. Scambiatore rigenerativo 2
5.1.16.1. Lato freddo-miscela di processo H2O/H2 (90/10)	5.1.16.1. Lato freddo-miscela di processo H2O/H2 (90/10)
5.1.16.2. Lato caldo-miscela H2O/H2 ad alta temperatura	5.1.16.2. Lato caldo-miscela H2O/H2 ad alta temperatura
5.1.17. Linea miscela di processo H2O/H2 (90/10) a 650°C	5.1.17. Linea miscela di processo H2O/H2 (90/10) a 650°C
5.1.18. Riscaldatore elettrico miscela di processo	5.1.18. Riscaldatore elettrico miscela di processo
5.1.18.1. Alimentazione elettrica del riscaldatore elettrico di processo	5.1.18.1. Alimentazione elettrica del riscaldatore elettrico di processo
5.2. Sistema di elettrolisi del vapore	5.2. Sistema di elettrolisi del vapore
5.2.1. Linea ingresso SOEC miscela di processo H2O/H2 (90/10)	5.2.1. Linea ingresso SOEC miscela di processo H2O/H2 (90/10)
5.2.2. BDV linea ingresso catodo SOEC	5.2.2. BDV linea ingresso catodo SOEC
5.2.3. ESDV linea ingresso catodo SOEC	5.2.3. ESDV linea ingresso catodo SOEC
5.2.4. Linea ingresso gas di sweep	5.2.4. Linea ingresso gas di sweep
5.2.5. Stack SOEC	5.2.5. Stack SOEC
5.2.5.1. Catodo	5.2.5.1. Catodo
5.2.5.2. Anodo	5.2.5.2. Anodo
5.2.5.3. Elettrolita	5.2.5.3. Elettrolita
5.2.5.4. Alimentazione elettrica SOEC	5.2.5.4. Alimentazione elettrica SOEC
5.2.6. PSV catodo SOEC	5.2.6. PSV catodo SOEC
5.2.7. BDV catodo SOEC	5.2.7. BDV catodo SOEC
5.2.8. ESDV Linea uscita idrogeno	5.2.8. ESDV Linea uscita idrogeno
5.2.9. Linea uscita miscela H2O/H2 (prodotto SOEC)	5.2.9. Linea uscita miscela H2O/H2 (prodotto SOEC)
5.2.10. Linea uscita gas di sweep+O2	5.2.10. Linea uscita gas di sweep+O2

5.3. Sistema di condizionamento dell'idrogeno	5.3. Sistema di condizionamento dell'idrogeno
5.3.1. Purificatore	5.3.1. Purificatore
5.3.2. BDV Purificatore	5.3.2. BDV Purificatore
5.3.3. PSV Purificatore	5.3.3. PSV Purificatore
5.3.4. ESDV purificatore	5.3.4. ESDV purificatore
5.3.5. Linea ingresso al treno di compressori	5.3.5. Linea ingresso al treno di compressori
5.3.6. ESDV treno compressori	5.3.6. ESDV treno compressori
5.3.7. Compressore 1 idrogeno	5.3.7. Compressore 1 idrogeno
5.3.8. BDV collettore compressore 1 idrogeno	5.3.8. BDV collettore compressore 1 idrogeno
5.3.9. PSV mandata compressore 1 idrogeno	5.3.9. PSV mandata compressore 1 idrogeno
5.3.10. ESDV mandata compressore 1 idrogeno	5.3.10. ESDV mandata compressore 1 idrogeno
5.3.11. Refrigeratore 1 idrogeno	5.3.11. Refrigeratore 1 idrogeno
5.3.12. Compressore 2 idrogeno	5.3.12. Compressore 2 idrogeno
5.3.13. BDV collettore compressore 2 idrogeno	5.3.13. BDV collettore compressore 2 idrogeno
5.3.14. PSV mandata compressore 2 idrogeno	5.3.14. PSV mandata compressore 2 idrogeno
5.3.15. ESDV mandata compressore 2 idrogeno	5.3.15. ESDV mandata compressore 2 idrogeno
5.3.16. Refrigeratore 2 idrogeno	5.3.16. Refrigeratore 2 idrogeno
5.3.17. Compressore 3 idrogeno	5.3.17. Compressore 3 idrogeno
5.3.18. BDV collettore compressore 3 idrogeno	5.3.18. BDV collettore compressore 3 idrogeno
5.3.19. PSV mandata compressore 3 idrogeno	5.3.19. PSV mandata compressore 3 idrogeno
5.3.20. ESDV mandata compressore 3 idrogeno	5.3.20. ESDV mandata compressore 3 idrogeno
5.3.21. Refrigeratore 3 idrogeno	5.3.21. Refrigeratore 3 idrogeno
5.3.22. BDV linea mandata utenza	5.3.22. BDV linea mandata utenza
5.4. Utenza finale	5.4. Utenza finale
5.4.1. SDV linea mandata utenza	5.4.1. SDV linea mandata utenza
5.4.2. Vessel di stoccaggio a 100 bar	5.4.2. Vessel di stoccaggio a 100 bar
5.4.2.1. PSV sul vessel	5.4.2.1. PSV sul vessel
5.4. Sistema di riscaldamento del gas di sweep	5.4. Sistema di riscaldamento del gas di sweep
5.4.1. Ventilatore/ Compressore aria	5.4.1. Ventilatore/ Compressore aria
5.4.2. Linea aria ambiente (gas di sweep)	
5.4.3. Scambiatore rigenerativo gas di sweep	5.4.3. Scambiatore rigenerativo gas di sweep
5.4.3.1. Lato freddo aria ambiente	5.4.3.1. Lato freddo aria ambiente
5.4.3.2. Lato caldo gas di sweep esausto	5.4.3.2. Lato caldo gas di sweep esausto
5.4.4. Linea gas di sweep a 700°C	5.4.4. Linea gas di sweep a 700°C

5.4.5. Linea gas di sweep esausto freddo (72°C circa)	5.4.5. Linea gas di sweep esausto freddo (72°C circa)
5.4.6. Riscaldatore elettrico gas di sweep	5.4.6. Riscaldatore elettrico gas di sweep
5.4.6.1. Alimentazione elettrica riscaldatore elettrico del gas di sweep	5.4.6.1. Alimentazione elettrica riscaldatore elettrico del gas di sweep
5.5. Sistema espulsione gas di sweep esausto	5.5. Sistema espulsione gas di sweep esausto
5.5.1. Linea di espulsione gas di sweep esausto	5.5.1. Linea di espulsione gas di sweep esausto
5.6. Sistema di protezione HTSE	5.6. Sistema di protezione HTSE
5.6.1. Sistema di rilevazione concentrazione di idrogeno	5.6.1. Sistema di rilevazione concentrazione di idrogeno
5.6.2. Sistema di rilevazione concentrazione di ossigeno	5.6.2. Sistema di rilevazione concentrazione di ossigeno
5.6.3. Sistema IRAI	5.6.3. Sistema IRAI
5.6.3.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTSE	5.6.3.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTSE
5.6.3.2. Rete di idranti	5.6.3.2. Rete di idranti
5.6.4. Sistema di ventilazione forzata	5.6.4. Sistema di ventilazione forzata

Tabella A: Plant Breakdown Structure

Appendice B. Functional Breakdown Structure di Processo

Funzione di processo	Lev1	Lev2	Lev3	Lev4	Lev5	Lev6	Lev7
P0. Cogenerare energia elettrica e idrogeno	P0. Cogenerare energia elettrica e idrogeno						
P1. Produrre energia termica ed elettrica	P1. Produrre energia termica ed elettrica						
P2. Trasmettere energia all'HTSE	P2. Trasmettere energia all'HTSE						
P2.1. Trasmettere energia termica all'HTSE	P2.1. Trasmettere energia termica all'HTSE						
P2.1.1. Prelevare energia termica dal ciclo Rankine	P2.1.1. Prelevare energia termica dal ciclo Rankine						
P2.1.1.1. Spillare vapore ad alta pressione e temperatura	P2.1.1.1. Spillare vapore ad alta pressione e temperatura						
P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata						P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	
P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore						P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore	
P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato						P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato	
P2.1.1.3. Gestire ritorno della condensa						P2.1.1.3. Gestire ritorno della condensa	
P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro						P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro	
P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro						P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro	
P2.1.2. Trasmettere energia termica al circuito HTS						P2.1.2. Trasmettere energia termica al circuito HTS	
P2.1.2.1. Trasferire calore dal vapore al Therminol						P2.1.2.1. Trasferire calore dal vapore al Therminol	
P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato						P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato	
P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste						P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	
P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS						P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS	
P2.1.3. Trasportare calore nel circuito HTS fino al circuito HTSE						P2.1.3. Trasportare calore nel circuito HTS fino al circuito HTSE	
P2.1.3.1. Garantire la circolazione del fluido HTS						P2.1.3.1. Garantire la circolazione del fluido HTS	
P2.1.3.1.1. Generare prevalenza						P2.1.3.1.1. Generare prevalenza	
P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa						P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa	
P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido						P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido	
P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione della pompa						P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione della pompa	
P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica						P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica	
P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido						P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido	
P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica						P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica	
P2.1.3.2.3. Gestire gli scarichi del circuito HTS						P2.1.3.2.3. Gestire gli scarichi del circuito HTS	
P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato						P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato	
P2.1.3.2.3.2. Contenere lo scarico in un sistema chiuso						P2.1.3.2.3.2. Contenere lo scarico in un sistema chiuso	

<p>P2.1.4. Cedere calore all'impianto HTSE</p> <p>P2.1.4.1. Traferire calore dal Therminol all'acqua di processo HTSE</p> <p>P2.1.4.1.1. Far evaporare e surriscaldare all'acqua di processo HTSE fino a 150°C</p> <p>P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste</p> <p>P2.1.4.2. Garantire separazione fisica dei fluidi HTS e HTSE</p> <p>P2.1.5. Disaccoppiare termicamente Rankine e HTSE</p> <p>P2.1.5.1. Limitare la trasmissione di transistori termici</p> <p>P2.1.5.2. Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE</p> <p>P2.2. Trasmettere energia elettrica all'HTSE</p> <p>P2.2.1. Prelevare energia elettrica dal ciclo Rankine</p> <p>P2.2.1.1. Trasportare energia elettrica dal generatore alla stazione di smistamento</p> <p>P2.2.1.2. Garantire collegamento elettrico del generatore alla rete di impianto</p> <p>P2.2.2. Preparare la potenza elettrica per la trasmissione alle utenze</p> <p>P2.2.2.1. Elevare la tensione al livello di trasmissione</p> <p>P2.2.2.2. Rendere disponibile la potenza elettrica al prelievo delle utenze</p> <p>P2.2.3. Trasmettere potenza elettrica dall'impianto elettrico all'HTSE</p> <p>P2.2.3.1. Prelevare potenza elettrica dalla stazione</p> <p>P2.2.3.2. Trasportare la potenza elettrica dalla stazione al quadro elettrico HTSE</p> <p>P2.2.4. Preparare la potenza elettrica per l'utilizzo nell'HTSE</p> <p>P2.2.4.1. Ridurre la tensione al livello di distribuzione nell'HTSE</p> <p>P2.2.4.2. Rendere disponibile la potenza elettrica per la distribuzione ai componenti dell'HTSE</p>	<p>P2.1.4. Cedere calore all'impianto HTSE</p> <p>P2.1.4.1. Traferire calore dal Therminol all'acqua di processo HTSE</p> <p>P2.1.4.1.1. Far evaporare e surriscaldare all'acqua di processo HTSE fino a 150°C</p> <p>P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste</p> <p>P2.1.4.2. Garantire separazione fisica dei fluidi HTS e HTSE</p> <p>P2.1.5. Disaccoppiare termicamente Rankine e HTSE</p> <p>P2.1.5.1. Limitare la trasmissione di transistori termici</p> <p>P2.1.5.2. Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE</p> <p>P2.2. Trasmettere energia elettrica all'HTSE</p> <p>P2.2.1. Prelevare energia elettrica dal ciclo Rankine</p> <p>P2.2.1.1. Trasportare energia elettrica dal generatore alla stazione di smistamento</p> <p>P2.2.1.2. Garantire collegamento elettrico del generatore alla rete di impianto</p> <p>P2.2.2. Preparare la potenza elettrica per la trasmissione alle utenze</p> <p>P2.2.2.1. Elevare la tensione al livello di trasmissione</p> <p>P2.2.2.2. Rendere disponibile la potenza elettrica al prelievo delle utenze</p> <p>P2.2.3. Trasmettere potenza elettrica dall'impianto elettrico all'HTSE</p> <p>P2.2.3.1. Prelevare potenza elettrica dalla stazione</p> <p>P2.2.3.2. Trasportare la potenza elettrica dalla stazione al quadro elettrico HTSE</p> <p>P2.2.4. Preparare la potenza elettrica per l'utilizzo nell'HTSE</p> <p>P2.2.4.1. Ridurre la tensione al livello di distribuzione nell'HTSE</p> <p>P2.2.4.2. Rendere disponibile la potenza elettrica per la distribuzione ai componenti dell'HTSE</p>
P3. Produrre idrogeno	P3. Produrre idrogeno

Tabella B: Functional Breakdown Structure di processo

Appendice C. Functional Breakdown Structure di Sicurezza

Funzione di sicurezza	Lev1	Lev2	Lev3	Lev4	Lev5	Lev6	Lev7
S0. Gestire la sicurezza di impianto							
S0. Gestire la sicurezza di impianto	S1. Gestire deviazioni/anomalie di variabili di processo e di energia						
S1. Gestire deviazioni/anomalie di variabili di processo e di energia	S1. Gestire deviazioni/anomalie di variabili di processo e di energia						
S1.1. Gestire le anomalie elettriche	S1.1. Gestire le anomalie elettriche						
S1.1.1. Rilevare guasti elettrici o anomalie elettriche	S1.1.1. Rilevare guasti elettrici o anomalie elettriche						
S1.1.2. Comandare il sezionamento per condizioni anomale o di emergenza	S1.1.2. Comandare il sezionamento per condizioni anomale o di emergenza						
S1.1.3. Attuare il sezionamento elettrico locale	S1.1.3. Attuare il sezionamento elettrico locale						
S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello						
S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati						
S2. Gestire la sicurezza dei rilasci							
S2. Gestire la sicurezza dei rilasci	S2. Gestire la sicurezza dei rilasci						
S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale	S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale						
S2.2. Mitigare localmente il rilascio	S2.2. Mitigare localmente il rilascio						
S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi	S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi						
S2.2.2. Attivare ventilazione meccanica dove serve	S2.2.2. Attivare ventilazione meccanica dove serve						
S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati						
S3. Gestire la sicurezza di incendi							
S3. Gestire la sicurezza di incendi	S3. Gestire la sicurezza di incendi						
S3.1. Rilevare incendio	S3.1. Rilevare incendio						
S3.2. Attivare i sistemi antincendio	S3.2. Attivare i sistemi antincendio						
S3.2.1. Attivare l'erogazione dell'acqua dove richiesto	S3.2.1. Attivare l'erogazione dell'acqua dove richiesto						
S3.2.2. Attivare l'erogazione della schiuma dove richiesto	S3.2.2. Attivare l'erogazione della schiuma dove richiesto						
S3.3. Generare segnale di emergenza verso i sistemi interessati	S3.3. Generare segnale di emergenza verso i sistemi interessati						
S4. Gestire lo shutdown di sicurezza							
S4. Gestire lo shutdown di sicurezza	S4. Gestire lo shutdown di sicurezza						
S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE	S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE						
S4.1.1. Ricevere i trigger di shutdown	S4.1.1. Ricevere i trigger di shutdown						
S4.1.2. Attuare lo shutdown elettrico dell'accoppiamento	S4.1.2. Attuare lo shutdown elettrico dell'accoppiamento						
S4.1.2.1. Sezionare la linea di alimentazione quadro HTSE	S4.1.2.1. Sezionare la linea di alimentazione quadro HTSE						

S4.1.2.2. Interrompere l'alimentazione delle utenze HTSE	S4.1.2.2. Interrompere l'alimentazione delle utenze HTSE
S4.1.2.3. Attivare l'alimentazione elettrica di emergenza	S4.1.2.3. Attivare l'alimentazione elettrica di emergenza
S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento	S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento
S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore	S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore
S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore	S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore
S4.1.3.1.2. Escludere il reintegro della condensa al ciclo Rankine	S4.1.3.1.2. Escludere il reintegro della condensa al ciclo Rankine
S4.1.3.1.3. Depressurizzare il volume intrappolato lato vapore	S4.1.3.1.3. Depressurizzare il volume intrappolato lato vapore
S4.1.3.2. Isolare lo scambiatore HTS-HTSE lato Therminol	S4.1.3.2. Isolare lo scambiatore HTS-HTSE lato Therminol
S4.1.3.2.1. Interrompere l'ingresso di Therminol nel generatore di vapore	S4.1.3.2.1. Interrompere l'ingresso di Therminol nel generatore di vapore
S4.1.3.2.2. Consentire circolazione Therminol per il raffreddamento controllato	S4.1.3.2.2. Consentire circolazione Therminol per il raffreddamento controllato
S4.1.3.2.2.1. Garantire un percorso alternativo al generatore di vapore	S4.1.3.2.2.1. Garantire un percorso alternativo al generatore di vapore
S4.1.3.2.2.2. Garantire la spinta di circolazione durante il periodo di cool-down	S4.1.3.2.2.2. Garantire la spinta di circolazione durante il periodo di cool-down
S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE	S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE
S4.1.3.3.1. Rilasciare in modo controllato il fluido di processo HTSE	S4.1.3.3.1. Rilasciare in modo controllato il fluido di processo HTSE
S4.1.3.3.2. Consentire la circolazione del fluido di processo HTSE per il raffreddamento controllato	S4.1.3.3.2. Consentire la circolazione del fluido di processo HTSE per il raffreddamento controllato
S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE	S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE
S4.1.4.1. Isolare le sezioni di impianto	S4.1.4.1. Isolare le sezioni di impianto
S4.1.4.2. Isolare l'utenza dell'HTSE	S4.1.4.2. Isolare l'utenza dell'HTSE
S4.1.4.3. Rilasciare in modo controllato l'idrogeno/miscela idrogeno vapore	S4.1.4.3. Rilasciare in modo controllato l'idrogeno/miscela idrogeno vapore
S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare	S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare
S4.2.1. Ricevere e validare la richiesta di shutdown	S4.2.1. Ricevere e validare la richiesta di shutdown
S4.2.2. Attuare lo shutdown del ciclo Rankine e del reattore	S4.2.2. Attuare lo shutdown del ciclo Rankine e del reattore
S4.2.3. Mettere in sicurezza l'interfaccia con la rete elettrica	S4.2.3. Mettere in sicurezza l'interfaccia con la rete elettrica

Tabella C: Functional Breakdown Structure di Sicurezza

Appendice D. Allocazione Funzioni-Componenti

Funzione di processo	Componenti
P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato
P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato + 4.2.2. ESDV alimentazione generatore di vapore HTSE
P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato	2.8.1. Linea di vapore surriscaldato a valle della prima turbina HP
P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro	2.8.9. Linea di reintegro condensa
P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro	
P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato	4.1.1. Condensatore di vapore HTS
P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	4.1.1. Condensatore di vapore HTS 4.1.1.1. Lato caldo (vapore)
P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS	4.1.1. Condensatore di vapore HTS 4.1.1.2. Lato freddo (Therminol 66)
P2.1.3.1.1. Generare prevalenza	4.3.2. Pompa Therminol 66
P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa	4.3.2.1. Alimentazione elettrica pompa Therminol 66 + 4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66
P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido	4.3.1. Vaso di espansione
P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione della pompa	4.3.1. Vaso di espansione
P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido	4.3.1. Vaso di espansione
P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica	4.1.2. TRV uscita condensatore di vapore HTS + 4.2.4. TRV generatore di vapore HTSE
P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato	4.4.1. Linea di scarico
P2.1.3.2.3.2. Contenere lo scarico in un sistema chiuso	4.4.2. HTS Catch Tank

P2.1.4.1. Traferire calore dal Therminol all'acqua di processo HTSE	5.1.7. Generatore di vapore HTSE-Interfaccia con HTS
P2.1.4.1.1. Far evaporare e surriscaldare all'acqua di processo HTSE fino a 150°C	5.1.7.1. Generatore di vapore HTSE lato freddo (acqua/vapore HTSE)
P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	5.1.7.2. Generatore di vapore HTSE lato caldo (Therminol)
P2.1.4.2. Garantire separazione fisica dei fluidi HTS e HTSE	5.1.7. Generatore di vapore HTSE-Interfaccia con HTS
P2.1.5.1. Limitare la trasmissione di transitori termici	circuito HTS (volumi/inerzia)
P2.1.5.2. Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE	circuito HTS (volumi/inerzia)
P2.2.1.1. Trasportare energia elettrica dal generatore alla stazione di smistamento	3.1.1. Linea elettrica dal generatore al trasformatore
P2.2.1.2. Garantire collegamento elettrico del generatore alla rete di impianto	3.1.2.3. Interruttore del generatore
P2.2.2.1. Elevare la tensione al livello di trasmissione	3.2.1. Trasformatore principale di elevazione
P2.2.2.2. Rendere disponibile la potenza elettrica al prelievo delle utenze	3.2.2. Sbarra di stazione
P2.2.3.1. Prelevare potenza elettrica dalla stazione	3.3.1. Punto di prelievo alla sbarra
P2.2.3.2. Trasportare la potenza elettrica dalla stazione al quadro elettrico HTSE	3.3.3. Linea di alimentazione HTSE
P2.2.4.1. Ridurre la tensione al livello di distribuzione nell'HTSE	3.4.1. Trasformatore secondario
P2.2.4.2. Rendere disponibile la potenza elettrica per la distribuzione ai componenti dell'HTSE	3.4.2. Sbarre di smistamento HTSE

Tabella D.1: Allocazione Funzioni-Componenti di Processo

Funzione di sicurezza	Componenti
S1.1.1. Rilevare guasti elettrici o anomalie elettriche	3.1.2.1. Relè primari di protezione del generatore + 3.1.2.2. Relè di backup di protezione del generatore +3.3.2.1. Relè primari di protezione della linea lato NPP + 3.3.2.2. Relè di backup di protezione della linea lato NPP + 3.3.4.1. Relè primari di protezione della linea lato HTSE + 3.3.4.2. Relè di backup di protezione della linea lato HTSE + 3.4.3.1. Relè primari di protezione del quadro elettrico + 3.4.3.2. Relè di backup di protezione del quadro elettrico
S1.1.2. Comandare il sezionamento per condizioni anomale o di emergenza	3.1.2.1. Relè primari di protezione del generatore + 3.1.2.2. Relè di backup di protezione del generatore +3.3.2.1. Relè primari di protezione della linea lato NPP + 3.3.2.2. Relè di backup di protezione della linea lato NPP + 3.3.4.1. Relè primari di protezione della linea lato HTSE + 3.3.4.2. Relè di backup di protezione della linea lato HTSE + 3.4.3.1. Relè primari di protezione del quadro elettrico + 3.4.3.2. Relè di backup di protezione del quadro elettrico
S1.1.3. Attuare il sezionamento elettrico locale	3.1.2.3. Interruttore del generatore + 3.3.2.3. Interruttore della linea lato NPP + 3.3.4.3. Interruttore della linea lato HTSE + 3.4.3.3. Interruttore del quadro elettrico
S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello	
S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	
S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale	5.6.1. Sistema di rilevazione concentrazione di idrogeno + 5.6.2. Sistema di rilevazione concentrazione di ossigeno
S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi	4.5.1. Vasche di contenimento Therminol
S2.2.2. Attivare ventilazione meccanica dove serve	5.6.4. Sistema di ventilazione forzata
S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati	5.6.1. Sistema di rilevazione concentrazione di idrogeno + 5.6.2. Sistema di rilevazione concentrazione di ossigeno
S3.1. Rilevare incendio	5.6.3.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTSE + 4.5.2.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTS
S3.2.1. Attivare l'erogazione dell'acqua dove richiesto	5.6.3.2. Rete di idranti + 4.5.2.2. Sistema ad acqua
S3.2.2. Attivare l'erogazione della schiuma dove richiesto	4.5.2.3. Sistema a schiuma
S3.3. Generare segnale di emergenza verso i sistemi interessati	5.6.3.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTSE + 4.5.2.1. Sistema di rilevazione di fiamma HTS

S4.1.1. Ricevere i trigger di shutdown	
S4.1.2.1. Sezionare la linea di alimentazione quadro HTSE	3.1.2.3. Interruttore del generatore + 3.3.2.3. Interruttore della linea lato NPP + 3.3.4.3. Interruttore della linea lato HTSE + 3.4.3.3. Interruttore del quadro elettrico
S4.1.2.2. Interrompere l'alimentazione delle utenze HTSE	3.4.3.3. Interruttore del quadro elettrico
S4.1.2.3. Attivare l'alimentazione elettrica di emergenza	4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66 + 5.1.3.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa
S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore	2.8.2. ESDV linea di alimentazione circuito HTS
S4.1.3.1.2. Escludere il reintegro della condensa al ciclo Rankine	2.8.5. ESDV linea di ritorno al condensatore
S4.1.3.1.3. Depressurizzare il volume intrappolato lato vapore	2.8.4. BDV Scambiatore Rankine-HTS
S4.1.3.2.1. Interrompere l'ingresso di Therminol nel generatore di vapore	4.2.2. ESDV alimentazione generatore di vapore HTSE + 4.2.5. ESDV uscita generatore di vapore HTSE
S4.1.3.2.2.1. Garantire un percorso alternativo al generatore di vapore	4.2.3.1. Valvola di bypass del generatore di vapore HTSE + 4.2.3. Linea di bypass generatore di vapore HTSE
S4.1.3.2.2.2. Garantire la spinta di circolazione durante il periodo di cool-down	4.3.2. Pompa Therminol 66 + 4.3.2.2. Alimentazione elettrica di emergenza pompa Therminol 66
S4.1.3.3.1. Rilasciare in modo controllato il fluido di processo HTSE	5.2.2. BDV linea ingresso catodo SOEC
S4.1.3.3.2. Consentire la circolazione del fluido di processo HTSE per il raffreddamento controllato	5.1.3. Pompa acqua di processo
S4.1.4.1. Isolare le sezioni di impianto	5.2.3. ESDV linea ingresso catodo SOEC +5.2.8. ESDV Linea uscita idrogeno+5.3.4. ESDV purificatore +5.3.6. ESDV treno compressori +5.3.10. ESDV mandata compressore 1 idrogeno +5.3.15. ESDV mandata compressore 2 idrogeno +5.3.20. ESDV mandata compressore 3 idrogeno
S4.1.4.2. Isolare l'utenza dell'HTSE	5.4.1. SDV linea mandata utenza
S4.1.4.3. Rilasciare in modo controllato l'idrogeno/miscela idrogeno vapore	5.2.2. BDV linea ingresso catodo SOEC +5.2.7. BDV catodo SOEC +5.3.2. BDV Purificatore +5.3.8. BDV collettore compressore 1 idrogeno +5.3.13. BDV collettore compressore 2 idrogeno +5.3.18. BDV collettore compressore 3 idrogeno +5.3.22. BDV linea mandata utenza

Tabella D.2: Allocazione Funzioni-Componenti di Sicurezza

Appendice E. Functional Failure Modes and Effects Analysis

Numero	Funzioni di processo	Elementi PBS	Modi di Guasto	Cause	Conseguenze	Funzioni di protezione	Rilevazione	Prevenzione	Mitigazione
1	P0. Cogenerare energia elettrica e idrogeno								
2	P1. Produrre energia termica ed elettrica								
3	P2. Trasmettere energia all'HTSE								
4	P2.1. Trasmettere energia termica all'HTSE								
5	P2.1.1. Prelevare energia termica dal ciclo Rankine								
6	P.2.1.1.1. Spillare vapore ad alta pressione e temperatura								
7	P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	2.8.6. Valvola di regolazione della portata di vapore spillato	7.1. Portata insufficiente	Valvola bloccata Guasto attuatore Errore di controllo	7.1.1. Ridotto trasferimento di calore dal Rankine all'HTS; 7.1.2. Therminol non raggiunge le condizioni richieste dall'HTSE; 7.1.3. Generatore di vapore HTSE sottoalimentato termicamente con produzione H ₂ ridotta (Possibile conseguenza safety solo per mancata regolazione della portata d'acqua, con possibili conseguenze per temperatura in uscita troppo bassa o flusso bifase con conseguenze descritte al 32.1. e 32.) 7.1.4. Possibile uscita del vapore dal condensatore a temperatura inferiore se non si adeguano i carichi termici a valle, con ulteriori conseguenze descritte al 15.3.	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE	Sensore di portata a valle della valvola di regolazione dello spillamento: invia segnale per deviazione persistente dal setpoint Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Therminol e lato spillamento (acqua): che invia segnale in caso di temperatura fuori range Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato HTSE (vapore/acqua): che invia segnale per temperatura troppo bassa	Ispezione, controlli e manutenzione	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se Fspillata<Fsetpoint (F=Flow) e/o TvaporeHTSE<Tsetpoint per un dato periodo di tempo Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)

					<p>7.2.1. Eccesso di trasferimento di calore dal Rankine all'HTS,</p> <p>7.2.2. Aumento della temperatura del Therminol in uscita dal condensatore con possibile sovrappressione per espansione termica e maggiore potenza disponibile verso HTSE:</p> <p>7.2.2.1. Condizionale: Possibile temperatura in ingresso al condensatore superiore e calore non smaltito completamente con aggravamento della 7.2.4.</p> <p>7.2.2.2. Condizionale: Possibile rilascio per espansione termica se la temperatura continua a crescere per calore non smaltito completamente al generatore di vapore e rischio incendio 16.1.</p> <p>7.2.3. Generatore di vapore HTSE sovralimentato termicamente e produzione di H₂ superiore alla previsione</p> <p>7.2.3.1. Condizionale: Possibile uscita dal generatore di vapore con temperatura elevata fuori range, se la portata dell'idrogeno non viene adeguata</p> <p>7.2.3.2. Possibile rilascio di idrogeno per indisponibilità dell'utenza</p> <p>7.2.4. Condizionale: Possibile uscita del vapore dal condensatore a temperatura superiore a quella prevista o in condizioni di flusso bifase se non si adeguano i carichi a valle, con conseguenze ulteriori definite al 15.1. e al 15.2.</p>	<p>P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica</p> <p>P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido</p> <p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/levelo,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S2. Gestire la sicurezza dei rilasci</p> <p>S3. Gestire la sicurezza di incendi</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.2. Attuare lo shutdown elettrico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore,</p> <p>S4.1.3.2. Isolare lo scambiatore HTS-HTSE lato Therminol,</p> <p>S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE,</p> <p>S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE</p> <p>S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di portata a valle della valvola di regolazione dello spillamento: invia segnale per deviazione persistente dal setpoint</p> <p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Therminol e lato spillamento (acqua): che invia segnale in caso di temperatura fuori range</p> <p>Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato HTSE (vapore/acqua): che invia segnale per temperatura troppo bassa</p>	<p>Ispezione, controlli e manutenzione</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se Fspillata>Fsetpoint (F=Flow) e/o TvaporeHTSE>Tsetpoint per un dato periodo di tempo</p> <p>Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)</p>
			7.2. Portata in eccesso	<p>Valvola bloccata</p>					
				<p>Guasto attuatore</p>					
				<p>Errore di controllo</p>					

				Attuatore intermittente	<p>7.3.1. Transitori e oscillazioni ripetute di portata nel ramo di spillamento</p> <p>7.3.2. Incremento cicli termici su scambiatori e piping con aumento fatica termo-meccanica nel tempo</p> <p>7.3.3. Oscillazioni del trasferimento di calore dal Rankine all'HTS:</p> <p>7.3.3.1. Possibile uscita dal condensatore delle variabili operative dell'acqua fuori range, con descrizione delle ulteriori conseguenze al 15 (alternando i diversi failure mode)</p> <p>7.3.3.2. Oscillazioni della temperatura in uscita dal condensatore del Therminol, con descrizione delle ulteriori possibili conseguenze al 16 (alternando i diversi failure mode)</p> <p>7.3.4. Oscillazioni di calore dall'HTS all'HTSE:</p> <p>7.3.4.1. Fluttuazioni di temperatura e dello stato acqua/vapore di processo dell'HTSE in uscita dal generatore di vapore, con descrizione delle ulteriori conseguenze al 32 (alternando i diversi failure mode)</p> <p>7.3.4.2. Oscillazioni della temperatura in uscita dal condensatore del Therminol, con descrizione delle ulteriori possibili conseguenze al (alternando i diversi failure mode)</p> <p>7.3.5. Possibile instaurazione di instabilità del controllo termoidraulico lato HTSE / per limitata capacità del sistema di controllo di seguire variazioni rapide e continue della potenza termica in ingresso con ulteriori conseguenze descritte al 36 e al 37</p>				
			7.3. Portata oscillante	Errore di controllo	<p>P2.1.5. Disaccoppiare termicamente Rankine e HTSE</p> <p>P2.1.5.1 Limitare la trasmissione di transitori termici</p> <p>P2.1.5.2 Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.2. Attuare lo shutdown elettrico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore,</p> <p>S4.1.3.2. Isolare lo scambiatore HTS-HTSE lato Therminol,</p> <p>S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE,</p> <p>S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE</p> <p>S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore della portata di spillamento del vapore del Rankine con analisi di oscillazioni continue della portata trasferita</p> <p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Rankine che invia segnali per oscillazioni persistenti</p> <p>Sensori di temperatura a monte e a valle del condensatore e del generatore di vapore lato HTS per identificare oscillazioni persistenti della temperatura del Therminol</p> <p>Sensore di temperatura a valle del gv lato HTSE e sensore di portata dell'acqua/vapore dell'HTSE che inviano segnali per oscillazioni persistenti</p> <p>Sensore di portata del Therminol che invia segnale per portata eccessivamente alta</p>	<p>Limiter di rampa su valvola spillamento vapore che limita la velocità di variazione della portata (df/dt), prevenendo variazioni rapide della potenza termica trasferita al circuito HTS</p>	<p>Interblocco a seguito di allarme per oscillazioni persistenti di portata/temperatura e avvio dello shutdown di accoppiamento</p> <p>Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)</p>	
8	P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore	2.8.6. Valvola di regolazione della portata	8.1. Portata nulla	Valvola di regolazione bloccata chiusa	<p>8.1.1. Interruzione del trasferimento termico</p> <p>8.1.2. Mancata</p>	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,	Sensore della portata di spillamento del vapore del		Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se Fspillata<Fsetpoint

		di vapore spillato + 4.2.2. ESDV alimentazione e generatore di vapore HTSE		Guasto attuatore	produzione di idrogeno 8.1.3. Possibile raffreddamento fuori range del Therminol	S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento	Rankine, segnala la portata nulla diversa dal setpoint Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Therminol che invia segnale per temperatura troppo bassa		(F=Flow) e/o TvaporeHTSE<Tsetpoint per un dato periodo di tempo Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)
				Errore controllo					
				ESDV bloccata chiusa					
9	P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato	2.8.1. Linea di vapore surriscaldato a valle della prima turbina HP	9.1. Perdita	Meccanismi di degrado per corrosione o fatica	9.1.1. Perdita di inventario di vapore 9.1.2. Rilascio jet di vapore ad alta velocità 9.1.2.1. Carichi termici elevati con possibile shock termico su componenti e tubazioni 9.1.2.2. Carichi meccanici su tubazioni e strumentazioni e possibile danneggiamento 9.1.3. Possibile pipe whip con possibili impatti sui componenti vicini e conseguenziali rotture secondarie con ulteriori rilasci 9.1.4. Condizionale: Possibile danno indotto alle tubazioni del Therminol con possibile rilascio e rischio incendio	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati S3. Gestire la sicurezza di incendi S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	Sensore di pressione a monte della linea di pressione e prima del condensatore: invia segnale per caduta di pressione anomala/elevata Rilevatori ambientali come sensori di temperatura (la temperatura aumenta nell'ambiente per rilascio di vapore ad alta temperatura), rilevatori di umidità (che aumenta per rilascio), rilevatori acustici di rilascio	Ispezione, controlli e manutenzione	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento a seguito dei segnali per deltaP>deltaPprogetto o dei sensori d'ambiente Interblocco con richiesta di shutdown del ciclo Rankine/nucleare nel caso in cui il sistema di isolamento della linea di reintegro/spillamento non risulti efficace, per evitare perdita persistente di inventario del ciclo.
10	P2.1.1.3. Gestire ritorno della condensa								
11	P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro	2.8.9. Linea di reintegro condensa	11.1. Perdita	Meccanismi di degrado per corrosione o fatica	11.1.1. Perdita di inventario di acqua 11.1.2 Jet liquido ad alta velocità 11.1.2.1. Carichi termici con possibile shock termico su componenti e tubazioni 11.1.2.2. Possibile danneggiamento alle strumentazioni per carico meccanico 11.1.3 Possibile	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi	Sensore di pressione a monte e valle della linea di reintegro: invia segnale per caduta di pressione anomala/elevata Rilevatori ambientali come sensori di temperatura (la temperatura aumenta nell'ambiente	Ispezione, controlli e manutenzione	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento a seguito dei segnali per deltaP>deltaPprogetto o dei sensori d'ambiente Interblocco con richiesta di shutdown del ciclo Rankine/nucleare nel caso in cui il sistema di isolamento della linea di reintegro/spillamento non risulti efficace, per evitare perdita

				Urti esterni	<p>pipe whip 11.1.4. Possibile rottura per pipe whip di tubazioni del Therminol e possibile sequenza incidentale con incendio</p>	<p>S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati S3. Gestire la sicurezza di incendi S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>per rilascio di vapore ad alta temperatura), rilevatori di umidità (che aumenta per rilascio), rilevatori acustici di rilascio</p>		<p>persistente di inventario del ciclo. Interblocco con richiesta di shutdown del ciclo Rankine/nucleare per perdita di vuoto al condensatore persistente nel tempo</p>
12	P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro		12.1. Pressione troppo alta	<p>Mancata o non sufficiente regolazione della pressione</p>	<p>12.1.1. Pressione al punto di reintegro superiore al valore atteso e transitori di pressione locale 12.1.3. Possibile degradazione del vuoto al condensatore 12.1.4. Getto locale al punto di reintegro e carichi meccanici/vibrazioni locali 12.1.5. Possibili transitori a valle e disturbo alla pompa di estrazione della condensa</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale) Le PSV sul guscio del condensatore e sulla linea di preriscaldamento o possono mitigare le sovrappressioni (2.6.3. PSV Condensatore, 2.7.2. Valvola di rilascio a valle della pompa di bassa pressione) tuttavia, in caso di sovrappressione persistente o non controllabile, è preferibile l'isolamento/arresto della linea di reintegro per ripristinare le condizioni nominali e consentire la manutenzione</p>	<p>Sensore di pressione al punto di reintegro: invia segnale per pressione oltre soglia Sensore di pressione a monte e a valle dell'elemento che condiziona la pressione: invia segnale per salto di pressione troppo basso</p>	<p>Valvola di non ritorno a monte del punto di reintegro: per impedire riflusso di fluido o vapore verso il condensatore e ridurre condizioni favorevoli a colpi d'ariete da inversione di moto</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento a seguito dei segnali per Preint.>Preint.prog e/o deltaP<deltaPprogetto Interblocco con richiesta di shutdown del ciclo Rankine/nucleare per perdita di vuoto al condensatore persistente nel tempo</p>
				Set point errato					

				Set point errati	flash di vapore al punto di reintegro per espansione rapida della condensa a pressione e temperatura più alta: 12.3.3.1. Possibile collasso delle sacche di vapore con generazione di onde di pressione nell'hotwell/linea a valle del condensatore 12.3.3.2. Carichi meccanici è possibile danneggiamento nel tempo 12.3.4. Possibili transitori a valle e disturbo alla pompa di estrazione della condensa	mitigare le sovrappressioni (2.6.3. PSV Condensatore, 2.7.2. Valvola di rilascio a valle della pompa di bassa pressione)	temperatura troppo basso		hammer
13	P2.1.2. Trasmettere energia termica al circuito HTS								
14	P2.1.2.1. Trasferire calore dal vapore al Therminol								
15	P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato	4.1.1. Condensatore e di vapore HTS 4.1.1.2. Lato freddo (Therminol 66)	15.1. Sottoraffreddamento insufficiente	Portata Therminol insufficiente/assente Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling) Temperatura Therminol troppo elevata per scambio insufficiente /assente con HTSE Logica di controllo errata	15.1.1. Temperatura della condensa superiore al valore di progetto disturbo prestazionale sulla linea di reintegro e a valle 15.1.2. Possibile formazione di bifase nel reintegro, con ulteriori conseguenze descritte al 12.2. 15.1.2. Aumento della probabilità di reintegro al condensatore in regime bifase	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Rankine Sensore di temperatura al punto di reintegro: invia segnale per temperatura oltre soglia	Valvola di non ritorno a monte del punto di reintegro: per impedire riflusso di fluido o vapore verso il condensatore e ridurre condizioni favorevoli a colpi d'ariete da inversione di moto	Flash vessel (vessel che separa vapore e condensa rilasciando ad una linea dedicata il vapore) posizionato dove avvengono salti di pressione (a valle di eventuale valvola di strozzamento/laminazione); per separare la frazione di flash steam dalla condensa, ridurre il trasporto bifase verso il condensatore e limitare/evitare water hammer Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura della condensa a valle del condensatore o al punto di reintegro supera il limite per un tempo definito

				<p>Portata Therminol insufficiente/assente</p> <p>Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling)</p> <p>Temperatura Therminol troppo elevata per scambio insufficiente /assente con HTSE</p> <p>Logica di controllo errata</p>	<p>15.2.1. Reintegro in regime bifase nella linea di ritorno al condensatore</p> <p>15.2.2. Instabilità idrauliche e vibrazioni dovute a flusso bifase nella linea di reintegro</p> <p>15.2.3. Possibile formazione di sacche di vapore e loro collasso, con generazione di onde di pressione nella linea di reintegro, con ulteriori conseguenze descritte al 12.2.</p> <p>15.2.4. Possibile rilascio per danneggiamento meccanico, con ulteriori conseguenti descritte all'11</p> <p>15.2.5. Aumento della probabilità di reintegro al condensatore in regime bifase</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore</p> <p>S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Rankine</p> <p>Sensore di temperatura al punto di reintegro: invia segnale per temperatura oltre soglia</p>	<p>Valvola di non ritorno a monte del punto di reintegro: per impedire riflusso di fluido o vapore verso il condensatore e ridurre condizioni favorevoli a colpi d'ariete da inversione di moto</p>	<p>Flash vessel (vessel che separa vapore e condensa rilasciando ad una linea dedicata il vapore) posizionato dove avvengono salti di pressione (a valle di eventuale valvola di strozzamento/laminazione): per separare la frazione di flash steam dalla condensa, ridurre il trasporto bifase verso il condensatore e limitare/evitare water hammer</p> <p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura della condensa a valle del condensatore o al punto di reintegro supera il limite per un tempo definito</p>
				<p>Portata Therminol eccessiva</p> <p>Temperatura Therminol troppo bassa per scambio eccessivo con HTSE</p> <p>Logica di controllo errata</p>	<p>15.3.1. Temperatura della condensa inferiore al valore di progetto disturbo prestazionale sulla linea di reintegro e a valle</p> <p>15.3.2. Possibile alterazione del bilancio termico del ramo di preriscaldamento dell'acqua di alimento</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p>	<p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Rankine</p>		
16	<p>P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste</p>	<p>4.1.1. Condensatore di vapore HTS</p> <p>4.1.1.1. Lato caldo (vapore)</p>	<p>16.1. Riscaldamento insufficiente</p>	<p>Portata vapore insufficiente/assente (valvola di regolazione bloccata)</p> <p>Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling)</p>	<p>16.1.1. Temperatura del Therminol in uscita dal condensatore inferiore al valore di progetto</p> <p>16.1.2. Possibile potenza termica insufficiente verso HTSE e riduzione di produzione di H2</p> <p>16.1.3. Possibile propagazione del deficit termico al vapore HTSE con conseguente descritte al 32.1. e, se severo, al 32.2.</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento</p>	<p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di temperatura eccessivamente bassa</p> <p>Sensore di portata sulla linea di spillamento lato Rankine per rilevare se la portata è insufficiente o nulla: invia segnale di portata ridotta</p>	<p>Adeguamento automatico del controllo a seguito della segnalazione di portata di vapore insufficiente rispetto a quella necessaria</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura della Therminol a valle del condensatore e/o la temperatura del vapore HTSE scendono sotto soglia per un tempo definito</p> <p>Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)</p>

				<p>Temperatura vapore troppo bassa (es. per eccesso di espansione in turbina, per ridotto scambio termico al gv ecc.)</p> <p>Logica di controllo errata</p>			<p>rispetto a quella richiesta per garantire una certa potenza termica</p> <p>Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato HTSE per verificare se il deficit termico si è propagato a valle: invia segnale di temperatura eccessivamente bassa</p>		
			16.2. Riscaldamento eccessivo	<p>Portata vapore eccessiva (valvola di regolazione bloccata)</p> <p>Sovratemperatura a vapore (es. per eccessivo surriscaldamento al gv, per ridotta espansione in turbina ecc.)</p> <p>Logica di controllo errata</p>	<p>16.2.1. Espansione termica: aumento pressione nel circuito HTS</p> <p>16.2.2 Possibile perdita di contenimento di Therminol caldo con potenziale innesco/incendio (scenario a catena)</p> <p>16.2.3 Sovralimentazione termica lato HTSE con deviazione delle condizioni di processo e aumento della richiesta al controllo della portata; se non compensabile, possibile uscita da finestra operativa e conseguenze ulteriori descritte al 32.3.</p> <p>16.2.4. Possibile uscita del Therminol dal generatore di vapore a temperatura più alta di quelle definite in progetto con conseguenze descritte al 33.1. e aggravamento del failure mode 16.2.</p>	<p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di temperatura eccessivamente alta</p> <p>Sensore di pressione a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di pressione eccessivamente alta per espansione termica</p> <p>Sensore di portata sulla linea di spillamento lato Rankine per rilevare se la portata è eccessiva: invia segnale di portata in eccesso rispetto a quella richiesta per garantire una certa potenza termica</p> <p>Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato HTSE per verificare se l'eccesso termico si è propagato a valle: invia segnale di temperatura eccessivamente alta</p>	<p>Adeguamento automatico del controllo a seguito della segnalazione di portata di vapore eccessiva rispetto a quella necessaria</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura e/o pressione del Therminol a valle del condensatore e/o la temperatura del vapore HTSE salgono sopra soglia per un tempo definito</p> <p>Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)</p>
17	P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS	4.1.1. Condensatore e di vapore HTS	17.1. Rottura tubo	Corrosione	<p>17.1.1. Ingresso del vapore, miscela bifase o acqua ad alta pressione nel Therminol a pressione atmosferica</p> <p>17.1.2. Aumento repentino di pressione e temperatura, con espansione termica del</p>	<p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi</p>	<p>Sensore di pressione a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di pressione eccessivamente alta per espansione termica</p> <p>Sensore di temperatura a</p>	<p>Ispezioni, controlli e manutenzione periodici, per la verifica dell'integrità meccanica sui tubi dello scambiatore e monitoraggio dello stato di fouling e delle prestazioni di scambio</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento a seguito dei segnali identificati nella sezione di detection</p> <p>Introduzioni di dispositivi di isolamento/intercettazione a monte e valle del condensatore lato HTS per limitare la propagazione della</p>

				vibrazioni e Fatica	Therminol 17.1.3. Possibile flashing e formazione di flusso bifase sul lato Therminol: 17.1.3.1. Possibile formazione di sacche di vapore e probabile loro collasso con generazione di onde di pressione nel guscio o tubazioni a valle 17.1.3.2. Aumento forte del volume specifico con aggravamento della sovrappressione 17.1.4. Transitori di pressione e carichi meccanici su guscio e piping 17.1.5. Possibile rottura del guscio o giunti con rilascio di Therminol e rischio incendio (poolfire) 17.1.6. Possibile perdita di contenimento della linea del circuito HTS per espansione termica, carichi meccanici e idraulici con rilascio di Therminol e rischio incendio (poolfire)	interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4. Gestire lo shutdown di sicurezza, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di temperatura eccessivamente alta Sensore di livello al vaso di espansione del circuito HTS, che rileva variazioni anomale di livello compatibili con espansione volumetrica rapida o perdita di contenimento: invia segnale per livello oltre soglia Sensore di portata e/o pressione a monte e valle del condensatore lato Rankine per rilevare se c'è stata perdita: inviano segnale per variazione di portata o pressione oltre soglia		sovrappressione e del vapore nel circuito. Introduzione di dispositivi di rilascio come TRV a valle del condensatore, prima della valvola di intercettazione, per proteggere il volume isolato da sovrappressione. In parallelo al condensatore dovrà essere prevista una linea di bypass per garantire la circolazione del fluido ed evitare hotspot. L'isolamento anche lato Therminol potrebbe non avvenire in tutte le condizioni di shutdown, ma essere attivate se riceve almeno 2 su 3 segnali tra quello di pressione e/o elevata a valle del condensatore lato Therminol e variazione della portata e/o pressione a monte e valle del condensatore lato Rankine Interblocco con richiesta di shutdown del ciclo Rankine/nucleare nel caso in cui il sistema di isolamento della linea di reintegro/spillamento non risulti efficace, per evitare perdita persistente di inventario del ciclo
18	P2.1.3. Trasportare calore nel circuito HTS fino al circuito HTSE								
19	P2.1.3.1. Garantire la circolazione del fluido HTS								
20	P2.1.3.1.1. Generare prevalenza	4.3.2. Pompa Therminol 66	20.1. Prevalenza non generata	Guasto pompa	20.1.1. Portata nulla di Therminol 20.1.2. Mancata/insufficiente alimentazione termica all'HTSE con conseguenze descritte al 32.1. e 32.2. 20.1.3. Ridotta o nulla capacità di estrazione di calore dal Rankine e possibile catena di conseguenze su reintegro condensa descritte al 15.1, 15.2. e 12.2 20.1.4. Possibile formazione di hotspot/accumuli di calore locali nel circuito HTS e possibile degradazione del fluido	P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento	Sensore di portata del Therminol, che invia segnale per portata nulla o inferiore alla soglia minima Sensori di pressione a monte e valle della pompa, che inviano segnale per assenza di prevalenza generata	Manutenzione periodica e controllo dello stato della pompa Controllo e manutenzione delle valvole di bypass e di intercettazione, per evitare blocchi anomali di circolazione	Interblocco con shutdown di accoppiamento a seguito del segnale di portata nulla del Therminol o assenza di prevalenza generata

				<p>Valvole bloccate chiuse a monte (bypass e ESDV)</p>	<p>20.1.5. Sovrapressione per espansione termica del Thermanol stagnante</p> <p>20.1.6. Possibile perdita di contenimento locale di Thermanol e rischio incendio</p>	<p>nto e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p> <p>S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi,</p>			
				<p>Cavitazione</p>					
			20.2. Prevalenza insufficiente	<p>Velocità giri più bassi del necessario per setpoint errato o guasto di regolazione</p>	<p>20.2.1. Portata bassa nel circuito HTS</p> <p>20.2.2. Riduzione della capacità del circuito HTS di trasportare e rendere disponibile potenza termica all'HTSE con conseguenze descritte al 32.1. e nei casi peggiori al 32.2.</p> <p>20.2.3. Possibile riduzione della capacità di estrazione di calore dal Rankine e possibile catena di conseguenze su reintegro condensa (vedi 15.1, 15.2. e 12.2)</p> <p>20.2.4. Possibile aumento di temperatura locale/hotspots e possibile degradazione del fluido (soprattutto in prossimità e a valle dello scambiatore HTS-Rankine)</p>	<p>P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica</p> <p>P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido</p> <p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di portata del Thermanol, che invia segnale per portata inferiore alla soglia minima</p> <p>Sensori di pressione a monte e valle della pompa, che inviano segnale prevalenza generata insufficiente</p>	<p>Manutenzione periodica e controllo dello stato della pompa</p>	<p>Interblocco con shutdown di accoppiamento a seguito del segnale di portata del Thermanol o prevalenza generata sotto soglia per un periodo di tempo definito</p> <p>Logica di interblocco con arresto del prelievo di vapore (shutdown accoppiamento) qualora la portata del Thermanol scenda sotto la soglia minima operativa, al fine di prevenire surriscaldamenti locali e degradazione del fluido in condizioni di scambio termico non adeguato.</p>
				<p>Degrado pompa</p>					
				<p>Cavitazione lieve</p>					

			20.3. Prevalenza in eccesso	Velocità giri più alti del necessario per setpoint errato o guasto di regolazione	<p>20.3.1. Portata elevata di Therminol nel circuito HTS</p> <p>20.3.2. Riduzione della temperatura del Therminol in uscita dallo scambiatore Rankine-HTS e conseguente possibile variazione delle condizioni termiche lato HTSE</p> <p>20.3.3. Possibile aumento della capacità di estrazione di calore dal Rankine (ulteriori conseguenze vedi 15.3.)</p> <p>20.3.4. Riduzione del tempo di permanenza e possibile conseguente minore capacità di smorzamento dinamico (ulteriori conseguenze vedi 36 e 37)</p> <p>20.3.5. Maggiori sollecitazioni meccaniche su pompa e linee</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore</p>	<p>Sensore di portata del Therminol, che invia segnale per portata superiore alla soglia massima</p> <p>Sensori di pressione a monte e valle della pompa, che inviano segnale prevalenza generata eccessiva</p>	<p>Imporre limiti superiori sulla velocità di rotazione della pompa</p>	<p>Interblocco con shutdown di accoppiamento a seguito del segnale di portata del Therminol o prevalenza generata sopra soglia per un periodo di tempo definito, se questo comporta condizioni fuori finestra operativa dell'HTSE o riduzione significativa della capacità di smorzamento dinamico del circuito</p>
21	P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione e elettrica della pompa	<p>4.3.2.1. Alimentazione e elettrica pompa Therminol 66</p> <p>+ 4.3.2.2. Alimentazione e elettrica di emergenza pompa Therminol 66</p>	21.1. Alimentazione elettrica non disponibile alla pompa	<p>Indisponibilità contemporanea di alimentazione elettrica principale e di emergenza:</p> <p>-Cause indisponibilità elettrica principale: guasto linea di alimentazione, guasto quadro elettrico dell'HTS, attivazione protezioni della linea elettrica</p> <p>-Causa indisponibilità elettrica di emergenza : mancanza o insufficienza della riserva energetica della sorgente di emergenza, guasto al sistema di generazione di emergenza, errore nella logica di controllo, mancata rilevazione della perdita di rete, mancato invio del segnale di attivazione della sorgente di emergenza, guasto al sistema di commutazione che trasferisce l'alimentazione elettrica dalla linea principale a quella di emergenza</p>	Vedi 20.1.	<p>P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica</p> <p>P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido</p> <p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore,</p> <p>S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p> <p>S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale,</p> <p>S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi,</p> <p>S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi</p>	<p>Sensore di tensione sulla linea dedicata alla pompa: invia segnale per assenza di tensione</p> <p>Sensore di portata del Therminol, che invia segnale per portata nulla o inferiore alla soglia minima</p> <p>Sensori di pressione a monte e valle della pompa, che inviano segnale per assenza di prevalenza generata</p>	<p>Manutenzione periodica e test sulle linee elettriche, del quadro elettrico dell'HTS e del sistema di commutazione</p>	<p>Attivazione dell'alimentazione elettrica di emergenza</p> <p>Se non disponibile: Interblocco con shutdown di accoppiamento a seguito del segnale di portata nulla del Therminol o assenza di prevalenza generata</p>

						interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi,			
22	P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventari o di fluido	4.3.1. Vaso di espansione	22.1 Reintegro non disponibile o insufficiente	Inventario iniziale non sufficiente	22.1.1. Riduzione dell'inventario del circuito 22.1.2. Riduzione della pressione disponibile all'aspirazione pompa 22.1.3. Probabile cavitazione 22.1.4 Possibile riduzione di portata di Therminol e della capacità del circuito HTS di trasportare calore 22.1.5. Possibile evoluzione nei failure mode e conseguenze descritte al 20.2. e, nei casi più gravosi, al 20.1	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livel lo, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiame nto e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiame nto, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	Sensore di livello sul vaso di espansione: invia segnale sotto soglia di livello Sensore di pressione in aspirazione alla pompa: invia segnale per pressione sotto soglia	Serbatoio di reintegro collegato al vaso di espansione: per garantire disponibilità di inventario aggiuntivo e compensare perdite progressive di Therminol, mantenendo il livello nel vaso e la pressione positiva all'aspirazione della pompa. Controllo periodico del livello e manutenzione del vaso di espansione	Interblocco: Nel caso di livello basso nel vaso di espansione o di condizioni tali da ridurre la pressione disponibile all'aspirazione della pompa (NPSH insufficiente), oltre allo shutdown dell'accoppiamento e all'interruzione del prelievo di vapore, è necessaria una logica di interblocco che imponga l'arresto della pompa di circolazione. Tale logica deve prevalere sulla normale sequenza di shutdown che prevede il funzionamento della pompa durante il periodo di cooldown, poiché in presenza di livello insufficiente il mantenimento della circolazione può aggravare il rischio di cavitazione, vibrazioni, danneggiamento meccanico e possibile perdita di contenimento. Si tratta quindi di una misura preventiva, che al raggiungimento della soglia minima di livello nel vaso di espansione blocca la pompa di circolazione e attivi lo shutdown dell'accoppiamento, al

									fine di prevenire fenomeni di cavitazione e condizioni operative degradate o potenzialmente pericolose.
				Eccesso di degassaggio con trascinamento di inventario					
23	P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione e della pompa	4.3.1. Vaso di espansione	23.1 Pressione positiva all'aspirazione non garantita	<p>Livello basso nel vaso e quindi pressione statica ridotta</p> <p>Ostruzione tra vaso e punto di collegamento al circuito</p>	<p>23.1.1. Ridotta pressione disponibile all'aspirazione della pompa</p> <p>23.1.2. Cavitazione e instabilità idrauliche</p> <p>23.1.3. Vibrazioni e sollecitazioni meccaniche alla pompa</p> <p>23.1.4. Possibile riduzione della portata e riduzione della capacità del circuito HTS di trasportare calore</p> <p>23.1.5. Possibile evoluzione verso prevalenza insufficiente o non generata, con ulteriori conseguenze descritte al 20.2 e al 20.1.</p> <p>23.1.6. Possibile danneggiamento nel tempo della pompa con perdita locale di fluido e rischio incendio</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,</p> <p>S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p> <p>S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento,</p> <p>S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore,</p> <p>S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p> <p>S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale,</p> <p>S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi,</p> <p>S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S3. Gestire la sicurezza di incendi,</p>	<p>Sensore di livello sul vaso di espansione: invia segnale sotto soglia di livello</p> <p>Sensore di pressione in aspirazione alla pompa: invia segnale per pressione sotto soglia</p>	<p>Serbatoio di reintegro collegato al vaso di espansione: per garantire disponibilità di inventario aggiuntivo e compensare perdite progressive di Therminol, mantenendo il livello nel vaso e la pressione positiva all'aspirazione della pompa.</p> <p>Controllo periodico del livello e verifica di assenza di ostruzioni nella linea tra vaso e circuito</p>	<p>Interblocco Pump Cavitation-Low Level Expansion Tank (Elevated) FMDS0799</p> <p>Nel caso di livello basso nel vaso di espansione o di condizioni tali da ridurre la pressione disponibile all'aspirazione della pompa (NPSH insufficiente), oltre allo shutdown dell'accoppiamento e all'interruzione del prelievo di vapore, è necessaria una logica di interblocco che imponga l'arresto della pompa di circolazione. Tale logica deve prevalere sulla normale sequenza di shutdown che prevede il funzionamento della pompa durante il periodo di cooldown, poiché in presenza di livello insufficiente il mantenimento della circolazione può aggravare il rischio di cavitazione, vibrazioni, danneggiamento meccanico e possibile perdita di contenimento. Si tratta quindi di una misura preventiva, che al raggiungimento della soglia minima di livello nel vaso di espansione blocchi la pompa di circolazione e attivi lo shutdown dell'accoppiamento, al fine di prevenire fenomeni di cavitazione e condizioni operative degradate o potenzialmente pericolose.</p>
24	P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica								

25	P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido	4.3.1. Vaso di espansione	25.1. Assorbimento variazioni di volume non disponibile o insufficiente	<p>Volume efficace insufficiente (dimensionamento o non corretto)</p> <p>Linea di sfianto ostruita</p>	<p>25.1.1. Sovrapressione nel circuito HTS</p> <p>25.1.2. Possibile rilascio di Therminol da sovrappressione</p> <p>25.1.3. Possibile overflow e rilascio di Therminol dal vaso di espansione</p> <p>25.1.4. Possibile incendio</p> <p>25.1.5. Possibile perdita di inventario con evoluzione alle conseguenze descritte al 22, 23, 20.2.</p>	<p>P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido</p> <p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di livello sul vaso di espansione: invia segnale di Interblocco sopra una certa soglia di livello</p> <p>Sensore di pressione nel circuito HTS, che invia segnale per sovrappressione</p>	<p>Controllo periodico del livello nel vaso e verifica di assenza di ostruzioni nella linea tra vaso e circuito</p>	<p>Overflow drain o vent del vaso verso luogo sicuro, senza valvole di intercettazione su quelle linee</p> <p>Interblocco: shutdown in caso di overflow</p>
26	P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione e per espansione termica	4.1.2. TRV uscita condensatore e di vapore HTS + 4.2.4. TRV generatore di vapore HTSE	26.1. Indisponibilità o insufficienza di scarico	<p>Valvola bloccata chiusa</p> <p>Ostruzione della linea di scarico</p>	<p>26.1.1. Sovrapressione nel circuito HTS</p> <p>26.1.2. Possibile rilascio di Therminol da sovrappressione</p> <p>26.1.3. Possibile incendio in caso di rilascio e innescio</p> <p>26.1.4. Possibile perdita di inventario con evoluzione alle conseguenze descritte al 22, 23, 20.2.</p>	<p>P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE,</p>	<p>Sensore di pressione nel circuito HTS, che invia segnale per sovrappressione</p>	<p>Manutenzione/test periodici delle TRV e delle linee di scarico</p> <p>Verifica periodica della taratura delle TRV</p>	<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento per superamento di soglia di pressione</p>

				Taratura di pressione troppo alta / errore di taratura		S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)			
			26.2. Eccesso di scarico	Valvola bloccata aperta	26.2.1. Scarico non richiesto verso sistema di drenaggio 26.2.2. Perdita progressiva di inventario: 26.2.2.1. Possibile riduzione di livello nel vaso di espansione per compensare le perdite, con ulteriori conseguenze descritte al 22 e 23 26.2.2.2. Possibili problemi di portata ridotta con ulteriori conseguenze descritte al 20.2. e 20.1. 26.2.3. Possibile saturazione del catch tank e rilascio da quest'ultimo, con ulteriori conseguenze descritte al 28	P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	Sensori di pressione all'aspirazione e alla mandata della pompa per verificare la caduta di pressione, se anomala è un segnale di perdita da qualche parte del sistema o attraverso le TRV e può innescare superato un certo valore un segnale di shutdown Sensore di livello sul vaso di espansione, che invia segnale se scende sotto soglia	Manutenzione/test periodici delle TRV Verifica periodica della taratura delle TRV	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento per ricevuto segnale inviato dai sensori descritti in detection
27	P2.1.3.2.3. Gestire gli scarichi del circuito HTS								
28	P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato	4.4.1. Linea di scarico	Incapacità di convogliare gli scarichi verso luogo sicuro	Perdita sulla linea di scarico	28.1.1. Rilascio incontrollato di Therminol in luogo non sicuro 28.1.2. Rischio incendio con possibile escalation	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi,	Sensori di temperatura per rilevare rilascio di fluido caldo in ambiente e invio segnale	Ispezioni periodiche, controlli e manutenzione della linea di scarico,	Interblocco con shutdown per rilevazione del rilascio incontrollato di Therminol in ambiente

				Ostruzione della linea		S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)			
29	P2.1.3.2.3.2. Contenere lo scarico in un sistema chiuso	4.4.2. HTS Catch Tank	Incapacità di contenimento	Perdita dal catch tank	28.1.1. Rilascio incontrollato di Therminol 28.1.2. Possibile overflow del catch tank 28.1.3. Rischio incendio	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore	Sensori di livello che inviano segnale sia per alto livello che per basso livello, di allarme o shutdown	Ispezioni periodiche, controlli e manutenzione del tank	Interblocco con shutdown per livello alto del catch tank e/o rilevazione del rilascio di Therminol in ambiente
				Catch tank saturo		Sensori di temperatura per rilevare rilascio di fluido caldo in ambiente e invio segnale	Controllo periodico del livello del tank		
30	P2.1.4. Cedere calore all'impianto HTSE								
31	P2.1.4.1. Traferire calore dal Therminol all'acqua di processo HTSE	5.1.7. Generatore di vapore HTSE-Interfaccia con HTS							
32	P2.1.4.1.1. Far evaporare e surriscaldare all'acqua di processo HTSE fino a 150°C	5.1.7.1. Generatore di vapore HTSE lato freddo (acqua/vapore HTSE)	32.1. Surriscaldamento insufficiente	Portata Therminol insufficiente	32.1.1. Temperatura del vapore di processo HTSE in uscita dal generatore di vapore inferiore al valore di progetto: 32.1.1.1. Disturbo prestazionale sui componenti a valle che richiedono vapore surriscaldato entro una specifica finestra termica 32.1.1.2. Necessità di compensazione mediante aumento della potenza dei	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.2. Isolare lo scambiatore HTS-HTSE lato Therminol	Sensore di temperatura che invia segnale per temperatura in uscita dal generatore di vapore troppo bassa	Monitoraggio dello stato di fouling e delle prestazioni di scambio	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura in uscita dal gv resta sottosoglia per un tempo definito
				Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling)			Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)		

				<p>Pressione acqua/vapore troppo alta</p>	<p>riscaldatori elettrici HTSE, con incremento del consumo elettrico e riduzione dell'efficienza complessiva del sistema</p> <p>32.1.2. Possibile propagazione del deficit termico alla catena di recupero calore HTSE:</p>			
				<p>Temperatura Therminol troppo bassa per scambio insufficiente /assente con Rankine</p>	<p>32.1.2.1. Alterazione del bilancio termico nei recuperatori: 32.1.2.1.1. Disturbo allo scambio termico nel secondo scambiatore di recupero, alimentato da fluido lato freddo a temperatura inferiore al progetto</p> <p>32.1.2.1.2. Problemi a cascata nel primo scambiatore di recupero per eccessiva riduzione della temperatura della miscela lato caldo, aggravando ulteriormente il failure mode iniziale</p> <p>32.1.2.2. Aumento della probabilità che il fluido di processo raggiunga lo stack SOEC con temperatura inferiore alla finestra operativa, con riduzione prestazioni e della produzione di idrogeno</p> <p>32.1.2.3. Riduzione complessiva della capacità di recupero di calore dalla miscela in uscita dallo stack per temperatura inferiore a quella di progetto, aggravando ulteriormente il fallimento di funzione</p>			
				<p>Logica di controllo errata</p>	<p>32.1.3. Possibili effetti lato HTS (dipende dalla causa):</p> <p>32.1.3.1 In caso di ridotta capacità di scambio (es. fouling lato processo o pressione processo elevata), il Therminol può uscire dal GV a temperatura superiore al progetto</p> <p>32.1.3.2 Possibile riduzione a catena della capacità di estrazione di calore dal lato Rankine nello scambiatore Rankine-HTS con conseguenze descritte al 15.1.</p>			

				<p>32.2.1. Trasporto di flusso bifase in uscita dal generatore di vapore</p> <p>32.2.2. Instabilità termo-idrauliche nella linea a valle:</p> <p>32.2.2.1. Variazioni di densità con conseguenziale variazione di perdite di carico e di portata (density-wave instabilities)</p> <p>32.2.2.2. Carichi dinamici e vibrazioni non previsti in progetto</p> <p>32.2.2.3. Formazione e trasporto di sacche di vapore</p> <p>32.2.2.3.1. Accumulo di tasche di fase gas nei punti alti della linea</p> <p>32.2.2.3.2. Possibili collassi locali delle sacche con generazione di onde di pressione</p> <p>32.2.2.3.3. Carichi meccanici ciclici</p> <p>32.2.3. Miscelazione di idrogeno con flusso bifase:</p> <p>32.2.3.1. L'idrogeno si miscela prevalentemente con la fase vapore (creando zone a maggior contenuto di H2 e zone a minor contenuto di H2)</p> <p>32.2.3.2. Formazione di strato diffusivo di gas non condensabile che riduce lo scambio termico tra la fase liquida e la fase vapore, con incremento delle conseguenze allo scambiatore descritte al 32.2.4.</p> <p>32.2.4. Disturbo allo scambio termico nel secondo scambiatore di recupero che deve far fronte anche allo scambio latente:</p> <p>32.2.4.1. Instabilità operativa</p> <p>32.2.4.2. Distribuzione non uniforme del coefficiente di scambio termico</p>					
			Portata Therminol insufficiente/assente						
			Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling)		S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore, S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)				
		32.2. Evaporazione non completa/assente	Pressione acqua/vapore troppo alta						
							Sensore di temperatura che invia segnale di shutdown per temperatura in uscita dal generatore di vapore troppo bassa/vicina alla temperatura di saturazione		
							Sensore ottico di wetness/steam quality installato sulla linea vapore HTSE a valle del generatore di vapore per l'identificazione della presenza di fase liquida nel flusso in progetto monofase (vapore). Il sensore ottico rileva variazioni di scattering e attenuazione della radiazione infrarossa causate dalla presenza di gocce liquide nel flusso, permettendo l'identificazione di condizioni bifase indipendentemente dalla composizione chimica del liquido		Interblocco con arresto della circolazione del fluido e isolamento del generatore di vapore anche lato HTSE: Dato il segnale di presenza di gocce (Therminol o acqua) si può prevedere una logica di shutdown differente. A differenza dello shutdown standard, nel quale la pompa continua a funzionare per consentire il cooldown controllato, in presenza di flusso bifase o contaminazione fluido processo la prosecuzione della circolazione rappresenta un aggravamento del guasto Considerata la criticità del generatore di vapore quale componente di interfaccia tra HTS e HTSE, è suggerita l'installazione di due valvole di shutdown di emergenza comandate dai sistemi di rilevazione relativi allo scambiatore e di una BDV, immediatamente a valle del gv prima della seconda valvola di shutdown, per lo smaltimento sicuro dell'acqua/vapore anche in miscela con il Therminol. In questo modo è possibile non propagare il malfunzionamento/guasto lungo la linea a valle, prevenendo possibili rilasci incidentali e incendi conseguenziali.

				<p>lungo lo scambiatore</p> <p>32.2.4.3. Carichi meccanici non previsti</p> <p>32.2.4.4. Problemi a cascata nel primo scambiatore di recupero per eccesso di riduzione della temperatura di miscela, aggravando ulteriormente il modo di guasto</p> <p>32.2.5. Aumento della probabilità di arrivare al riscaldatore elettrico in regime bifase</p> <p>32.2.6 Possibile ingresso allo stack fuori finestra operativa</p> <p>32.2.7. Possibile arrivo alla SOEC in regime bifase con riduzione della produzione di idrogeno e degradazione accelerata</p> <p>32.2.8. Possibili effetti lato HTS (dipende dalla causa):</p> <p>32.2.8.1. In caso di ridotta capacità di scambio (es. fouling lato processo o pressione processo elevata), il Therminol può uscire dal GV a temperatura superiore al progetto</p> <p>32.2.8.2. Possibile riduzione a catena della capacità di estrazione di calore dal lato Rankine nello scambiatore Rankine-HTS con conseguenze descritte al 15.1. e 15.2.</p> <p>32.2.8.3. Peggioramento dei margini su espansione termica/gestione pressioni HTS</p>				
			<p>Temperatura Therminol troppo bassa per scambio insufficiente /assente con Rankine</p>					
			<p>Logica di controllo errata</p>					
			<p>Portata Therminol eccessiva</p>					
			<p>Temperatura Therminol troppo elevata per scambio eccessivo con Rankine</p>	<p>32.3.1. Disturbo prestazionale sulla linea a valle per temperatura superiore a quella di progetto</p> <p>32.3.2 Possibile alterazione del bilancio termico al secondo scambiatore di recupero</p>				
			<p>Logica di controllo errata</p>					
		32.3. Surriscaldamento eccessivo			S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello,	Sensore di temperatura che invia segnale di shutdown per temperatura in uscita superiore alla soglia		<p>Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura sopra soglia persiste nel tempo</p> <p>Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)</p>

33	P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	5.1.7.2. Generatore di vapore HTSE lato caldo (Therminol)	33.1. Raffreddamento insufficiente	Portata d'acqua insufficiente/assente (per pompa che lavora poco o assenza di acqua in serbatoio)	33.1.1. Temperatura del Therminol in uscita dal condensatore superiore a quella di progetto 33.1.2. Possibile riduzione della capacità di estrazione di calore allo scambiatore Rankine-HTS con ulteriori conseguenze descritte al 15.1. e 15.2. 33.1.3. Aumento della temperatura media nel circuito HTS con: 33.1.3.1. Possibile uscita dal condensatore del Therminol a temperatura superiore a quella di progetto 33.1.3.2. Possibile sovrappressione per espansione termica nel circuito HTS	P2.1.3.2. Mitigare l'espansione termica P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento	Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato Therminol: invia segnale di temperatura eccessivamente alta	Monitoraggio fouling del generatore di vapore Controllo periodico del livello dell'acqua nel serbatoio HTSE Controllo e manutenzione della pompa HTSE	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura del Therminol a valle del generatore di vapore e/o del condensatore e/o la temperatura dell'acqua del Rankine in uscita dal condensatore salgono sopra soglia per un tempo definito Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)
				Degradazione dello scambio termico per depositi solidi o residui (fouling)			Temperatura acqua troppo alta (es. per eccesso di scambio termico al primo scambiatore di recupero), l'acqua può arrivare anche in forma bifase se ha già raggiunto i 100 gradi, quindi ridotto scambio latente		
33	P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	5.1.7.2. Generatore di vapore HTSE lato caldo (Therminol)	33.2. Raffreddamento eccessivo	Portata acqua eccessiva (per pompa che lavora troppo)	33.2.1. Temperatura del Therminol in uscita dal condensatore inferiore a quella di progetto 33.2.2. Possibile aumento della capacità di estrazione di calore allo scambiatore Rankine-HTS con ulteriori conseguenze descritte al 15.3.	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento	Sensore di temperatura a valle del generatore di vapore lato Therminol: invia segnale di temperatura eccessivamente bassa	Controllo e manutenzione della pompa HTSE	Interblocco con shutdown dell'accoppiamento se la temperatura del Therminol a valle del condensatore e/o la temperatura dell'acqua del Rankine scendono sotto soglia per un tempo definito Possibilità di mantenere l'impianto di elettrolisi in stato di hot standby (descritto al capitolo 4.4.2.4.2. Hot-standby)
				Sovratemperatura acqua in ingresso al gv (es. per riscaldamento eccessivo al primo scambiatore di recupero)			Sensore di portata sulla linea dell'acqua dell'HTSE, che invia segnale di portata eccessiva Sensore di temperatura a valle del condensatore lato Rankine per verificare se l'eccessiva capacità termica si è propagata a valle: invia segnale di temperatura sotto soglia		
				Logica di controllo errata					

34	P2.1.4.2. Garantire separazione fisica dei fluidi HTS e HTSE	5.1.7. Generatore di vapore HTSE- Interfaccia con HTS	34.1. Ingresso di Therminol nell'impianto HTSE	<p>Corrosione</p> <p>vibrazioni e fatica termomeccanica</p> <p>Deposito di residui (fouling)</p>	<p>34.1.1. Introduzione di un olio organico insolubile in acqua formazione di miscela bifase: 34.1.1.1. Contaminazione dell'acqua purificata con conseguenze forte degrado dello stack: conseguenze con fonti quando SOEC non lavora con acqua purificata 34.1.1.2. Fouling su componenti a valle peggiorandone le prestazioni 34.1.1.3. Possibili problemi e guasti alla linea di compressione e refrigerazione 34.1.2. Trasporto di flusso bifase in uscita dal generatore di vapore (vapore+ Therminol liquido) 34.1.2.1. Instabilità termoidrauliche nella linea a valle: 34.1.2.1.1. Variazioni di densità con conseguenziale variazione di perdite di carico e di portata (density-wave instabilities) 34.1.2.1.2. Carichi dinamici e vibrazioni non previsti in progetto 34.1.2.1.3. Formazione e trasporto di sacche di vapore 34.1.2.1.3.1. Accumulo di tasche di fase gas nei punti alti della linea 34.1.2.1.3.2. Possibili collassi locali delle sacche con generazione di onde di pressione 34.1.2.1.3.3. Carichi meccanici ciclici 34.1.2.2. A valle del mixer trascinarsi di miscela trifase (vapore + H2+ Therminol liquido) con aumento della probabilità di formazione di sacche più stabili e variazioni di densità più forti 34.1.3. Disturbo allo scambio termico nel secondo scambiatore di recuperatore di calore: 34.1.3.1. Instabilità operativa 34.1.3.2. Distribuzione non uniforme del</p>	<p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4. Gestire lo shutdown di sicurezza, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di temperatura che invia segnale per temperatura sopra soglia</p> <p>Sensore ottico di wetness/steam quality installato sulla linea vapore HTSE a valle del generatore di vapore per l'identificazione della presenza di fase liquida nel flusso in progetto monofase (vapore). Il sensore ottico rileva variazioni di scattering e attenuazione della radiazione infrarossa causate dalla presenza di gocce liquide nel flusso, permettendo l'identificazione di condizioni bifase indipendentemente dalla composizione chimica del liquido</p> <p>Sensore di portata a monte e valle del gv lato Therminol per rilevare se c'è stata perdita: inviano segnale per variazione di portata oltre soglia</p>	<p>Ispezioni, controlli e manutenzione periodici, per la verifica dell'integrità meccanica sui tubi dello scambiatore e monitoraggio dello stato di fouling e delle prestazioni di scambio</p>	<p>Interblocco con arresto della circolazione del fluido e isolamento del generatore di vapore anche lato HTSE: Dato il segnale di presenza di gocce (Therminol o acqua) si può prevedere una logica di shutdown differente. A differenza dello shutdown standard, nel quale la pompa continua a funzionare per consentire il cooldown controllato, in presenza di flusso bifase o contaminazione fluido processo la prosecuzione della circolazione rappresenta un aggravamento del guasto Considerata la criticità del generatore di vapore quale componente di interfaccia tra HTS e HTSE, è suggerita l'installazione di due valvole di shutdown di emergenza comandate dai sistemi di rilevazione relativi allo scambiatore e di una BDV, immediatamente a valle del gv prima della seconda valvola di shutdown, per lo smaltimento sicuro dell'acqua/vapore anche in miscela con il Therminol. In questo modo è possibile non propagare il malfunzionamento/guasto lungo la linea a valle, prevenendo possibili rilasci incidentali e incendi conseguenziali.</p>
----	--	---	--	--	--	---	---	--	---

					<p>coefficiente di scambio termico lungo lo scambiatore</p> <p>34.1.3.3. Carichi meccanici non previsti allo scambiatore di recupero:</p> <p>34.1.3.3.1. Scambiatore progettato per lavorare da entrambi i lati dello scambiatore in fase vapore surriscaldato stabile si trova a lavorare con fluido bifase</p> <p>34.1.3.3.2. Forte espansione termica all'interno dello scambiatore del Therminol con carichi di pressione per espansione termica</p> <p>34.1.3.3.3. Ebollizione ed evaporazione del Therminol</p> <p>34.1.3.4. Possibile uscita dallo scambiatore con trascinamento di gocce liquide</p> <p>34.1.4. Possibile arrivo allo stack fuori finestra operativa e con miscela bi/trifase</p> <p>34.1.5. Possibile rilascio della miscela:</p> <p>34.1.5.1. Se il rilascio avviene a monte o valle del mixer senza surriscaldamento il Therminol è a temperatura inferiore del flash point non può essere innescato, ma può essere innescato un incendio dell'idrogeno</p> <p>34.1.5.2. Se il rilascio avviene dallo scambiatore di recupero o all'uscita sicuro raggiunge temperatura superiore al flash point:</p> <p>34.1.5.2.1. Se il Therminol è ancora in forma liquida può innescarsi poolfire a seguito di accensione con escalation di incendio idrogeno e viceversa,</p> <p>34.1.5.2.3. Se vapore ma T inferiore a quella di autoignizione</p> <p>34.1.5.4. Se il rilascio avviene con Therminol vaporizzato a temperatura superiore alla temperatura di autoignizione (374°C), può verificarsi autoaccensione spontanea in presenza di</p>				
				Difetti di saldature/giunti					

				ossigeno, con possibile innesco simultaneo dell'idrogeno rilasciato								
			34.2. Ingresso di acqua/vapore nel circuito HTS	Corrosione	<p>34.2.1. Formazione di miscela bifase vapore-Therminol:</p> <p>34.2.1.1. Possibile flash dell'acqua a contatto con il Therminol</p> <p>34.2.1.2. Aumento brusco del volume con transitori di pressione</p> <p>34.2.2. Instabilità termo-idrauliche</p> <p>34.2.2.1. Variazioni di densità con conseguenziali variazioni di perdite di carico e di portata (density-wave instabilities)</p> <p>34.2.2.2. Carichi dinamici e vibrazioni non previsti in progetto</p> <p>34.2.2.3. Formazione e trasporto di sacche di vapore</p> <p>34.2.2.3.1. Accumulo di tasche di fase gas nei punti alti della linea</p> <p>34.2.2.3.2. Possibili collassi locali delle sacche con generazione di onde di pressione</p> <p>34.2.2.3.3. Carichi meccanici ciclici</p> <p>34.2.3. Ingresso di vapore alla pompa:</p> <p>34.2.3.1. Perdita di prevalenza</p> <p>34.2.3.2. Vibrazioni e carichi meccanici</p> <p>34.2.3.3. Possibili danni alla girante</p>	P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica	S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4. Gestire lo shutdown di sicurezza, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)	Sensore di pressione a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di pressione eccessivamente alta per rapido aumento di volume	Sensore di livello al vaso di espansione del circuito HTS, che rileva variazioni anomale di livello compatibili con espansione volumetrica rapida o perdita di contenimento: invia segnale per livello oltre soglia	Sensore di portata a monte e valle del gv lato HTSE per rilevare se c'è stata perdita: inviano segnale per variazione di portata oltre soglia	Ispezioni, controlli e manutenzione periodici, per la verifica dell'integrità meccanica sui tubi dello scambiatore e monitoraggio dello stato di fouling e delle prestazioni di scambio	Interblocco con arresto della circolazione del fluido e isolamento del generatore di vapore anche lato HTSE: Dato il segnale di variazione anomala di portata d'acqua/vapore in ingresso e uscita dal gv si può prevedere una logica di shutdown differente. A differenza dello shutdown standard, nel quale la pompa continua a funzionare per consentire il cooldown controllato, in presenza di flusso bifase o contaminazione fluido processo la prosecuzione della circolazione rappresenta un aggravamento del guasto Considerata la criticità del generatore di vapore quale componente di interfaccia tra HTS e HTSE, è suggerita l'installazione di due valvole di shutdown di emergenza comandate dai sistemi di rilevazione relativi allo scambiatore e di una BDV, immediatamente a valle del gv prima della seconda valvola di shutdown, per lo smaltimento sicuro dell'acqua/vapore. In questo modo è possibile frenare l'ingresso di vapore nel circuito HTS
				vibrazioni e fatica								
				Deposito di residui (fouling)								

				Difetti di saldature/giunti	34.2.4. Possibile rilascio per sovrappressione per espansione volumetrica o danni meccanici, con rischio incendio di pozza 34.2.5. Riduzione e instabilità della capacità di estrazione di calore lato HTS con conseguenze ulteriori descritte al 15.1. o 15.2.				
				Corrosione	34.3. Unione delle conseguenze del 34.1. e 34.2.	<p>P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica</p> <p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati,</p> <p>S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi, S4. Gestire lo shutdown di sicurezza, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1.1. Interrompere il prelievo di vapore, S4.2. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'impianto nucleare (condizionale)</p>	<p>Sensore di temperatura che invia segnale per temperatura sopra soglia</p> <p>Sensore ottico di wetness/steam quality installato sulla linea vapore HTSE a valle del generatore di vapore per l'identificazione della presenza di fase liquida nel flusso in progetto monofase (vapore). Il sensore ottico rileva variazioni di scattering e attenuazione della radiazione infrarossa causate dalla presenza di gocce liquide nel flusso, permettendo l'identificazione di condizioni bifase indipendentemente dalla composizione chimica del liquido</p> <p>Sensore di portata a monte e valle del gv lato Therminol per rilevare se c'è stata perdita: inviano segnale per variazione di portata oltre soglia</p> <p>Sensore di pressione a valle del condensatore lato Therminol: invia segnale di pressione eccessivamente alta per rapido aumento di volume</p> <p>Sensore di livello al vaso di espansione del circuito HTS, che rileva variazioni anomale di livello compatibili con espansione</p>	<p>Ispezioni, controlli e manutenzione periodici, per la verifica dell'integrità meccanica sui tubi dello scambiatore e monitoraggio dello stato di fouling e delle prestazioni di scambio</p>	<p>Interblocco con arresto della circolazione del fluido e isolamento del generatore di vapore anche lato HTSE: Dato il segnale di presenza di gocce (Therminol o acqua) si può prevedere una logica di shutdown differente. A differenza dello shutdown standard, nel quale la pompa continua a funzionare per consentire il cooldown controllato, in presenza di flusso bifase o contaminazione fluido processo la prosecuzione della circolazione rappresenta un aggravamento del guasto Considerata la criticità del generatore di vapore quale componente di interfaccia tra HTS e HTSE, è suggerita l'installazione di due valvole di shutdown di emergenza comandate dai sistemi di rilevazione relativi allo scambiatore e di una BDV, immediatamente a valle del gv prima della seconda valvola di shutdown, per lo smaltimento sicuro dell'acqua/vapore anche in miscela con il Therminol. In questo modo è possibile non propagare il malfunzionamento/guasto lungo la linea a valle, prevenendo possibili rilasci incidentali e incendi conseguenziali.</p>
			vibrazioni e Fatica						
			Deposito di residui (fouling)						
			Difetti di saldature/giunti						

					componenti HTS e HTSE, con degrado e incremento del rischio verso scenari di rilascio in caso di danneggiamento meccanico progressivo				
37	P2.1.5.2. Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE	circuito HTS (volumi/inerzia)	37.1. Mancata mediazione dell'adattamento operativo	Inventario Therminol ridotto	<p>37.1.1 Accoppiamento dinamico tra Rankine e HTSE:</p> <p>37.1.1.1. Variazioni di carico HTSE trasmesse direttamente al Rankine e viceversa</p> <p>37.1.1.2. perdita dell'indipendenza operativa dei due impianti</p> <p>37.1.2 Instabilità delle logiche di controllo:</p> <p>37.1.2.1. Inseguimento reciproco dei controllori</p> <p>37.1.2.2. Possibile amplificazione della dinamica per oscillazioni della portata e conseguenziali instaurazioni di instabilità idrauliche e incremento dei transitori iniziali (vedi conseguenze al 7.3.)</p> <p>37.1.3. Possibile uscita delle variabili operative dai range operativi:</p> <p>37.1.3.1. Oscillazioni di temperatura del Therminol</p> <p>37.1.3.2. Variazioni continue di temperatura e portate lato HTSE con possibile uscita fuori range e degrado delle celle</p>	<p>S1.2. Rilevare deviazioni T/p/portata/livello, S1.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S4.1. Gestire lo shutdown di sicurezza dell'accoppiamento e dell'HTSE, S4.1.3. Attuare lo shutdown termico dell'accoppiamento, S4.1.3.1. Isolare lo scambiatore Rankine-HTS lato vapore, S4.1.3.3. Mettere in sicurezza la linea di interfaccia HTSE</p> <p>S4.1.4. Mettere in sicurezza l'impianto HTSE</p> <p>CONDIZIONALI</p> <p>S2.1. Rilevare rilasci o concentrazioni anomale, S2.2.1. Contenere e raccogliere i rilasci di fluidi liquidi, S2.3. Generare segnale di shutdown verso i sistemi interessati, S3. Gestire la sicurezza di incendi</p>	<p>Sensori di temperatura a monte e a valle del generatore di vapore lato HTS per identificare oscillazioni persistenti della temperatura del Therminol.</p> <p>Sensore della portata di spillamento del vapore del Rankine con analisi di oscillazioni continue della portata trasferita.</p> <p>Sensore di temperatura a valle del gv lato HTSE e sensore di portata dell'acqua/vapore dell'HTSE che inviano segnali per oscillazioni persistenti.</p> <p>Sensore di portata del Therminol che invia segnale per portata eccessivamente alta.</p> <p>Sensori di livello al vaso di espansione che inviano segnale per basso livello.</p>	<p>Interblocco per portata elevata, evita condizioni in cui il circuito HTS perde comportamento capacitivo e diventa un semplice trasporto energetico</p> <p>Interblocco per basso livello, evita di lavorare con inventario ridotto</p>	<p>Interblocco a seguito di allarme per oscillazioni persistenti di portata/temperatura e avvio dello shutdown</p>
38	P2.2. Trasmettere energia elettrica all'HTSE								
39	P2.2.1. Prelevare energia elettrica dal ciclo Rankine								
40	P2.2.1.1. Trasportare energia elettrica dal generatore alla stazione di smistamento								
41	P2.2.1.2. Garantire collegamento elettrico del generatore	3.1.1. Linea elettrica dal generatore al trasformatore							

	alla rete di impianto								
42	P2.2.2. Preparare la potenza elettrica per la trasmissione alle utenze	3.1.2.3. Interruttore del generatore							
	P2.2.2.1. Elevare la tensione al livello di trasmissione								
43	P2.2.2.2. Rendere disponibile la potenza elettrica al prelievo delle utenze	3.2.1. Trasformatore e principale di elevazione							
44	P2.2.3. Trasmettere potenza elettrica dall'impianto elettrico all'HTSE	3.2.2. Sbarra di stazione							
	P2.2.3.1. Prelevare potenza elettrica dalla stazione								
45	P2.2.3.2. Trasportare la potenza elettrica dalla stazione al quadro elettrico HTSE	3.3.1. Punto di prelievo alla sbarra							
46	P2.2.4. Preparare la potenza elettrica per l'utilizzo nell'HTSE	3.3.3. Linea di alimentazione e HTSE							
	P2.2.4.1. Ridurre la tensione al livello di distribuzione nell'HTSE								
47	P2.2.4.2. Rendere disponibile la potenza elettrica per la distribuzione ai componenti dell'HTSE	3.4.1. Trasformatore e secondario							
48	P3. Produrre idrogeno								

Appendice F. Identificazione dei PIEs

Numero	Funzione di Processo	Modi di Guasto	PIE
7	P2.1.1.1.1. Regolare la portata spillata	7.1. Portata insufficiente	N/S
		7.2. Portata in eccesso	N/S
		7.3. Portata oscillante	N/S
8	P2.1.1.1.2. Consentire il passaggio di vapore	8.1. Portata nulla	N/S
9	P2.1.1.2. Trasportare vapore spillato	9.1. Perdita	Perdita di contenimento della linea di spillamento
11	P2.1.1.3.1. Trasportare la condensa al punto di reintegro	11.1. Perdita	Perdita di contenimento della linea di reintegro
12	P2.1.1.3.2. Condizionare la condensa per il reintegro	12.1. Pressione troppo alta	N/S
		12.2. temperatura troppo elevata	Reintegro di flusso bifase e/o flashing nella linea di reintegro
		12.3. Temperatura e pressione troppo elevate	Reintegro di flusso bifase e/o flashing nella linea di reintegro
15	P2.1.2.1.1. Condensare e sottoraffreddare il vapore spillato	15.1. Sottoraffreddamento insufficiente	N/S
		15.2. Condensazione non completa/assente	Reintegro di flusso bifase / flashing nella linea di reintegro
		15.3. Sottoraffreddamento eccessivo	N/S
16	P2.1.2.1.2. Aumentare la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	16.1. Riscaldamento insufficiente	N/S
		16.2. Riscaldamento eccessivo	Sovrapressione nel circuito HTS
17	P2.1.2.2. Garantire la separazione fisica dei fluidi Rankine e HTS	17.1. Rottura tubo	Perdita di separazione Rankine-HTS
20	P2.1.3.1.1. Generare prevalenza	20.1. Prevalenza non generata	Perdita o riduzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS
		20.2. Prevalenza insufficiente	Perdita o riduzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS
		20.3. Prevalenza in eccesso	N/S
21	P2.1.3.1.2. Garantire alimentazione elettrica della pompa	21.1. Alimentazione elettrica non disponibile alla pompa	Perdita o riduzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS
22	P2.1.3.1.3. Consentire il reintegro controllato dell'inventario di fluido	22.1 Reintegro non disponibile o insufficiente	Riduzione dell'inventario nel circuito HTS

23	P2.1.3.1.4. Mantenere pressione positiva all'aspirazione della pompa	23.1 Pressione positiva all'aspirazione non garantita	Perdita o riduzione di circolazione del Therminol nel circuito HTS
25	P2.1.3.2.1. Assorbire variazioni di volume del fluido	25.1. Assorbimento variazioni di volume non disponibile o insufficiente	Sovrapressione del circuito HTS
26	P2.1.3.2.2. Proteggere il circuito HTS da sovrappressione per espansione termica	26.1. Indisponibilità o insufficienza di scarico	Sovrapressione del circuito HTS
		26.2. Eccesso di scarico	Riduzione dell'inventario nel circuito HTS
28	P2.1.3.2.3.1. Convogliare gli scarichi verso serbatoio dedicato	Incapacità di convogliare gli scarichi verso luogo sicuro	Perdita di contenimento della linea di scarico del Therminol
29	P2.1.3.2.3.2. Contenerlo scarico in un sistema chiuso	Incapacità di contenimento	Perdita di contenimento del catch tank
32	P2.1.4.1.1. Far evaporare e surriscaldare all'acqua di processo HTSE fino a 150°C	32.1. Surriscaldamento insufficiente	N/S
		32.2. Evaporazione non completa/assente	Flusso bifase alla linea di processo HTSE
		32.3. Surriscaldamento eccessivo	N/S
33	P2.1.4.1.2. Ridurre la temperatura del Therminol fino alle condizioni richieste	33.1. Raffreddamento insufficiente	N/S
		33.2. Raffreddamento eccessivo	N/S
34	P2.1.4.2. Garantire separazione fisica dei fluidi HTS e HTSE	34.1. Ingresso di Therminol nell'impianto HTSE	Perdita di separazione HTS-HTSE con ingresso di Therminol nell'impianto HTSE
		34.2. Ingresso di acqua/vapore nel circuito HTS	Perdita di separazione HTS-HTSE con ingresso di acqua/vapore nel circuito HTS
		34.3. Leak bidirezionale	Perdita bidirezionale di separazione HTS-HTSE
36	P2.1.5.1. Limitare la trasmissione di transitori termici	36.1. Smorzamento insufficiente dei transitori	N/S
37	P2.1.5.2. Mediare l'adattamento operativo tra Rankine e HTSE	37.1. Mancata mediazione dell'adattamento operativo	N/S

Tabella F: Identificazione dei PIEs dei modi di guasto funzionali