



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

**Trasporto e iniezione di un blending di gas naturale e idrogeno per lo
stoccaggio temporaneo in giacimenti offshore esauriti. Progettazione
preliminare.**

Relatori

Prof. Andrea Carpignano

Prof.ssa Raffaella Gerboni

Dott.ssa Anna Chiara Uggenti

Ing. Luca Portè

Candidato

Valentina Furfaro

Anno Accademico 2023-2024

Alla mia famiglia

Abstract

Nel presente lavoro di tesi si propone il proseguimento di un progetto già sviluppato riguardo la conversione di piattaforme offshore, che una volta giunte al termine della loro vita produttiva, vengono trasformate in siti di stoccaggio per un blending di gas naturale e idrogeno. In particolar modo, questo lavoro si focalizza sulla progettazione preliminare di una stazione di spinta sulla terra ferma per inviare la miscela fino alla piattaforma. Durante il lavoro di tesi è stata svolta un'analisi riguardo i vantaggi e le criticità del trasporto della miscela in una condotta sottomarina esistente, la cui destinazione d'uso iniziale era riservata al solo gas naturale. Successivamente sono stati dimensionati i componenti dell'impianto, supportando le scelte tecniche con opportune considerazioni. Infine, si è terminato lo studio andando a redigere sia un'analisi ambientale sia un'analisi di sicurezza. Nella stesura del lavoro si è cercato di fornire una metodologia che potesse essere utilizzata come linea guida nello sviluppo di progetti futuri, quindi non solo adatta al particolare caso studio in esame, ma applicabile anche ad altre opzioni di riconversione.

In this thesis paper, it is proposed the continuation of a project already developed regarding the conversion of offshore platforms, which once reached the end of their productive life, are transformed into storage sites for a blending of natural gas and hydrogen. In particular, this work focuses on the preliminary design of an onshore compression station to send the mixture to the platform. During the thesis work an analysis was carried regarding the advantages and criticalities of the transporting the mixture in an existing submarine pipeline, initially intended exclusively for natural gas. Subsequently, the plant components were sized, supporting the technical choices with appropriate considerations. Finally, the study was completed by drawing up both an environmental analysis and a safety analysis. In drafting the work, an attempt was made to provide a methodology that could be used as a guideline in the development of future projects, therefore not only suitable for the specific case study under consideration, but also applicable to other conversion options.

Indice degli acronimi

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
ASM	American Society of Metals
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BDV	Blowdown Valve
C&E	Causes and Effects
D.M.	Decreto Ministeriale
DGR	Delibera Giunta Regionale
ESD	Emergency Shutdown
F&G	Fire and Gas
GERG	Gruppo Europeo di Ricerca del Gas
H&M	Heat and Material Balance
H2NG	Miscela idrogeno-gas naturale
HAZOP	HAZard and OPerability analysis
IIT	Istituto Italiano di Tecnologia
LFL	Lower Flammable Limit
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza
MOP	Maximum Operating Pressure
O&G	Oil and Gas
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
PCI	Potere calorifico inferiore
PE	Polietilene
PFD	Process Flow Diagram
PM	Peso Molecolare
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PSV	Pressure Safety Valve
PTE	Piano per la Transizione Ecologica
PVC	Polivinilcloruro
SDV	Shutdown Valve
SNAM	Società Nazionale Metanodotti
THyGA	Testing Hydrogen admixture for Gas Applications

U.M.	Unità di misura
UE	Unione Europea
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse
UPS	Uninterruptible Power Supply

Indice

1. Introduzione	1
1.1. Scopo della tesi	2
1.2. Struttura della tesi	4
1.3. Contesto del progetto	5
1.3.1. Piattaforme offshore in Italia	5
1.3.2. Piattaforme petrolifere a fine vita	6
1.3.3. Il ruolo degli stoccaggi per la sicurezza del sistema gas	7
2. Miscela di gas naturale e idrogeno: criticità e vantaggi	10
2.1. Benefici dell'idrogeno	10
2.2. Danneggiamenti da idrogeno	10
2.2.1. Teorie sul danneggiamento da idrogeno	13
2.3. Ricognizione sullo stato dell'arte delle norme, studi e ricerche sugli effetti della miscela	14
2.4. Compatibilità della miscela	16
2.4.1. Compatibilità con i componenti.....	16
2.4.2. Compatibilità con i materiali	17
2.4.3. Normativa di riferimento per la compatibilità con le condotte..	18
2.5. Proprietà fisiche della miscela	19
3. Metodologia e caso studio	23
3.1. Filosofia di progetto.....	23
3.2. Metodologia seguita per la progettazione preliminare	24
3.3. Sito di riferimento	25
3.3.1. Piattaforma GREEN1	25
3.3.2. Posizione dell'impianto onshore.....	27
4. Basic Design dell'impianto di spinta	29

4.1.	Diagramma a blocchi	30
4.2.	Modi di funzionamento	32
4.2.1.	Iniezione	32
4.2.2.	Avviamento / Spegnimento	32
4.2.3.	Blackout	33
4.3.	Parametri operativi dell'impianto	33
4.3.1.	Analisi termofluidodinamica sul trasporto di miscela in sealine	36
4.4.	Dimensionamento dei componenti	41
4.4.1.	Elettrolizzatore	41
4.4.2.	Unità di compressione di gas naturale	45
4.4.3.	Unità di compressione idrogeno	47
4.4.4.	Miscelazione	49
4.4.5.	Unità di compressione miscela	49
4.4.6.	Scambiatore di calore	51
4.4.7.	Connessione con la piattaforma	54
4.4.8.	Gruppo statico di continuità	55
4.4.9.	Riepilogo	55
4.5.	Logica di controllo	56
4.6.	Sistemi di sicurezza	59
4.6.1.	Sistema antincendio e rilevatori F&G	60
4.6.2.	Arresto di emergenza del sistema	61
4.7.	Manutenzione	63
5.	Analisi ambientale	67
5.1.	Fasi operative	67
5.2.	Identificazione degli aspetti ambientali	68
5.3.	Valutazione degli aspetti ambientali	69

5.4. Risultati.....	72
6. Analisi di sicurezza	76
6.1. Analisi HAZOP	78
6.1.1. Matrici di rischio.....	82
6.1.2. Risultati.....	87
6.1.3. Raccomandazioni.....	89
6.2. Analisi quantitativa	90
6.2.1. Eventi iniziatori e identificazione degli inventari isolabili	91
6.2.2. Analisi delle conseguenze.....	93
6.2.3. Impatto del Jet Fire sulle strutture dell'impianto	95
6.2.4. Impatto di un rilascio/innesco.....	97
6.3. Risultati dell'analisi di sicurezza	99
7. Conclusioni	102
Bibliografia	106

ALLEGATI

Allegato 1 – Process Flow Diagram

Allegato 2 – Heat & Material Balance

Allegato 3 – Matrici C&E

Allegato 4 – Worksheet Analisi Ambientale

Allegato 5 – Worksheet HAZOP

1. Introduzione

Nella lotta contro i cambiamenti climatici, i Paesi di tutto il mondo si stanno adoperando per attuare un piano d'azione al fine di limitare il riscaldamento globale: gli Stati Membri appartenenti all'UE sostengono fortemente l'accordo di Parigi impegnandosi a ridurre le proprie emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Uno dei principali obiettivi su cui i governi hanno convenuto, è quello di mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C e proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5 °C [1].

È evidente che sia necessario trovare una soluzione alternativa per continuare ad assicurare una crescita che preservi la salute, la sostenibilità e la prosperità del pianeta. Nell'ottica di implementare questi obiettivi, si può parlare del Piano per la Transizione Ecologica (PTE) il quale risponde alla sfida lanciata dall'Unione Europea con il Green Deal, passando anche per il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) [2]. Il focus della transizione energetica prevede un cambio di rotta che porti alla minimizzazione dell'uso di fonti fossili, principali responsabili della produzione di gas climalteranti e che vede come nuove protagoniste le "fonti rinnovabili". L'incremento della quota di energie prodotte da fonti rinnovabili è una delle prime linee di investimento della Missione 2 del PNRR, ma più attinente al seguente elaborato di tesi è opportuno citare anche un'altra linea progettuale riservata all'idrogeno, che ne promuove la produzione, la distribuzione e gli usi finali [3].

Dalla combinazione tra fonti rinnovabili ed idrogeno, nasce una soluzione che può sicuramente facilitare il processo di decarbonizzazione nei principali settori. Come è ben noto, le fonti rinnovabili come l'energia eolica e solare sono spesso associate all'imprevedibilità e alla discontinuità della loro fornitura, ciò permette di produrre idrogeno quando la generazione di elettricità supera la domanda, produzione quasi totalmente esente dalle emissioni inquinanti, ragione per cui è la modalità che suscita maggior interesse. Una volta prodotto, una delle iniziative individuate per l'integrazione dell'idrogeno nei sistemi energetici è quello di introdurlo direttamente nella rete nazionale del gas naturale, favorendo la transizione per la sostituzione dei combustibili fossili. Un altro aspetto cruciale che ruota attorno a questo ambito è la gestione dei picchi di richiesta invernale. Per ovviare a tale problematica è necessario

utilizzare sistemi di accumulo in cui immagazzinare l'energia prodotta e per fare in modo di riutilizzarla in un secondo momento, quando viene richiesta. Allo stato dell'arte, lo stoccaggio di gas naturale è una delle tecnologie più mature e consolidate che si conoscano: in questo caso particolare non si può parlare propriamente di energia immagazzinata, ma di una vera e propria fonte energetica. Tra le principali tipologie di stoccaggio di gas nel sottosuolo vi è quella di riutilizzare i giacimenti di idrocarburi ormai esauriti. Nello specifico, lo sfruttamento di reservoir offshore fa sì che le piattaforme non vengano smantellate, processo che produrrebbe un notevole danno all'ecosistema creatosi attorno ad essa, senza tener conto dell'oneroso costo dell'attività di decommissioning. Perfettamente in linea alla filosofia della transizione ecologica, in questo progetto di tesi ci si focalizza sul riutilizzo di infrastrutture già esistenti, limitando la necessità di investimenti economici ed energivori, e sullo stoccaggio di una miscela di gas naturale e idrogeno in modo che il suo uso futuro possa supportare la decarbonizzazione e la diminuzione di gas ad effetto serra [4].

1.1. Scopo della tesi

Il seguente lavoro di tesi è frutto di un progetto che riguarda diverse realtà che vede riuniti il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), il Politecnico di Torino, l'Istituto Italiano di Tecnologie (IIT) e l'Environment Park di Torino; l'attività è stata sviluppata nell'ambito di un tirocinio presso la società di ingegneria RAMS&E S.r.l.

Il progetto di tesi in questione appartiene ad un'attività più ampia in cui si promuove una ricerca sulle varie alternative allo smantellamento delle piattaforme offshore, ormai giunte a fine vita. Nello specifico, il progetto è stato avviato con l'elaborato di tesi magistrale intitolato "*Conversione di una piattaforma petrolifera in dismissione e del relativo reservoir in sito di stoccaggio temporaneo per una miscela di idrogeno e gas naturale. Progettazione preliminare*" [4] in cui si affronta lo studio riguardante la riconversione della piattaforma in un sito di stoccaggio. La parte relativa all'impianto onshore e l'adattabilità della sealine di collegamento è stata affrontata nel seguente lavoro qui proposto. Di fatto la riconversione ed il riutilizzo di queste piattaforme in alcuni casi possono puntare a creare una minor incidenza rispetto alla loro dismissione, essenzialmente in termini di:

- Impatto ambientale sugli ecosistemi creatisi attorno alle piattaforme;
- Emissioni inquinanti nella fase di decommissioning;
- Spreco di risorse energetiche e produzione di rifiuti evitati;
- Costi economici per l'attività di smantellamento.

Le proposte di riconversione che sono state elaborate sono tre:

- Opzione 1: Produzione di energia fotovoltaica per la produzione di acqua dissalata;
- Opzione 2: Riutilizzo della piattaforma per iniettare nei pozzi una miscela di gas naturale e idrogeno per il suo stoccaggio temporaneo;
- Opzione 3: Riutilizzo della piattaforma per iniettare nei pozzi anidride carbonica per il suo stoccaggio temporaneo.

Il seguente lavoro di tesi si focalizza sull'Opzione 2 e in particolare sulla progettazione preliminare di una stazione di spinta per immagazzinare la miscela di gas naturale e idrogeno e verificare l'adattabilità della condotta sottomarina per trasportarla fino alla piattaforma. L'attività comprende:

- Un'investigazione sulla reale compatibilità dell'idrogeno con i materiali e le tecnologie facenti parte del settore energetico del gas naturale in modo da poter convertire le infrastrutture già esistenti nell'ottica di sostituire le fonti fossili;
- La verifica per poter riutilizzare la sealine di collegamento tra l'impianto onshore e la piattaforma;
- La scelta di un sistema in grado di produrre la quantità di idrogeno necessaria, le relative considerazioni sulla sua taglia e sul suo posizionamento, se onshore oppure offshore;
- Un impianto di spinta per inviare al sito di stoccaggio la miscela da immagazzinare;
- Un'analisi ambientale ed un'analisi di sicurezza per garantire la robustezza e l'affidabilità dell'intero sistema.

Come già precedentemente tenuto in considerazione per lo studio preliminare dell'Opzione 2, l'intera trattazione è portata avanti prendendo come riferimento una

generica piattaforma offshore che presenta caratteristiche comuni alle principali piattaforme installate in Italia, descritte dettagliatamente nella tesi antecedente alla presente [4].

1.2. Struttura della tesi

Nel seguente paragrafo si procede illustrando la struttura di questo elaborato di tesi, mostrando le varie fasi del progetto ed evidenziandone gli aspetti più rilevanti. L'organizzazione dei capitoli è la seguente:

- Il Capitolo 1 oltre che fornire una breve introduzione sul progetto offre una panoramica generale sul contesto in cui si colloca tale studio;
- Il Capitolo 2 si incentra su un'analisi delle criticità e dei vantaggi nell'utilizzo di un blending di gas naturale e idrogeno, sulle principali tipologie di danneggiamento che l'impiego di questo nuovo vettore energetico può provocare e gli aspetti di compatibilità e di sicurezza ad esso legati;
- Nel Capitolo 3 il focus è rivolto alla scelta del caso studio, presentando la filosofia e la metodologia di progetto definita per la progettazione della stazione di spinta. Inoltre, viene illustrata una panoramica sulla piattaforma offshore presa a riferimento [4];
- Il Capitolo 4 è il cuore della tesi: partendo dai dati di input presenti nell'elaborato riguardante l'Opzione 2, si procede con la progettazione del basic design onshore, il dimensionamento dei componenti con annesse le criticità riscontrate e le rispettive prestazioni. Oltre allo schema impiantistico, sono studiati i bilanci energetici, le logiche di controllo, gli aspetti di manutenzione e di sicurezza;
- Nel Capitolo 5 è mostrata un'analisi ambientale con il fine di investigare i possibili impatti ambientali ed evidenziare eventuali criticità;
- Nel Capitolo 6 è proposta un'analisi di sicurezza che ha permesso la validazione del progetto realizzato sulla base di una valutazione del rischio al fine di analizzare gli aspetti di sicurezza principali;

- Infine, nel Capitolo 7 si traggono le conclusioni dei vari risultati ottenuti eseguendo un riepilogo completo di tutto ciò che è stato trattato nei capitoli precedenti.

1.3. Contesto del progetto

Negli ultimi due secoli, la società si è mostrata sempre più dipendente dalle fonti fossili, tanto da far crescere esponenzialmente l'installazione di impianti di estrazione di petrolio e gas, oltre che sulla terraferma, anche al largo delle coste. Tuttavia, la quantità di idrocarburi presenti in un giacimento risulta essere limitata e destinata ad un inevitabile esaurimento dopo pochi decenni di coltivazione.

1.3.1. Piattaforme offshore in Italia

Nel panorama italiano, la ricerca dei giacimenti è iniziata attorno agli anni 60, dapprima nelle acque siciliane al largo di Gela, per poi localizzarsi principalmente nel Mar Adriatico dove sono state fatte importanti scoperte [5].

Grazie all'impiego dei dati forniti nei rapporti del MASE (UNMIG) riguardanti le strutture marine installate nell'offshore italiano, ad oggi si contano 138 piattaforme (ultimo aggiornamento del 18 maggio 2023) [6]. Nella Figura 1 è stato rappresentato l'andamento della realizzazione delle piattaforme nel corso degli anni; si può evincere che la maggior parte degli impianti è stata costruita tra gli anni 80 e 90 e negli ultimi decenni la loro installazione si è drasticamente arenata. Considerando che la vita media di un impianto di questo tipo è inferiore ai 50 anni [7], si può facilmente dedurre che nel breve/medio periodo ci sarà una crescente attività di decommissioning.

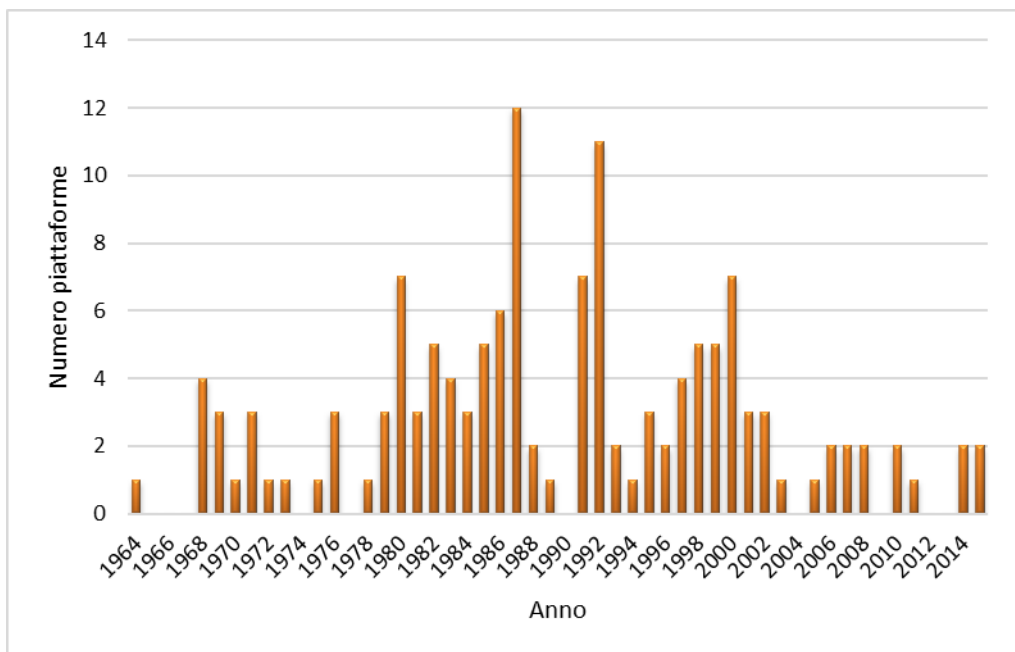


Figura 1: Andamento della costruzione delle piattaforme petrolifere italiane per ogni anno [6]

1.3.2. Piattaforme petrolifere a fine vita

Il tema del decommissioning degli impianti petroliferi costituisce una sfida relativamente recente per la maggior parte dei Paesi produttori. È ragionevole presupporre che l'industria abbia una maggiore esperienza nella fase di costruzione delle piattaforme rispetto a quella del successivo smantellamento. Anche se sono in corso molteplici sforzi per stabilire degli standard internazionali in questo settore, i Paesi godono ancora di un ampio potere decisionale [8].

In Italia, per la dismissione delle piattaforme a mare e delle infrastrutture connesse si applica il Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione d'idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse” [9] adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali. Nel suddetto documento vengono stabiliti i parametri che determinano l'esaurimento di un pozzo minerario offshore delineando le procedure per la dismissione dell'impianto di produzione associato. La normativa propone principalmente due possibili alternative:

- Smantellamento della piattaforma petrolifera offshore secondo il progetto fornito dal proprietario della stessa;

- Riconversione e riutilizzo della piattaforma petrolifera offshore per scopi differenti da quelli per cui era stata realizzata.

L'opzione di rimozione della struttura per l'estrazione di idrocarburi può avere un impatto maggiore sia sotto il punto di vista dei costi sia sulle ripercussioni dell'ambiente marino. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto vi sono da tenere in considerazione le emissioni gassose, gli scarichi, i materiali da smaltire, il consumo di energia e l'alterazione di tutta quella parte di flora e fauna che con il tempo è andata a proliferare attorno alle strutture sommerse. Questi sono i motivi principali per cui l'opzione che prevede di attribuire un nuovo utilizzo alla piattaforma, lì dove percorribile, risulta essere più affine a un'ottica di sostenibilità, specialmente se quest'ultimo riguarda lo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili.

1.3.3. Il ruolo degli stoccaggi per la sicurezza del sistema gas

Tra le opzioni di riconversione delle piattaforme petrolifere, una in particolare verte il suo scopo al riuso del reservoir esaurito come stoccaggio, il quale riveste un ruolo strategico nella filiera del gas ai fini di:

- Bilanciare il sistema sia a livello stagionale (iniezione di gas nel periodo estivo ed erogazione nel periodo invernale) sia su scala settimanale, giornaliera e oraria (flessibilità di richiesta e modulazione della fornitura);
- Sicurezza del sistema gas per sopperire ad eventuali carenze della fornitura a causa di condizioni climatiche estreme, eventi geopolitici o strutturali.

Alcuni eventi di recente data hanno reso lampante il ruolo strategico degli stoccaggi di gas, tra i quali si possono citare:

- Le sempre più accentuate instabilità geopolitiche nel Medio Oriente che stanno causando gravi intoppi nelle intricate reti di approvvigionamento a livello mondiale. In seguito agli assalti condotti dai ribelli Houthi contro le imbarcazioni che navigano attraverso il Mar Rosso in direzione del Canale di Suez, le principali aziende di trasporto marittimo stanno riscontrando considerevoli prolungamenti nei tempi di consegna;
- Il conflitto russo-ucraino e la conseguente tensione geopolitica legata alla fragilità dell'approvvigionamento energetico italiano, ma anche europeo,

fortemente dipendenti dal gas russo. In questo contesto è venuta a rimarcarsi l'estrema importanza dello stoccaggio di gas quale strumento di security supply;

- Durante la pandemia del Covid19 gli stoccaggi sono risultati di strategica importanza per bilanciare la domanda di gas e mantenere la stabilità del sistema in quanto, a seguito di una brusca diminuzione della richiesta di gas, è stato possibile compensare la rete, aumentando l'iniezione di gas nei siti di stoccaggio preposti;
- Un incidente su un nodo della rete austriaca a Baumgarten ha interrotto la principale linea di fornitura di gas verso l'Italia; di conseguenza per continuare a garantire il servizio ed evitare una repentina diminuzione di pressione nella rete, i sistemi di stoccaggio italiani hanno aumentato la loro erogazione assicurando il riequilibrio del sistema gas;
- Nel periodo tra il 26 febbraio ed il 2 marzo 2018, l'Europa è stata travolta da un freddo eccezionale chiamato *Burian* che ha determinato una situazione di carenza di gas. Paesi come l'Italia, forniti di ampie riserve di stoccaggio, sono stati in grado di sopperire a tale richiesta, mentre altri come l'Inghilterra si sono ritrovati costretti a dichiarare lo stato di emergenza ed interrompere la fornitura ai clienti industriali.

Questi sono solo alcuni dei tanti esempi a sostegno di tale attività che permettono di comprendere appieno l'importanza fondamentale dei siti di stoccaggio e del ruolo strategico che ricoprono nel panorama geopolitico dei nostri giorni [10].

2. Miscela di gas naturale e idrogeno: criticità e vantaggi

2.1. Benefici dell'idrogeno

Come già precedentemente anticipato nell'introduzione, il considerevole aumento delle emissioni di gas a effetto serra, ha portato ad un'incessante ricerca di una soluzione per introdurre nello scenario energetico fonti energetiche alternative e sostenibili. La miscelazione dell'idrogeno con l'attuale fornitura di gas naturale garantisce svariati vantaggi [11]:

- Una considerevole diminuzione di gas climalteranti, purché l'idrogeno sia prodotto tramite lo sfruttamento di fonti rinnovabili, in tal caso l'impiego della miscela andrebbe a ridurre la produzione di anidride carbonica proporzionalmente alla percentuale di idrogeno utilizzata: più è elevata e maggiore sarà l'abbattimento delle emissioni. Un altro vantaggio consiste nel fatto che un eventuale rilascio incidentale di gas naturale lungo le linee di trasporto e distribuzione avrebbe un effetto climalterante molto più elevato rispetto a quello dell'anidride carbonica; andando a diminuire la quantità di gas naturale, questo effetto sarebbe mitigato;
- L'introduzione della miscela nel settore dei trasporti porterebbe a potenziali benefici in termini di qualità dell'aria limitando l'uso di carburanti di origine fossile, riducendo così gli ossidi di zolfo, azoto e di particolato sottile;
- Si potrebbe rendere più "green" il settore energetico che coinvolge il gas naturale così come è stato fatto nell'ambito elettrico, dove quota parte dell'energia elettrica immessa in rete deve essere necessariamente prodotta da fonti rinnovabili.

2.2. Danneggiamenti da idrogeno

Rivolgendo l'attenzione agli ostacoli che si possono incontrare durante la messa in opera di queste applicazioni, è stata riportata una categorizzazione dei processi più comuni e frequenti che portano al danneggiamento di tutto ciò che entra in contatto con un ambiente ricco di idrogeno, estratta direttamente dall'ASM "Corrosion:

Fundamentals, Testing, and Protection Handbook” [12]. Il fine è quello di far emergere i fattori che influenzano il comportamento dei materiali maggiormente in uso ed il loro grado di suscettibilità rispetto al livello di concentrazione che questo gas ha all’interno della miscela blended.

1. Infragilimento da idrogeno (con riferimento alla Figura 2):

- a) Infragilimento in un ambiente ad idrogeno: avviene durante la deformazione plastica di leghe che entrano in contatto con l’idrogeno; le proprietà meccaniche peggiorano con l’aumentare del grado di purezza del gas ed il diminuire della velocità di deformazione (in questo caso la duttilità del materiale diminuisce lasciando spazio ad un infragilimento elevato in cui le dislocazioni e gli atomi di idrogeno si muovono insieme ad una velocità tale per cui si crea un percorso verso una cricca fragile);
- b) Frattura da stress da idrogeno: rottura fragile di materiali duttili al di sotto della tensione di snervamento;
- c) Perdita di duttilità in trazione: diminuzione dell’allungamento e riduzione percentuale dell’area; il materiale perde duttilità se la velocità di deformazione diminuisce [13];

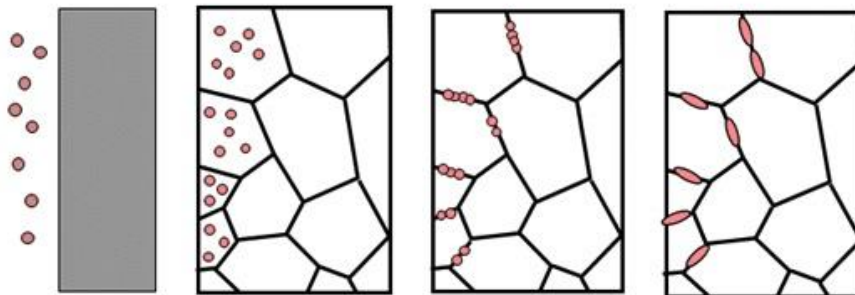


Figura 2: Processo di infragilimento da idrogeno [14]

- 2. **Attacco da idrogeno**: è tipico degli acciai al carbonio e bassolegati; il materiale deve essere esposto per un tempo prolungato ad elevate temperature ed alte pressioni. Come mostrato nella Figura 3, l’idrogeno reagisce con il carbonio entrando o in soluzione nell’acciaio o come carburo, formando

molecole di CH_4 ; ciò genera cricche e fessure, facendo diminuire la tensione di rottura;

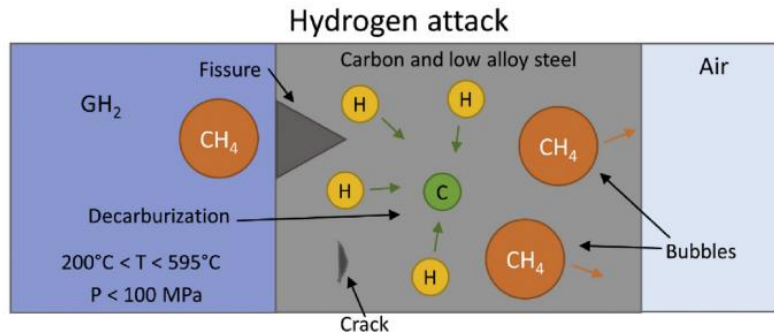


Figura 3: Processo di attacco da idrogeno [15]

3. **Blistering:** si manifesta principalmente in leghe bassolegate; gli atomi di idrogeno si diffondono nei difetti interni e conseguentemente precipitano come idrogeno molecolare (H_2). Come rappresentato in Figura 4, l'accumulo di H_2 che non riesce a migrare per diffusione verso l'esterno provoca un rigonfiamento e l'aumento di pressione creatosi può portare fino al raggiungimento della frattura [16];

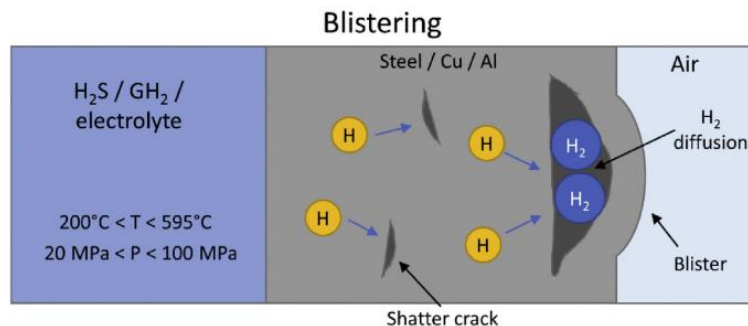


Figura 4: Processo di blistering [15]

4. **Microperforazione:** insorge prevalentemente negli acciai, ad elevate pressioni dell'idrogeno ed in prossimità della temperatura ambiente. Si crea una rete di piccole fessure che favoriscono la permeazione di gas e liquidi;
5. **Degradazione delle proprietà:** negli acciai e nel ferro avviene a temperature prossime a quella ambiente, mentre per le leghe si manifesta a temperature molto più elevate. La velocità di scorrimento (allo stato stazionario) con carico costante aumenta se c'è idrogeno, accelerando il fenomeno del creep;

6. Formazione di idruri metallici: se si creano degli idruri metallici, il materiale si infragilisce, perde le caratteristiche meccaniche e si rompe a causa della precipitazione delle fasi del composto metallico. La formazione degli idruri metallici è dovuta alla presenza di una quantità sufficiente di atomi di idrogeno, i quali si vanno a disporre in prossimità di cavità ed impurità. In questi casi, i composti intermetallici precipitano e quindi si ha la rottura fragile causata dagli idruri; ciò può indurre un meccanismo di propagazione che porta a danni irreversibili (Figura 5). La formazione di idruri è favorita dall'applicazione di carichi e dipende anche dalla temperatura [17].

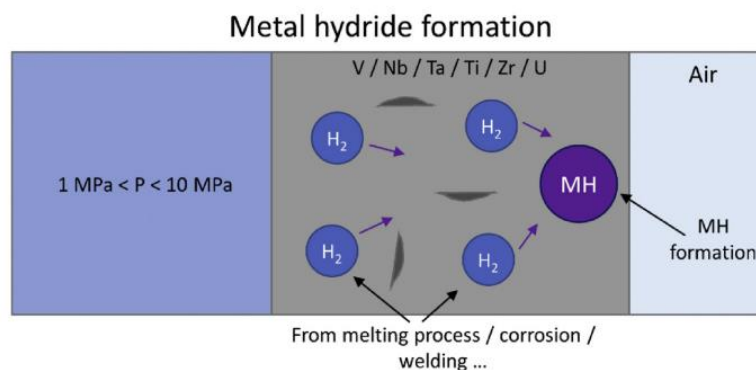


Figura 5: Processo di formazione di idruri metallici [15]

2.2.1. Teorie sul danneggiamento da idrogeno

Per alcuni meccanismi sopra descritti è opportuno dare delle ulteriori spiegazioni delle cause che provocano il danneggiamento da idrogeno, con lo scopo di giustificare e chiarire i processi fisico-chimici che hanno luogo quando questo gas entra in contatto con i materiali sotto analisi.

Con l'aumento della concentrazione di idrogeno, quest'ultimo tende a diffondersi all'interno del materiale, in questo modo la sua pressione interna aumenta gradualmente creando un ambiente che favorisce la crescita di fessure e cricche; questo modello giustifica in maniera esaustiva il *blistering* e la perdita di duttilità [18].

L'assorbimento superficiale dell'idrogeno in prossimità di cricche e difetti fa sì che il lavoro per arrivare a frattura sia ridotto di molto; le tensioni tali per cui ci si ha

una frattura sono minori rispetto ad un ambiente privo di idrogeno. In maniera simile anche la teoria sulla decoesione degli atomi giustifica il meccanismo di frattura da stress da idrogeno [19].

Infine, come illustrato in Figura 6, si può parlare dell'intrappolamento dell'idrogeno ed il conseguente ritardo della diffusività dello stesso; infatti, in presenza di "trappole" e lacune, gli atomi di idrogeno tendono ad occupare questi spazi prima di diffondersi all'interno del materiale. Come si può dedurre, all'aumentare del numero delle trappole, diminuisce la diffusività dell'idrogeno. Queste trappole possono essere mobili come le dislocazioni o stazionarie come i bordi di grano, inoltre sono reversibili se il tempo di occupazione della trappola è breve ed irreversibili se questo tende ad aumentare [20][21][22].

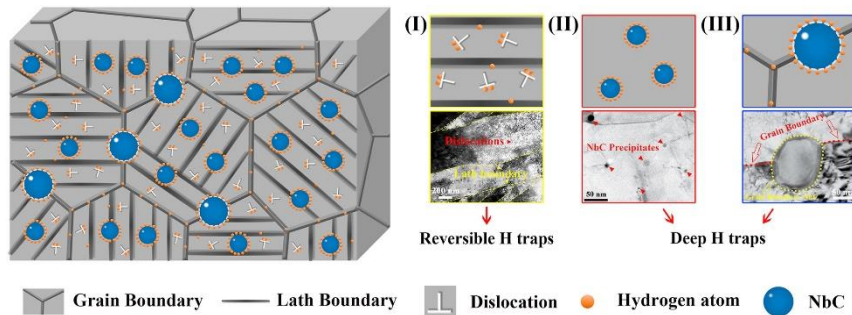


Figura 6: Intrappolamento di idrogeno in un acciaio rinforzato da carburi di niobio (NbC) [23]

2.3. Ricognizione sullo stato dell'arte delle norme, studi e ricerche sugli effetti della miscela

Come risaputo, l'idrogeno è un gas che presenta caratteristiche chimico-fisiche diverse dal gas naturale, per tale ragione la miscela di queste due sostanze deve essere sottoposta ad accurate analisi per evidenziare l'effetto che riversa sui materiali con cui sono state realizzate le infrastrutture già esistenti ed i componenti per i vari usi finali, tenendo sempre conto che le proprietà come densità, potere calorifico, indice di Wobbe, etc variano in funzione della percentuale di idrogeno.

A livello nazionale possiamo vantare una delle principali società di infrastrutture impegnate nella transizione energetica e nella sperimentazione dell'immissione di un mix di idrogeno e gas naturale nella propria rete di trasmissione: si tratta di Snam

S.p.A. [24]. I più recenti tentativi di sperimentazione hanno avuto luogo utilizzando differenti percentuali di composizioni di miscela:

- La prima fase ha previsto l'immissione del 5% di idrogeno [25] in una propria rete di distribuzione al fine di rifornire due complessi industriali nella zona di Contursi Terme, in provincia di Salerno, senza evidenziare particolari criticità o problemi;
- Dopo di che è stata raddoppiata la percentuale, portandola fino al 10% e confermando i risultati ottenuti nel primo caso [26];
- Infine, in un altro comunicato stampa del maggio 2021, SNAM ha annunciato di aver implementato con successo una miscela con il 30% di idrogeno per alimentare i forni di un'acciaieria nei pressi della città di Milano [27].

Le attività di sperimentazione come quelle appena sopracitate sono essenziali per individuare uno standard rivolto allo sviluppo di una norma univoca per tutti. In Italia, a livello normativo, consultando il rapporto recante data aprile 2023, viene fornita una panoramica generale sulle norme ed indagini riguardanti l'aggiunta dell'idrogeno nella rete del gas naturale [28]. Il Decreto Ministeriale 3 giugno 2022 ha aggiornato il Decreto Ministeriale 18 maggio 2018, dove non veniva tenuta in considerazione la presenza di idrogeno nella rete nazionale. Nel particolare, è stato aggiornato l'Allegato A, stabilendo un primo valore limite cautelativo individuato nel 2% in volume; questa scelta è legata al fatto di consentire al più presto l'avvio dell'immissione di idrogeno nelle reti di trasmissione e distribuzione, così come previsto dal PNRR [29]. Tale percentuale è nota per non compromettere le infrastrutture già esistenti; a conferma di ciò vi sono le attività sperimentali di Snam qui sopracitate. La criticità maggiore insorge nei dispositivi per l'utilizzo finale, motivo per il quale si è fissata cautelativamente la percentuale del 2%. Tuttavia, a seguito di verifiche e attività di sperimentazioni, si spera di poter incrementare al più presto il valore di concentrazione di idrogeno all'interno della miscela.

Per presentare un quadro più ampio, la norma europea UNI EN 16726 [30], specifica le caratteristiche di qualità del gas del gruppo H, in cui rientra per l'appunto il gas naturale: qui viene specificato che al momento della stesura della norma non

era possibile definire un valore limite di idrogeno valido per tutti i Paesi europei, rimandando alle norme nazionali di ciascuno. In tale norma vengono ripresi i risultati degli studi del GERG (Gruppo Europeo di Ricerca sul Gas) evidenziando una generale idoneità fino al 10% di idrogeno, lasciando tuttavia alcuni elementi evidenziati da approfondire. Inoltre, sempre nell'ambito del GERG, è stato recentemente avviato il progetto THyGA (Testing Hydrogen admixture for Gas Applications) compreso di 6 pacchetti di lavoro orientati a test e sperimentazioni per individuare i limiti e stabilire gli aspetti di sicurezza che dovranno essere implementati [31].

2.4. Compatibilità della miscela

Come già esaustivamente sottolineato, l'introduzione di una frazione di idrogeno all'interno della rete del gas naturale, richiede un approfondito operato di ricerca, testing e modifiche per far sì che le attività di trasporto, distribuzione e utilizzo finale avvengano in sicurezza. L'entità dell'impatto provocato da questo cambiamento è funzione di diversi fattori, primo dei quali la percentuale di gas utilizzati.

2.4.1. Compatibilità con i componenti

Il campo soggetto al maggior numero di limitazioni e restrizioni è senza alcun dubbio quelle che riguarda gli usi finali della miscela, ovvero le apparecchiature ed i dispositivi che dovranno effettivamente consumare il mix di gas. Una parte degli utilizzatori dovrà subire delle modifiche e degli adeguamenti per garantirne la compatibilità con la miscela, tenendo in considerazione anche il fatto che l'impatto della miscela dipenderà non solo dalla concentrazione di idrogeno, ma anche dallo stato di conservazione degli apparecchi.

Le considerazioni appena fatte, sono applicabili principalmente al settore domestico, mentre per quello industriale, i componenti più critici sono sicuramente le turbine alimentate a gas naturale ed i motori fissi [32].

Nel paragrafo 2.3 si è fatto riferimento al progetto europeo THyGA, fondamentale per l'attività di testing atta ad individuare gli estremi d'uso delle varie apparecchiature già esistenti e gli standard per i futuri utilizzatori. Relativamente ai documenti già disponibili, si tratta di test eseguiti sulle apparecchiature in campo

residenziale. Le sperimentazioni effettuate in laboratorio sono state eseguite con percentuali di gas variabili, anche fino al 60% in volume di idrogeno, per prove sia a breve che a lungo termine. L'obiettivo principale sta nell'identificare l'impatto che l'uso della miscela provoca sulle performance, sulle emissioni, sull'operatività dei dispositivi e sulla sicurezza. Ovviamente l'aspetto più delicato che coinvolge maggiori criticità risulta essere proprio quest'ultimo.

Gli altri pacchetti di lavoro sono dedicati ad altre tematiche correlate come la stesura di protocolli standardizzati per le prove e la certificazione delle apparecchiature, che vede protagonista lo standard europeo denominato EN 437 oppure le misure di adeguamento e mitigazione degli apparecchi già in uso dagli utenti [31].

2.4.2. Compatibilità con i materiali

Per ciò che riguarda i materiali con cui sono realizzati i dispositivi e le infrastrutture che entrano in contatto con l'idrogeno, si può affermare che il loro comportamento è fortemente dipendente da fattori quali il tempo di esposizione, la concentrazione di idrogeno, la temperatura, la pressione, il livello di tensione, i trattamenti termici e la composizione stessa del materiale. I processi di danneggiamento più frequenti sono già stati largamente approfonditi nel paragrafo 2.2 [12].

In linea generale, la maggior parte degli studi, afferma che gli acciai comunemente adottati nella realizzazione della rete del gas naturale (acciai a bassa resistenza come API 5L A, B, X42 e X46), non risentono di particolari fenomeni di degradazione se posti in contatto con l'idrogeno, questo è dovuto principalmente alle condizioni operative a cui lavorano. Aspetto condiviso con altre leghe come quelle di ferro, alluminio e rame [32]. Tuttavia, c'è da porre particolare attenzione ai materiali che vengono aggiunti per conferire determinate caratteristiche meccaniche: carbonio, fosforo, zolfo, manganese, cromo e nichel aumentano la predisposizione all'infragilimento precoce del materiale se entranti in contatto con l'idrogeno.

Focalizzandosi sui serbatoi, si possono citare i materiali plastici. Alcuni tra i più noti in questo specifico ambito sono il polietilene (PE) o il polivinilcloruro (PVC),

che risultano relativamente inerti al contatto con l'idrogeno. Ciononostante, è doveroso precisare che particolari condizioni come quelle di alta pressione, fanno sì che alcuni atomi di H₂, possano diffondersi nelle più piccole cavità preesistenti andando a far emergere fenomeni di invecchiamento precoce. Per ovviare a quest'inconveniente, si utilizzano riempitivi come silice o *carbon black* per diminuire i danni conseguenti al fenomeno del *blistering* [33].

2.4.3. Normativa di riferimento per la compatibilità con le condotte

Attualmente, l'unica normativa internazionalmente riconosciuta sia per la progettazione di nuove condotte per il trasporto di idrogeno sia per la riconversione di condotte progettate originariamente per il trasporto di altri fluidi è il codice americano ASME B31.12 [34]. Non esiste uno standard europeo interamente dedicato ad esso, ma il futuro aggiornamento della norma EN1594 [35] prevede un allegato adibito alla percorrenza su lunghe distanze dell'idrogeno.

La società di infrastrutture energetiche Snam S.p.A [36] ha emanato una nuova sezione della propria normativa interna che fissa le regole per il trasporto di miscele contenenti idrogeno fino al 100% in volume, basandosi per l'appunto sulla norma ASME B31.12 vengono fatte due differenziazioni in base alla quantità di H₂ presente:

- Per percentuali di idrogeno inferiori al 10% in volume non vi è alcuna azione da intraprendere per il trasporto della miscela H₂NG in quanto sia la rete, che gli impianti ed i punti di linea risultano idonei;
- Per percentuali di idrogeno pari o superiori al 10% in volume, l'applicazione dell'"Opzione A" di verifica della rete di gasdotti Snam conferma che quasi tutte le infrastrutture esistenti sono compatibili fino al 100% di idrogeno, anche se in alcuni casi devono essere eseguite delle modifiche.

Specificando la modalità d'approccio dell'"Opzione A", questa prevede che nel caso di progettazione e riconversione di condotte per l'idrogeno, quest'ultime non debbano possedere nessun requisito aggiuntivo riguardanti i materiali, ma che debbano essere rispettate due condizioni:

1. Massimo fattore di utilizzazione pari allo 0,5 (in alcuni casi come per i tubi in acciaio di alto grado il limite diminuisce a 0,4);
2. Introduzione del Material Performance Factor H_f .

Le limitazioni sul fattore di utilizzo del materiale sono legate al fatto che in questo modo i livelli di stress sono troppo limitati per far sì che l'idrogeno generi dei danni sull'acciaio. Inoltre, talvolta, è necessaria una riduzione della massima pressione operativa (MOP) rispetto al caso di trasporto del gas naturale.

2.5. Proprietà fisiche della miscela

Per ciò che concerne le proprietà fisiche della miscela, si possono assumere le considerazioni già fatte per il lavoro di tesi antecedente a questo ed elencate brevemente qui di seguito [4].

In primo luogo, è stata decisa la percentuale dei gas della miscela: una concentrazione pari al 10% in volume di idrogeno si è ipotizzata essere una scelta adeguata a occupare una posizione abbastanza neutrale riguardo alle possibili criticità che possono insorgere.

Il secondo aspetto trattato è stato quello di analizzare l'idealità della miscela: il parametro su cui è stata valutata tale assunzione è il fattore di comprimibilità Z , che per un gas ideale è costantemente pari ad 1, indipendentemente da temperatura o pressione. Appurata l'idealità dei componenti idrogeno e gas naturale (considerato come puro metano) si è constatato che la miscela può essere considerata come un gas perfetto.

Qui di seguito vengono riportate le principali formule delle equazioni utilizzate per il calcolo delle proprietà fisiche della miscela [37]:

$$PM = y_{CH_4} PM_{CH_4} + y_{H_2} PM_{H_2} \left[\frac{kg}{mol} \right]$$

$$R^* = \frac{R}{PM} \left[\frac{J}{kg K} \right]$$

$$\rho = \frac{p}{RT} \left[\frac{kg}{Sm^3} \right]$$

$$x_{CH_4} = y_{CH_4} \cdot \frac{\rho_{CH_4}}{\rho}$$

$$x_{H_2} = y_{H_2} \cdot \frac{\rho_{H_2}}{\rho}$$

$$c_p = x_{CH_4}c_{p,CH_4} + x_{H_2}c_{p,H_2} \left[\frac{kJ}{kg K} \right]$$

$$c_p = \rho(x_{CH_4}c_{p,CH_4} + x_{H_2}c_{p,H_2}) \left[\frac{kJ}{m^3 K} \right]$$

$$PCI = x_{CH_4}PCI_{CH_4} + x_{H_2}PCI_{H_2} \left[\frac{MJ}{kg K} \right]$$

$$PCI = x_{CH_4}PCI_{CH_4} + x_{H_2}PCI_{H_2} \left[\frac{MJ}{Sm^3 K} \right]$$

Dove:

- PM è il peso molecolare;
- y è la frazione molare, coincidente con la frazione in volume in quanto gas perfetto;
- R^* è la costante specifica del gas, mentre R è la costante universale dei gas che vale $R = 8,314 \frac{J}{kgK}$;
- ρ è la densità alle condizioni standard ($p = 1 atm$ e $T = 15 ^\circ C$);
- x è la frazione massica del gas nella miscela;
- c_p è il calore specifico a pressione costante;
- PCI è il potere calorifico inferiore.

Tabella 1: Valori delle proprietà fisiche della miscela al 10% di idrogeno [4]

<i>Proprietà</i>	<i>Simbolo</i>	<i>Valori per CH₄</i>	<i>Valori per H₂</i>	<i>Valori per miscela</i>	<i>U.M.</i>
<i>Frazione molare</i>	<i>y</i>	90	10	100	% mol
<i>Massa molare</i>	<i>PM</i>	0,016	0,002	0,0146	kg/mol
<i>Costante specifica</i>	<i>R*</i>	519,6	4157	569,45	J/kgK
<i>Densità</i>	<i>ρ</i>	0,6769	0,0846	0,6175	kg/Sm ³
<i>Frazione massica</i>	<i>x</i>	98,66	1,34	100	% kg
<i>Calore specificc</i>	<i>c_p</i>	2,24	14,3	2,41	kJ/kgK
<i>Calore specificc</i>	<i>c_p</i>	1,52	1,21	1,49	kJ/Sm ³ K
<i>Potere calorifico inferiore</i>	<i>PCI</i>	51,742	120	52,692	MJ/kg
<i>Potere calorifico inferiore</i>	<i>PCI</i>	35,024	10,153	32,537	MJ/Sm ³

3. Metodologia e caso studio

Il presente lavoro di tesi ha come obiettivo quello di portare avanti lo sviluppo dell'Opzione 2 che prevede la conversione di una piattaforma marina giunta a fine vita in un impianto di stoccaggio di gas naturale e idrogeno. Le attività coinvolgono la progettazione preliminare di una stazione di spinta, dimensionata a partire dai dati della piattaforma e della sealine. La piattaforma è un prototipo virtuale, denominato GREEN1 e modellato appositamente per essere il più simile alla maggior parte delle piattaforme italiane.

3.1. Filosofia di progetto

Come appena illustrato, il seguente elaborato di tesi nasce con l'intento di completare lo studio sul riutilizzo del reservoir di una piattaforma offshore in dismissione come stoccaggio temporaneo per una miscela di idrogeno e gas naturale andando a mettere in luce sia le eventuali criticità incontrate nella progettazione di un design di tipo basic sia i vantaggi che si possono trarre da tale conversione. Alla base della filosofia di progetto ci sono le seguenti idee di sostenibilità:

- Riutilizzo di un'infrastruttura già esistente per il trasporto di gas naturale e riadattata per la miscela con l'ottica di evitare la costruzione di una nuova sealine, la quale richiederebbe uno sforzo economico ed energivoro elevato;
- Lo stoccaggio di una miscela di gas naturale e idrogeno si allinea perfettamente con il panorama di transizione energetica su cui ci si sta indirizzando negli ultimi tempi al fine di rispettare gli accordi presi dagli Stati per ridurre le emissioni inquinanti;
- Il proseguimento del progetto già avviato per la realizzazione dell'Opzione 2 conferisce un significato concreto all'intero studio fissando una conclusione effettiva.

3.2. Metodologia seguita per la progettazione preliminare

Per la progettazione preliminare dello studio sull'ampliamento dell'Opzione 2 di riconversione, sono stati stilati precisi criteri da seguire ripercorrendo il flusso logico del lavoro svolto:

1. Scelta del caso studio: partendo dalle considerazioni già fatte nei precedenti lavori di tesi sullo sviluppo delle tre opzioni, si è proceduto mantenendo lo stesso stile di generalità sul progetto, in modo che potesse essere il più adattabile possibile ad altri casi reali. È stato concepito un impianto in grado di permettere l'iniezione ed il relativo stoccaggio di miscela di gas naturale e idrogeno attraverso una condotta tipica già esistente;
2. Verifica dei limiti di batteria: essendo questo un lavoro focalizzato sull'ampliamento e la conclusione di un progetto già avviato, è stato necessario accertarsi sulla reale possibilità di installare direttamente nell'impianto onshore un elettrolizzatore in grado di elaborare la portata da miscelare con il gas naturale ed i conseguenti parametri di utilizzo;
3. Adattabilità della sealine: la nuova destinazione d'uso della piattaforma coinvolge infrastrutture già esistenti che devono essere sottoposte a verifica e nel caso di criticità adattate;
4. Dimensionamento dei componenti: una volta noti i dettagli tecnici ed i parametri operativi, si è proceduto con una stima delle taglie e delle tipologie di apparecchiature più adatte costituenti l'impianto collegato alla sealine, tenendo anche in considerazione la necessità di definire un sistema di controllo in grado di garantire sicurezza e continuità di processo.
5. Analisi ambientale e di sicurezza: una volta terminata la progettazione del design di tipo basic sono stati valutati gli impatti ambientali e gli eventuali pericoli relativi alla gestione dell'impianto per poi concludere con alcune simulazioni tramite il programma PHAST sui rilasci di miscela.

3.3. Sito di riferimento

Come già specificato nei paragrafi precedenti, la piattaforma introdotta su cui sono stati svolti tutti gli studi delle tre opzioni, non è una struttura reale, ma bensì un prototipo di riferimento assimilabile ad una delle tante piattaforme presenti sul suolo italiano. Pertanto, prima di procedere alla descrizione della progettazione preliminare, è opportuno fornire un quadro completo delle principali caratteristiche di GREEN1 andando a localizzarla in una zona circoscritta.

3.3.1. Piattaforma GREEN1

Qui di seguito viene riportata la descrizione della piattaforma, già presente nei precedenti lavori di tesi nell'ambito del progetto di cui fa parte anche il medesimo elaborato [4][38][39].

Tale piattaforma virtuale denominata GREEN1 è stata localizzata al largo della costa del Mar Adriatico, più precisamente a 18 km dalla terraferma, in un'area compresa tra la città di Ancona e quella di Rimini, dove la profondità del fondale raggiunge i 25 m. Come si può vedere in Figura 7, in questa zona sono raccolte la maggior parte delle piattaforme di produzione di idrocarburi italiane, dedicate principalmente all'estrazione di gas naturale.



Figura 7: Posizione delle piattaforme marine italiane [40]

Essendo un prototipo rappresentante la maggior parte delle piattaforme italiane deve possederne le principali caratteristiche come appunto il fatto di appartenere alla tipologia fissa, con una struttura reticolare del jacket fissata sul fondale, in conseguenza alla ridotta profondità del fondo marino.

Come si può vedere dalla Figura 8, rappresentante una vista laterale di GREEN1, la piattaforma si compone di 4 livelli chiamati *deck*: *weather deck*, *mezzanine deck*, *cellar deck* e *lower deck* più un quinto detto *boat landing* adibito all'attracco delle imbarcazioni per poter permettere lo sbarco e l'imbarco del personale addetto. Il *weather deck* è il deck più ampio con un'area di 440 m² (20 m x 22 m). Delle 138 piattaforme italiane ne sono state tenute in considerazione 89, ovvero quelle adibite all'estrazione di gas naturale: circa 25 di esse hanno un *weather deck* con una superficie compresa tra i 400-500 m², mentre 59 strutture hanno un range compreso tra i 400-1000 m² in quanto presentano anche un *helideck*, spazio dedicato per l'atterraggio degli elicotteri. GREEN1 è dotata di un jacket a 6 gambe, considerando che nel panorama italiano le piattaforme presentano un numero di gambe compreso tra 3 e 8. Infine, il numero di pozzi estrattivi è pari a 4, sempre affine a quello delle strutture a cui deve assomigliare che si aggira tra i 3 ed i 5.

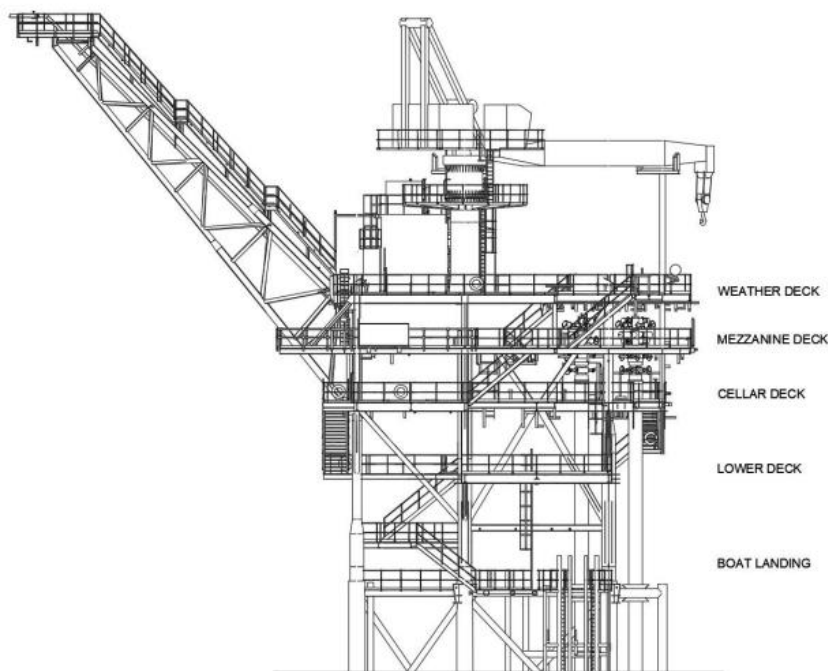


Figura 8: Vista laterale della piattaforma GREEN1 [38]

3.3.2. Posizione dell'impianto onshore

Nota la locazione di GREEN1 è possibile procedere con il posizionamento dell'impianto di spinta per l'iniezione della miscela. Come detto nel paragrafo precedente, la maggior parte delle piattaforme italiane si colloca tra le coste delle Marche e dell'Emilia-Romagna. Come si può riscontrare nella Figura 7, le strutture che si concentrano entro i 20 km dalla costa, sono principalmente in Emilia-Romagna, mentre a scendere nelle Marche le piattaforme si allontanano sempre di più dalla terraferma. In seguito a quest'osservazione, si è ipotizzato di installare l'impianto onshore in prossimità dell'Emilia-Romagna, a qualche km di distanza dalla costa.

Nella Figura 9 è riportata la classificazione sismica della regione Emilia-Romagna suddivisa per comuni e regolamentata dal DGR n. 146 del 06/02/2023 [41]. La zona di nostro interesse è quella delimitata dalla linea rossa, classificata come zona 2. Tale classificazione delle zone è basata sull'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003 [42]. Le zone identificate sono 4 dove la zona 1 è quella con la probabilità maggiore di subire un forte terremoto mentre la zona 4 è la meno pericolosa e soggetta ad un evento sismico.

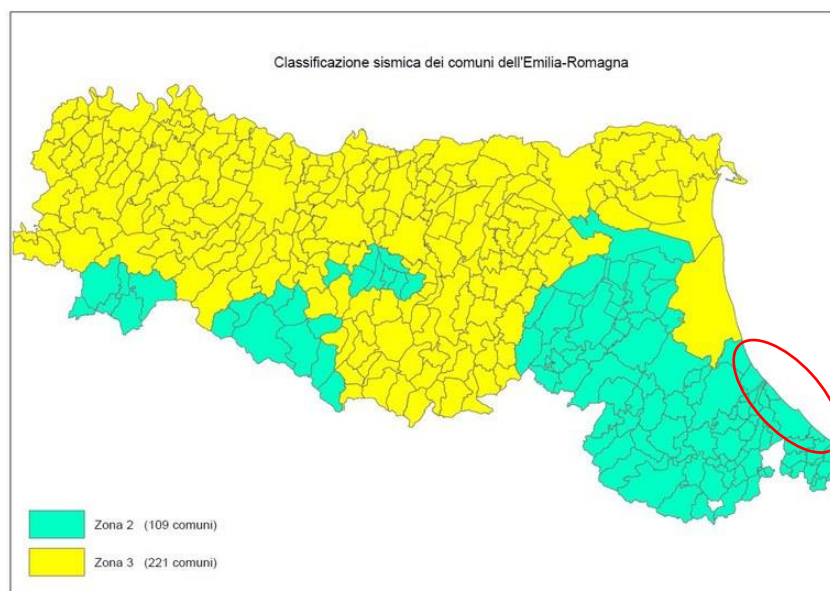


Figura 9: Classificazione sismica dei comuni dell'Emilia-Romagna [43]

4. Basic Design dell'impianto di spinta

Il seguente elaborato di tesi è stato concepito come l'ampliamento e la conclusione del progetto di riconversione dell'Opzione 2 [4], pertanto il punto di partenza per ciò che concerne i parametri operativi e la configurazione del basic design sono strettamente legati ai calcoli già sviluppati in precedenza. Una volta stabilito ciò si è proceduto con un'analisi termofluidodinamica della miscela all'interno della sealine per andare a valutare le perdite di carico durante il trasporto dalla terraferma alla piattaforma e stabilire il valore di pressione che il fluido deve avere all'imbocco della condotta. Una volta collezionati tutti i dati necessari, si è proseguito con il dimensionamento dei componenti; è stato realizzato il diagramma a blocchi dell'impianto utile a descrivere il funzionamento della stazione di spinta e dopo di che sono state scelte le apparecchiature più adatte alle esigenze richieste. Sempre con il fine di redigere uno studio preliminare, sono state descritte le logiche di controllo, selezionati i sistemi di sicurezza e fornite delle considerazioni sulla manutenzione. Nella Figura 10 è rappresentato uno schema dell'approccio metodologico seguito per la progettazione dell'impianto di spinta.

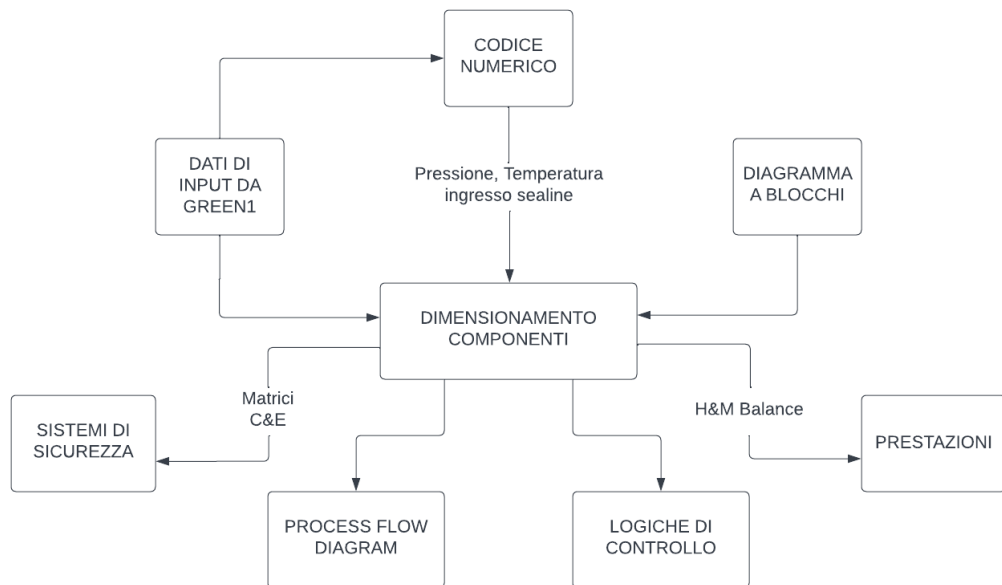


Figura 10: Schema metodologico per la progettazione dell'impianto di spinta

4.1. Diagramma a blocchi

Nella Figura 11 è rappresentato il diagramma a blocchi dell'impianto.

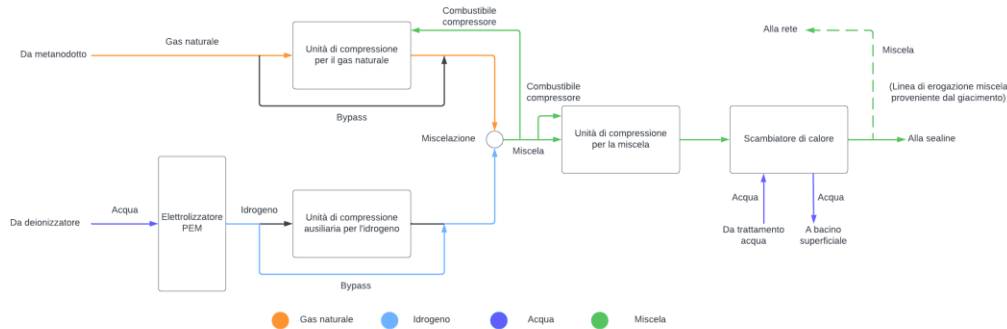


Figura 11: Diagramma a blocchi dell'impianto di spinta

È bene precisare che l'attività di tesi ha previsto l'elaborazione di un sistema caratterizzante la fase di iniezione; per ciò che concerne la fase di erogazione è stata fatta la sola considerazione di prevedere un sistema di valvole a monte della sealine in grado di permettere lo switch tra una fase e l'altra al fine di convogliare il flusso di miscela proveniente dal giacimento verso un sistema di trattamento, se necessario, o direttamente verso la rete nazionale.

Ritornando alla descrizione della fase di iniezione, il flusso di gas naturale raggiunge l'impianto direttamente dalla rete di rifornimento nazionale, in modo da avere a disposizione un gas che non necessita di alcun tipo di trattamento in quanto già anidro e privo di impurezze. Da qui viene indirizzato direttamente all'unità di compressione che lo porterà alla pressione desiderata per la miscelazione con l'idrogeno. In virtù della portata e del salto di pressione da realizzare, è stato scelto un turbocompressore alimentato direttamente con la stessa miscela che viene inviata alla piattaforma. Come si può evincere è stata inserita una linea di bypass che permette al gas naturale di escludere il package di compressione nel caso in cui l'allacciamento al metanodotto sia eseguito tramite delle condotte di 1^a specie e non come il caso in esame dove le condotte sono a media pressione, ovvero di 2^a o 3^a specie [44].

Il flusso di idrogeno viene prodotto da un elettrolizzatore selezionato appositamente in base alla portata richiesta e solo in caso di necessità, inviato ad un

compressore per portare anch'esso alle condizioni volute. Durante il normale funzionamento, il flusso di idrogeno bypassa l'unità di compressione, in quanto il package per la produzione di idrogeno, è in grado di elaborare la portata necessaria allo stato operativo stabilito. Tuttavia, per questa eventuale compressione ausiliaria, si è optato per un elettrocompressore, più adatto alle ridotte quantità di idrogeno rispetto alla maggior portata del gas naturale.

L'ipotesi di produrre idrogeno in prossimità dell'impianto di spinta è solo una delle opzioni realizzabili; un'alternativa può essere quella di utilizzare idrogeno prodotto altrove e trasportarlo direttamente alla stazione offshore tramite apposite pipeline. Nel seguente elaborato di tesi si è lavorato esclusivamente sulla prima modalità e si è presupposto che l'elettrolisi avvenisse tramite energia rinnovabile, nello specifico durante i surplus di produzione di energia elettrica quando la domanda da parte della rete risulta essere minore. In questo modo l'idrogeno prodotto può essere classificato come *green*. Per quanto riguarda l'ipotesi di produrre direttamente l'idrogeno in sito di stoccaggio, al momento non risulta essere un'opzione praticabile visti gli spazi ridotti a disposizione sulla piattaforma, la quantità di gas da produrre e la taglia del sistema di produzione di idrogeno.

Una volta ottenuti i due flussi alle condizioni prestabilite, si può procedere con la miscelazione dei due gas e la successiva compressione fino ad un valore tale che permetta il trasporto in sealine senza problemi e che possa vincere le perdite di carico lungo la condotta.

Avendo dei limiti progettuali legati alle caratteristiche della sealine esistente, risulta necessario diminuire la temperatura della miscela prima che questa venga immessa nella condotta sottomarina e raggiunga la piattaforma; pertanto, l'ultimo componente dell'impianto prima dell'ingresso in sealine sarà uno scambiatore a fasci tubieri alimentato ad acqua, installato per raffreddare il flusso di portata diretta al reservoir esaurito.

Nell'*Allegato 1* sono rappresentati i *Process Flow Diagram – PFD* i quali raffigurano più nel dettaglio tutti i componenti che costituiscono l'impianto di spinta.

4.2. Modi di funzionamento

Nella seguente sezione sono descritte le varie modalità di funzionamento dell'impianto, tenendo in considerazione il coordinamento con l'impianto offshore sulla piattaforma.

4.2.1. Iniezione

Nella fase di iniezione è previsto il prelievo di gas naturale dalla rete nazionale ed il suo miscelamento con la percentuale di idrogeno, dopo di che vi è la compressione di tale miscela e l'invio alla piattaforma attraverso la sealine.

Tale fase è opportuno che coincida con il periodo estivo in quanto la domanda di gas da parte della rete risulta essere ridotta. Per il riferimento annuale, nel progetto di tesi precedente [4], si è scelta come data di inizio per l'iniezione il 1° aprile e una volta trascorsi i sei mesi, terminasse il 30 settembre. Si è tenuto in considerazione che tale arco temporale potesse subire delle modifiche a causa di fattori esterni e che quindi ci fosse la possibilità di passare da una modalità all'altra senza problemi. Ovviamente l'ipotesi di normale funzionamento prevede che l'impianto lavori continuativamente in modalità di iniezione per sei mesi l'anno e dopo di che per i restanti sei si passi alla fase di erogazione, ciò per evitare eccessive sollecitazioni sul giacimento.

4.2.2. Avviamento / Spegnimento

Al primo avvio del sistema o all'avvio del sistema dopo una fermata prolungata, ad esempio per manutenzione, è necessario che tutte le valvole siano contestualmente aperte o chiuse e che tutti i componenti siano funzionanti. Non vi devono essere perdite né lungo la linea principale né sulle linee degli ausiliari.

Le operazioni di allineamento delle valvole manuali devono essere effettuate in sito, mentre il controllo del segnale di uscita dei sensori e la movimentazione delle valvole automatiche possono essere gestiti in remoto.

In caso di spegnimento prolungato e/o manutenzione le valvole di ingresso in sealine vengono chiuse, i turbocompressori (D1-TC-001A/B e D2-TC-001A/B) e l'elettrolizzatore (D1-EL-001) vengono arrestati ed isolati dalla linea, così come

l'elettrocompressore (D1-EC-001) se in moto, lo scambiatore di calore (D3-SC-001) viene isolato, fatta drenare tutta l'acqua e vengono spente le pompe di alimentazione del fluido refrigerante (D3-P-001A/B). Tutte le linee sono depressurizzate ed il gas presente è inviato alla torcia.

4.2.3. Blackout

Il blackout completo si verifica quando vi è un'improvvisa interruzione della fornitura di potenza elettrica dalla rete nazionale. In tali condizioni tutti i carichi elettrici, quali l'elettrolizzatore, l'elettrocompressore, le valvole, il sistema di controllo, etc., non sono più alimentati e il sistema entra in fase di blocco.

Si attiva un sistema alimentato dall'UPS (*Uninterruptible Power Supply*) che riporta la segnalazione di blackout alla sala di controllo e consente di spegnere in modo sicuro il sistema, depressurizzando a torcia e riaccendendo le luci di segnalazione ed i sistemi di telecomunicazione.

Nell'eventualità in cui il sistema non sia in grado di riavviarsi automaticamente una volta risoltosi il blackout, è richiesto l'intervento degli operatori specializzati.

4.3. Parametri operativi dell'impianto

Come già menzionato all'inizio del capitolo, i dati di input necessari al dimensionamento dei componenti dell'impianto, sono strettamente dipendenti dai calcoli già svolti nello studio della progettazione preliminare dell'Opzione 2 [4].

In primis, vanno evidenziate le condizioni operative richieste all'uscita della sealine in arrivo sulla piattaforma, nello specifico i valori di portata e pressione. Durante la fase di iniezione, la pressione in giacimento cresce all'aumentare dei volumi di gas iniettati, ciò fa sì che nell'arco dei 6 mesi, le condizioni operative varino per poter seguire l'andamento del flusso iniettato. Come è stato possibile evincere dall'*Allegato 3 – Heat & Material Balance* nell'elaborato di tesi sull'Opzione 2 [4] e come viene riportato qua di seguito nella Tabella 2, i valori dei parametri di portata e pressione richiesti all'uscita della sealine si differenziano dal primo mese rispetto al sesto. Tali valori sono di fondamentale importanza per andare a stimare in maniera corretta la taglia delle apparecchiature, poiché è necessario

conoscere le condizioni più gravose per poter scegliere con accuratezza un componente.

Tabella 2: Dati operativi del gas in arrivo in piattaforma dalla sealine [4]

<i>Parametro</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Iniezione primo mese</i>	<i>Iniezione sesto mese</i>
<i>Portata</i>	<i>Sm³/h</i>	36498,87	27121,05
<i>Pressione</i>	<i>bar</i>	40	70

Soffermandoci sulla portata di miscela, ci sono alcune considerazioni che è doveroso fare.

È stata mantenuta l'ipotesi di utilizzare una miscela con il 10% in volume di idrogeno, in quanto è ampiamente consolidato che tale concentrazione non crei particolari criticità e che sia un buon punto di partenza per l'avvio della transizione. Pertanto, nella Tabella 3 che segue vengono riportate le quantità dei rispettivi gas, idrogeno e gas naturale, comprensive anche del quantitativo di miscela che sarà necessario per alimentare i turbocompressori.

Tabella 3: Composizione della miscela

<i>Parametro</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Iniezione primo mese</i>	<i>Iniezione sesto mese</i>
<i>Portata miscela</i>	<i>Sm³/h</i>	37600,45	28222,63
<i>Portata gas naturale</i>	<i>Sm³/h</i>	33840,39	25400,35
<i>Portata idrogeno</i>	<i>Sm³/h</i>	3760,06	2822,28

Qui sono riportati entrambi i valori, sia il più basso che il più alto; ovviamente nel momento in cui si andranno a dimensionare i componenti, si terranno in considerazione i volumi di riferimento del primo mese di iniezione in quanto sono quelli massimi raggiungibili nell'arco dei sei mesi.

Adesso si procede analizzando i due flussi separatamente. Partiamo dal gas naturale, considerato come metano puro per comodità di trattazione. La fornitura arriva direttamente dal metanodotto; secondo il D.M. 16 aprile 2008 [44] che

stabilisce la classificazione delle condotte relativamente alla pressione, l'ipotesi fatta è che il valore a cui il gas naturale arriva all'impianto è di 12 bar (condotta di 3^a specie), mentre la temperatura si è ipotizzata di 20 °C (temperatura ambiente). Dopo di che, essendo il gas già trattato, lo si può direttamente comprimere fino ad un valore scelto pari a 30 bar.

Passando ad analizzare l'idrogeno, questo è prodotto dall'elettrolizzatore, scelto in modo tale che sia in grado di fornire un flusso il più privo di impurità possibili e che garantisca una pressione abbastanza elevata; nel seguente caso risulta essere capace di produrre un volume con almeno una pressione pari a quella scelta per il metano, in modo da miscelarli senza alcun problema.

Una volta creata la miscela, si può passare alla vera e propria compressione che sarà necessario effettuare per far sì che il trasporto nella condotta sottomarina avvenga senza problemi. Per sicurezza, è previsto anche un raffreddamento della miscela prima che entri nella sealine, in quanto i limiti di temperatura previsti per il prototipo di condotta non permettono che si superino i 100 °C. Infine, nella Tabella 4 qui di seguito riportata sono raccolti i parametri operativi richiesti all'imbocco della sealine: la pressione è stata calcolata tramite Matlab per assicurare che vengano vinte le perdite di carico lungo tutto il trasporto, mentre la temperatura è stata impostata pari ad un valore consono. Nel paragrafo che segue viene riportato il calcolo eseguito per la determinazione precisa dei parametri qui sotto riportati.

Tabella 4: Condizioni operative all'ingresso della sealine

<i>Parametro</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Iniezione primo mese</i>	<i>Iniezione sesto mese</i>
<i>Pressione</i>	<i>bar</i>	<i>40,1</i>	<i>70,1</i>
<i>Temperatura</i>	<i>°C</i>	<i>50</i>	<i>50</i>

Tutti i flussi di massa sono riportati nel dettaglio nelle tabelle di bilancio termico e materiale (*Heat & Material Balance*) inserite nell'*Allegato 2*.

4.3.1. Analisi termofluidodinamica sul trasporto di miscela in sealine

L'obiettivo di questa analisi è quello di andare a valutare il comportamento della miscela durante il trasporto lungo la condotta sottomarina, modellando il fluido, la sealine e studiando lo scambio termico e la caduta di pressione. In questo modo si possono ottenere i parametri operativi richiesti all'ingresso della condotta sottomarina e dimensionare i componenti dell'impianto di spinta.

4.3.1.1. Condotte sottomarine di riferimento

Così come nello sviluppo delle Opzioni 2 e 3 [4][39], la sealine di riferimento presenta le seguenti caratteristiche raccolte nella Tabella 5:

Tabella 5: Caratteristiche della condotta sottomarina di riferimento [4][39]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Pressione di design</i>	<i>200</i>	<i>bar</i>
<i>Temperatura di design</i>	<i>0-100</i>	<i>°C</i>
<i>Diametro interno</i>	<i>285,7</i>	<i>mm</i>
<i>Spessore pareti</i>	<i>19,1</i>	<i>mm</i>

La condotta risulta essere lunga circa 18 km con un'aggiunta di 2 km sotto la terraferma per collegarsi all'impianto di spinta. La profondità massima che raggiunge in mare è pari a 25 m, appena subito vicino alla costa, per poi risalire una volta giunta in prossimità della piattaforma.

Lo studio è stato eseguito andando a considerare tre tra le principali installazioni attualmente in uso, ovvero:

- Condotta adagiata sul fondale, rivestita di cemento con il fine di appesantirla e renderla più stabile in modo da evitarne il movimento sul fondale dovuto alle correnti marine;
- Condotta fissata al fondale attraverso opportuni sistemi di ancoraggio senza rivestimento in cemento armato;

- Condotta sepolta nel fondale tramite una tecnica nota come *trenching* la quale farà sì che rimanga completamente sepolta sotto la sabbia [45].

4.3.1.2. *Modello termofluidodinamico*

Il **modello fluidodinamico** serve per poter effettuare una stima delle perdite di carico lungo la sealine e per farlo è necessario valutare il comportamento delle proprietà del fluido in funzione dei parametri di pressione e temperatura. Si sono reperiti i dati rispettivamente per il gas naturale (considerato come puro CH₄) e per l'idrogeno, direttamente dal database del NIST (*National Institute of Standards and Technologies*) [46] collezionandoli in base ai range di operabilità di pressione e temperatura. Nello specifico si vanno a valutare:

- La densità;
- La viscosità;
- Il calore specifico;
- La conducibilità termica.

In questo specifico caso, avendo una miscela, per ottenere i valori delle proprietà associati ad essa, sono stati calcolati tramite le frazioni massiche e molari dei due rispettivi fluidi.

Una volta effettuato il calcolo si potrà determinare con precisione il valore di pressione in ingresso alla sealine tale da permettere alla miscela di arrivare in piattaforma alla pressione desiderata.

Focalizzando l'attenzione sul modello fluidodinamico, si è usata l'ipotesi di flusso orizzontale stazionario, turbolento e completamente sviluppato [47]. Verificata l'incompressibilità del fluido attraverso il calcolo del Numero di Mach, si possono calcolare tutti i contributi delle perdite di carico quali:

- Perdite di carico distribuite $h_{Ldistribuite}$;
- Perdite di carico localizzate $h_{Llocalizzate}$ legate alla presenza di valvole, raccordi e curve;
- Perdita di carico legata alla quota geodetica Δ_{pgeod} .

Una volta calcolati tutti i contributi si può stimare la **pressione di ingresso** necessaria a vincere la caduta di pressione lungo la condotta sottomarina, garantendo la pressione in uscita dalla sealine pari a 40 bar nel primo mese di iniezione e 70 bar alla fine del sesto mese.

$$P_{in,sealine} = P_{out,sealine} + h_{Ldistribuite} + h_{Llocalizzate} + \Delta_{pgeod}$$

È emersa la necessità di definire le proprietà della miscela in modo dipendente sia dalla pressione che dalla temperatura; pertanto, oltre al modello fluidodinamico appena descritto è stato necessario implementare anche un **modello termico** per valutare l'andamento della temperatura del fluido. Essendo che appaiono nuovamente le proprietà del fluido, che continuano a dipendere anche dalla pressione, il problema risulta accoppiato e non lineare. Le ipotesi alla base della stima dello scambio termico lungo la sealine sono principalmente due:

1. Le proprietà sono calcolate alla pressione e alla temperatura media;
2. Lo scambio è radiale e a temperatura imposta pari a quella del mare.

Per rappresentare in modo preciso il modello, è stata adottata la formula per calcolare la temperatura considerando la temperatura superficiale imposta. Questa decisione è basata sul fatto che il mare può essere assimilato ad un pozzo termico infinito, in quanto assorbe il calore dalla condotta senza alterare in modo significativo la temperatura dell'acqua marina. Partendo dall'equazione di conservazione dell'energia si ricava l'espressione per valutare la temperatura in uscita [47]:

$$T_{out} = T_{sup} + (T_{in} - T_{sup}) \cdot \exp\left(-\frac{UA_s}{\dot{m}c_p}\right)$$

Dove:

- T_{out} è la temperatura della miscela in uscita;
- T_{sup} è la temperatura superficiale imposta, ovvero la temperatura del mare;
- T_{in} è la temperatura della miscela in ingresso;
- U è il coefficiente di scambio termico;
- A_s è l'area longitudinale della condotta;

- \dot{m} è la portata massica della miscela;
- c_p è il calore specifico a pressione costante della miscela.

Per calcolare le proprietà della miscela, la pressione media è stata stimata tramite l'uso della media aritmetica tra la pressione in ingresso e quella in uscita, mentre la temperatura media è stata calcolata attraverso la media integrale.

Per ciò che riguarda l'equazione del calcolo del coefficiente globale di scambio termico, varia in base alle tre configurazioni di condotte sottomarine analizzate.

Per concludere va sottolineato che per risolvere la non linearità rappresentata dalla dipendenza delle variabili di pressione e temperatura dalle proprietà della miscela e viceversa, è stato necessario adottare un codice con un calcolo iterativo che avanzasse per tentativi risolvendo le equazioni impostate dal problema. Per quanto riguarda lo script Matlab utilizzato per il calcolo delle perdite di carico lungo la sealine si è potuto sfruttare quello usato nella tesi "*Trattamento e trasporto dell'anidride carbonica catturata per lo stoccaggio geologico in giacimenti offshore in dismissione. Progettazione preliminare.*" [45], facente parte dello stesso progetto sulla riconversione delle piattaforme offshore.

4.3.1.3. Risultati

Nelle Figura 12 e Figura 13 vengono raffigurati rispettivamente gli andamenti di pressione e temperatura durante il trasporto della miscela lungo la sealine nei tre casi:

1. Caso 1: condotta marina posata con rivestimento in cemento;
2. Caso 2: condotta marina ancorata al fondale;
3. Caso 3: condotta marina sepolta nel fondale.

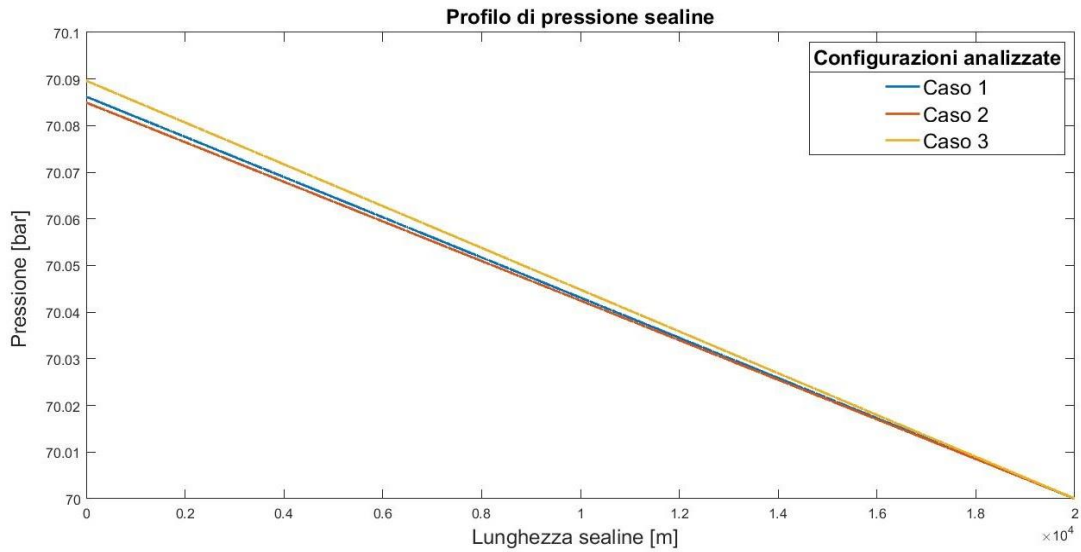


Figura 12: Distribuzione di pressione lungo la sealine

Le perdite di carico sono state calcolate per il caso in cui la pressione risulta essere massima e come si può evincere dalla figura sono molto ridotte; nel caso peggiore, quello di condotta marina sepolta nel fondale, raggiungono un valore di circa 0,1 bar. Pertanto, non costituisce un vincolo importante ai fini della realizzazione del sistema. Tale valore di perdita di carico è stato tenuto in considerazione durante il dimensionamento dell'impianto.

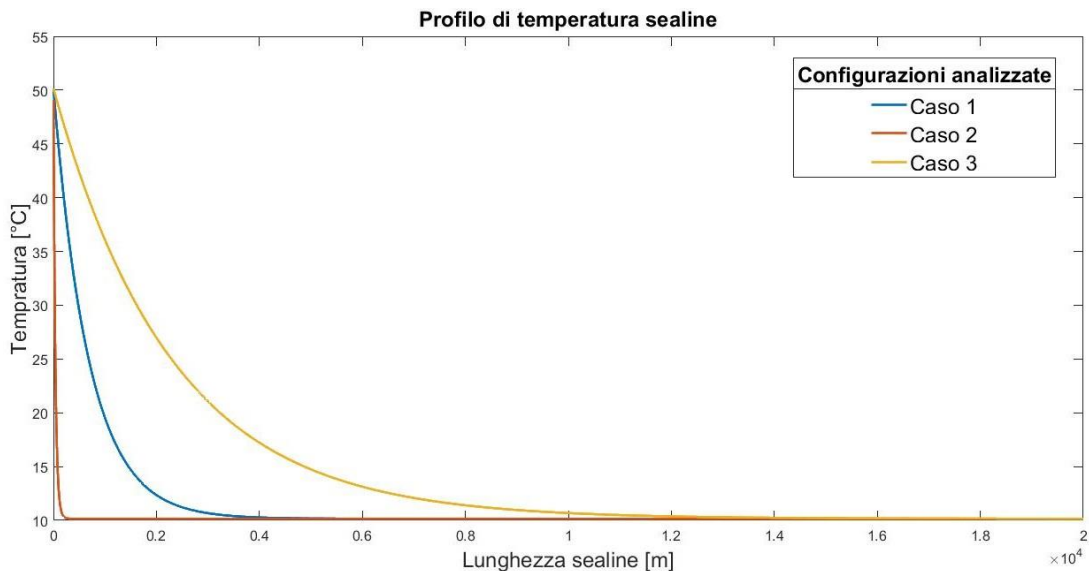


Figura 13: Distribuzione di temperatura lungo la sealine

Per ciò che riguarda l'andamento della temperatura lo scambio termico è tale da raffreddare la miscela fino alla temperatura del mare, già nelle prime centinaia di

metri, soprattutto nel caso di condotta marina ancorata al fondale. Come temperatura del mare è stato scelto un valore pari a 10 °C, visto che secondo le stazioni meteorologiche le temperature minime registrate nel Mar Mediterraneo nelle stagioni più fredde si aggirano attorno ai 12-13 °C.

4.4. Dimensionamento dei componenti

Una volta noti tutti i parametri operativi necessari esplicitati nel paragrafo 4.3, si può procedere con il dimensionamento degli equipment che compongono il sistema.

4.4.1. Elettrolizzatore

Oggi giorno uno dei metodi più sostenibili per la produzione di idrogeno risulta essere il processo di **elettrolisi**, dove attraverso l'applicazione diretta di corrente agli elettrodi si possono scindere le molecole di acqua in idrogeno e ossigeno. Si parla di idrogeno "verde" nel momento in cui l'energia usata per scomporre le molecole di acqua deriva da una fonte rinnovabile come potrebbe essere il solare oppure l'eolico.

L'elettrolisi è un processo che ha luogo all'interno di una cella elettrochimica. Questa cella è costituita da tre elementi principali: due elettrodi, il catodo e l'anodo, collegati ad una fonte di corrente, ed un elettrolita, elemento che diversifica i vari tipi di elettrolizzatori e consente il trasferimento di ioni. Al catodo si verifica la reazione di riduzione, mentre all'anodo si verifica quella di ossidazione [48].

Le tecnologie di elettrolisi più comuni ed usate sono principalmente quattro e sono rappresentate nella Figura 14:

- Cella alcalina (AEL);
- Cella a membrana a scambio protonico (PEMEL);
- Cella a membrana a scambio anionico (AEMEL);
- Cella ad ossidi solidi (SOEL).

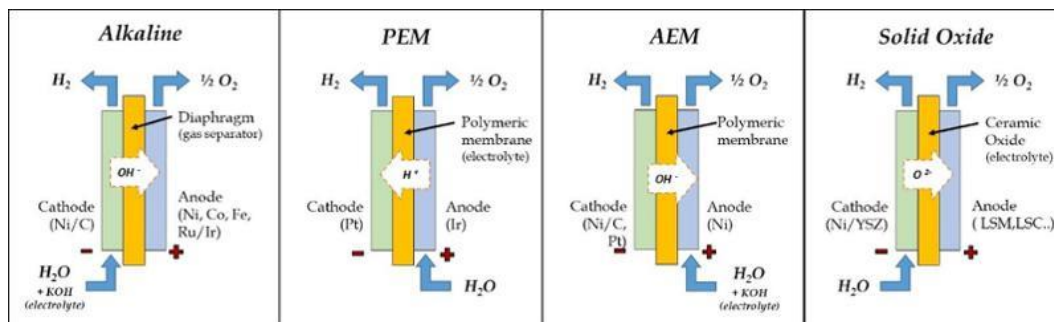


Figura 14: Tipologie di elettrolizzatori [49]

Per quanto riguarda il seguente progetto si è incentrata una valutazione sulle prime due tipologie in quanto sono le più sviluppate e diffuse sul mercato attuale.

Negli **elettrolizzatori alcalini**, gli elettrodi sono di materiale metallico, immersi in un elettrolita liquido, solitamente composto da una soluzione acquosa come l'idrossido di potassio (KOH) o l'idrossido di sodio (NaOH). Gli ioni OH^- vengono trasferiti tra catodo ed anodo a temperature relativamente basse, tra i 60-80 °C. L'idrogeno e l'ossigeno restano separati grazie ad un diaframma permeabile all'elettrolita, rispettivamente al lato catodico e anodico. Infine, i due flussi di gas uscenti dagli elettrodi sono inviati a due separatori liquido-vapore, dove l'elettrolita residuo viene ricircolato mentre i gas possono essere ulteriormente purificati ed inviati ai rispettivi usi finali.

Gli **elettrolizzatori a membrana a scambio protonico** si basano sull'impiego di un elettrolita costituito da una membrana polimerica che funge da diaframma ed in presenza di acqua permette il trasferimento di protoni (ioni H^+), garantendo una presenza quasi nulla di ossigeno nel flusso di idrogeno prodotto. Questa membrana è caratterizzata da un'alta conduttività ionica, una buona stabilità chimica e meccanica ed è permeabile all'acqua. Solitamente è realizzata in Nafion, un polimero sintetico, in questo modo si elimina il rischio associato all'impiego di sostanze corrosive come il potassio. Anche in questo caso il funzionamento è a basse temperature, 50-100 °C, e la struttura è estremamente compatta.

Sia l'elettrolisi alcalina sia quella a membrana a scambio protonico, sono due valide soluzioni, entrambe con i propri vantaggi e svantaggi: ambedue operano a temperature medio/basse che si aggirano attorno agli 80 °C e con efficienze dell'ordine del 60%. Se da un lato la tecnologia alcalina è la più matura in ambito

commerciale, d'altra parte l'elettrolisi a membrana a scambio protonico ha degli aspetti positivi molto interessanti:

- La compattezza dei moduli dovuta all'uso di un elettrolita solido;
- L'avvio a freddo molto rapido;
- Una maggior flessibilità che permette un miglior accoppiamento con sistemi dinamici e periodi di lavoro intermittenti;
- Un'elevata purezza dell'idrogeno prodotto che evita l'uso di trattamenti successivi alla produzione [50].

In virtù delle caratteristiche appena elencate, si è ipotizzato di selezionare quest'ultima tecnologia per il presente progetto di lavoro, andando ad eseguire un calcolo preliminare per il dimensionamento dell'impianto di cui si ha bisogno.

La portata maggiore di idrogeno che deve essere prodotta, ricade nel primo periodo della fase di iniezione, avendo la necessità di fornire 3761 Sm³/h (equivalenti a 3565 Nm³/h). Nella Tabella 6 sono raccolti i dati relativi ad un elettrolizzatore individuato sul mercato mentre in Figura 15 vi è una rappresentazione grafica dell'impianto per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia con membrana a scambio protonico [51]:

Tabella 6: Dati relativi all'elettrolizzatore di tecnologia PEM

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Portata prodotta</i>	<i>3936</i>	<i>Nm³/h</i>
<i>Consumo energetico medio</i>	<i>4,5</i>	<i>kWh/Nm³</i>
<i>Potenza nominale</i>	<i>17712</i>	<i>kW</i>
<i>Contenuto H₂O nel H₂</i>	<i><5</i>	<i>ppmv</i>
<i>Pressione di erogazione</i>	<i>30</i>	<i>bar</i>
<i>Temperatura di erogazione</i>	<i>80</i>	<i>°C</i>
<i>Lunghezza plant layout</i>	<i>35</i>	<i>m</i>
<i>Larghezza plant layout</i>	<i>15</i>	<i>m</i>

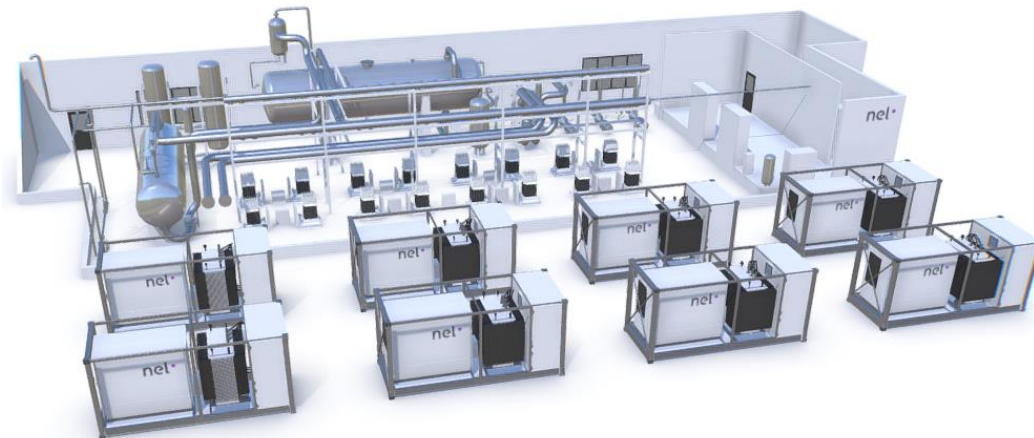


Figura 15: Rappresentazione di un impianto per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia PEM [51]

Per quanto concerne la portata di acqua deionizzata necessaria a produrre la quantità massima prevista di idrogeno verde, è stata stimata pari ad un valore di 0,88 l/s, ad una pressione di 2 barg ed una temperatura di 15 °C [52]. A riguardo della portata di ossigeno generato durante l'elettrolisi, si è ipotizzato che venga rilasciata in atmosfera tramite un vent così come riscontrato nell'indagine in letteratura.

Il documento a cui fare riferimento per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto è il recentissimo Decreto Ministeriale entrato in vigore il 7 luglio 2023 [53]. Vengono classificati gli impianti in funzione delle pressioni di esercizio dell'idrogeno; il range in cui rientra il sistema in esame è il secondo, il quale va da 0,5 barg fino ad una pressione di 50 barg. Qui di seguito è fornito un elenco puntato dei componenti principali di cui tipicamente sono costituiti tali impianti:

- Elettrolizzatore;
- Serbatoio tampone;
- Sistema di compressione;
- Stoccaggio di idrogeno;
- Gruppo di riduzione e stabilizzazione della pressione;
- Stazione di scaricamento (baie di carico);
- Tubazioni di collegamento (elementi di connessione tra gli elementi sopra citati per il trasferimento dell'idrogeno);

- Area sosta per i carri bombolai;
- Locali destinati a servizi accessori.

4.4.2. Unità di compressione di gas naturale

La funzione del **package di compressione** è quella di aumentare la pressione del gas naturale prelevato dalla rete per portarlo ad un valore tale da permetterne la miscelazione con l'idrogeno ed effettuare il trasporto della miscela fino al giacimento.

Alla base del dimensionamento dei compressori è necessario conoscere le portate giornaliere e le pressioni di ingresso e uscita a cui la macchina operatrice deve lavorare.

Le tipologie più frequentemente utilizzate nelle centrali di stoccaggio possono essere di tipo alternativo o centrifugo, solitamente bistadio o multistadio [54].

I **compressori alternativi** vengono impiegati preferibilmente per portate limitate e pressioni di mandata elevate; inoltre, in questo caso la portata è pulsante; quindi, è necessario installare dei polmoni smorzatori per ridurre le pulsazioni del gas e diminuire sia le sollecitazioni sulle tubazioni sia i livelli di rumorosità del compressore stesso.

I **compressori centrifughi** vengono adottati per portate maggiori e limitati rapporti di compressione. È proprio su quest'ultima tipologia che ricade la scelta per il presente progetto. Nella Figura 16 è rappresentato un turbocompressore centrifugo il cui il fluido entra in direzione assiale al centro di essa mentre la direzione di uscita dalla girante è radiale.

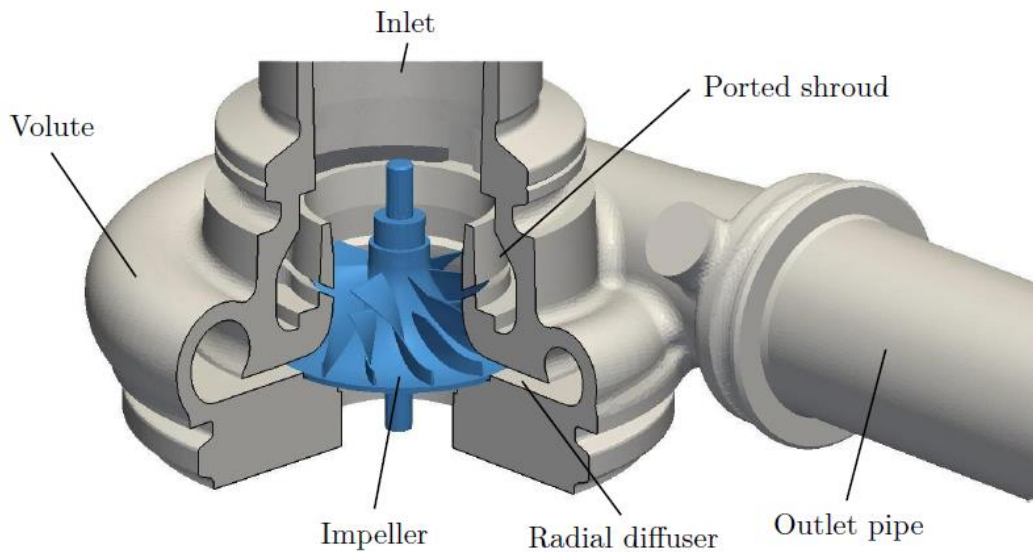


Figura 16: Schema generico di un turbocompressore centrifugo [55]

Il compressore centrifugo si presta molto bene ad essere accoppiato con una turbina a gas che lo alimenti. Un ulteriore vantaggio è legato alla regolazione della macchina: durante l'intero arco temporale dei 6 mesi la portata e la pressione di mandata variano con il passare del tempo. Nella fase iniziale il package di compressione deve elaborare la portata massima; man mano che si procede con l'iniezione di gas nel giacimento, la pressione dello stesso aumenta e la portata da elaborare si riduce. In questo modo il turbocompressore può gestire questa regolazione in maniera semplice ed efficace.

Cautelativamente, la pressione minima all'ingresso del compressore è impostata pari a 12 bar, tipico valore a cui può essere fornito il gas naturale a media pressione da condotte di 2^a o 3^a specie. Si è ritenuto opportuno dimensionare il primo package di compressione per il solo gas naturale con una pressione massima di 30 bar. Per ciò che riguarda le portate, queste oscillano da un valore massimo di 33841 Sm³/h nel primo periodo della fase di iniezione fino a diminuire ad un valore di 25401 Sm³/h raggiunta la fine dei 6 mesi.

Prendendo atto delle seguenti considerazioni, è stata svolta una prima analisi sui principali fornitori di turbocompressori per individuare un package che soddisfi al meglio i requisiti richiesti per tutta la durata della fase di iniezione. Nella Tabella 7 vengono riportate le principali caratteristiche delle specifiche delle macchine turbina e compressore necessarie:

Tabella 7: Dati tecnici package turbocompressore per il gas metano [56]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Max. total head</i>	209	<i>kJ/kg</i>
<i>Efficienza</i>	24,3	<i>%</i>
<i>Lunghezza</i>	9,6	<i>m</i>
<i>Larghezza</i>	4,2	<i>m</i>
<i>Altezza</i>	4,2	<i>m</i>
<i>Peso</i>	15294	<i>kg</i>

Per ciò che riguarda le dimensioni ed il peso, questi valori sono stati maggiorati cautelativamente del 20% per tenere in considerazione i collegamenti idraulici ed eventuali componenti accessori.

Come già accennato nel paragrafo 4.1, le turbine sono alimentate dalla stessa miscela quindi una volta eseguita la miscelazione di gas naturale ed idrogeno, una parte verrà deviata ed utilizzata per alimentare i turbocompressori. Considerando che si è prevista l'installazione di due package di compressione identici operanti in parallelo al 50%, si calcola una portata di combustibile per ognuno di essi pari a 170 kg/h, dunque 340 kg/h per entrambi i package, corrispondente all'1,5 % della miscela totale.

4.4.3. Unità di compressione idrogeno

Così come per il gas naturale, è stata predisposta un'**unità di compressione** anche per l'idrogeno. In base alla tecnologia di elettrolisi selezionata, il flusso di H₂ presenta una pressione di mandata pari a 30 bar, coincidente con quella del flusso di gas naturale post compressione. Di fatto, avendo i due flussi al medesimo valore di pressione, questi possono essere già miscelati, senza incorrere in un'ulteriore fase di compressione per l'idrogeno. Tuttavia, si è scelto di installare lo stesso un'unità di compressione, nell'eventualità in cui vengano modificate le condizioni operative oppure ci sia una qualche necessità particolare. Nel caso di normale funzionamento, il flusso di idrogeno escluderà il compressore passando lungo una linea di bypass.

Come già descritto nel paragrafo 4.4.2, nelle centrali di stoccaggio l'alternativa ai compressori centrifughi, risulta essere quella di compressori alternativi (orizzontali, verticali a "V"). Tendenzialmente sono impiegati quando le portate non sono eccessivamente grandi e le pressioni di mandata sono elevate; nel presente caso si parla di una portata volumetrica massima di 3761 Sm³/h. Tuttavia, un aspetto negativo è che essendo la portata di un compressore alternativo di tipo pulsante, è necessario installare polmoni smorzatori per ridurre le pulsazioni del gas sia sulla mandata che sull'aspirazione del compressore, in modo da diminuire le sollecitazioni sui tubi e i livelli di rumorosità del compressore stesso.

Nell'eventualità in cui i livelli di pressione e portata previsti consentano l'utilizzo sia di compressori centrifughi sia alternativi, la soluzione ottimale va ricercata anzitutto sulla base della flessibilità del compressore. I compressori alternativi generalmente soddisfano meglio questo requisito mantenendo nel medesimo tempo rendimenti più elevati dei compressori centrifughi. Ciononostante, l'adattabilità complessiva della centrale di compressione dipende da vari fattori quali la configurazione scelta, il numero di moduli utilizzati, la tipologia dei motori, ecc.

Infine, i motori che azionano i compressori possono essere di tipo elettrico, a velocità di rotazione costante o variabile oppure motori a combustione interna con alimentazione a gas, in particolare a turbina per i compressori centrifughi. A differenza delle applicazioni offshore dove l'alimentazione con un motore elettrico è più difficoltosa, nell'impianto a terra non insorge questo tipo di problema e anzi la scelta di questo tipo di azionamento fa sì che la regolazione della macchina sia fatta facilmente modificando la velocità di rotazione del motore elettrico agendo sul punto di massima efficienza della caratteristica ottimizzando la potenza richiesta [54].

Effettuata una ricerca sul mercato odierno, qui di seguito viene riportata la Tabella 8 in cui sono illustrati i dati relativi ad un **elettrocompressore alternativo** per l'idrogeno:

Tabella 8: Dati tecnici package elettrocompressore per l'idrogeno [57]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Potenza</i>	55	<i>kW</i>
<i>Range di velocità</i>	500-1800	<i>rpm</i>
<i>Massima pressione di erogazione</i>	100	<i>bar</i>
<i>Lunghezza</i>	2,09	<i>m</i>
<i>Larghezza</i>	0,56	<i>m</i>
<i>Altezza</i>	1,39	<i>m</i>

Anche in questo caso, le dimensioni sono state maggiorate di un 20% per tenere in considerazione eventuali collegamenti e componenti accessori.

4.4.4. Miscelazione

Una volta ottenuti i due flussi alle condizioni stabilite, è possibile eseguire la miscelazione. Le modalità per ottenere la miscela sono molteplici, dai miscelatori statici/dinamici ai sistemi di dosaggio automatico, ma per il caso in questione si è optato per una **valvola di controllo a tre vie di flusso proporzionale**. Questo è un sistema semplice, già applicato in alcuni casi reali [58] ed è in grado di regolare entrambi i flussi grazie alla gestione da parte di un sistema di controllo che monitora la composizione in tempo reale agendo su un attuatore proporzionale elettrico che regola la posizione della valvola in risposta ai segnali di controllo.

4.4.5. Unità di compressione miscela

Una volta effettuata la miscelazione del gas naturale e dell'idrogeno, si può procedere con l'ultimazione dell'aumento di pressione della miscela. Quest'ultimo stadio di compressione è quello che permetterà il trasporto lungo la sealine fino all'arrivo in piattaforma, dove in base al periodo, subirà un'ulteriore compressione fino al valore desiderato.

Come nel caso della compressione del gas naturale, visti i volumi in gioco ed i salti di pressione che devono essere eseguiti, si è optato di scegliere un **compressore**

centrifugo trainato da una turbina a gas alimentata anch'essa dalla stessa miscela. Infatti, il dimensionamento della macchina operatrice è stato fatto tenendo in considerazione i parametri operativi più gravosi: la pressione di ingresso è fissata a 30 bar mentre il valore di erogazione massimo coincide con la fine della fase di iniezione e risulta essere pari 70,1 bar. Tale valore è già comprensivo delle perdite di carico calcolate tramite il codice di Matlab. La portata massima elaborata risulta essere identificata nel primo mese ed è pari a 37601 Sm³/h.

A fronte di queste considerazioni, il package di compressione è identico a quello individuato per il gas naturale e nella Tabella 9 vengono nuovamente riportati i dati di targa:

Tabella 9: Dati tecnici package turbocompressore per la miscela [56]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Max. total head</i>	209	<i>kJ/kg</i>
<i>Efficienza</i>	24,3	<i>%</i>
<i>Lunghezza</i>	9,6	<i>m</i>
<i>Larghezza</i>	4,2	<i>m</i>
<i>Altezza</i>	4,2	<i>m</i>
<i>Peso</i>	15294	<i>kg</i>

Anche in questo caso, si è scelto di installare in parallelo due package di compressione uguali funzionanti entrambi al 50%. Questa scelta progettuale contribuisce a garantire una maggiore disponibilità del sistema poiché un eventuale malfunzionamento o un blocco imprevisto di un sistema non comprometterebbe la funzionalità dell'intero impianto visto che un singolo package di compressione è in grado di elaborare l'intera portata di miscela.

Per quanto riguarda la quantità di miscela che alimenta i bruciatori delle turbine, tenendo in considerazione di alimentare due package di compressione al 50% della potenza, il consumo massimo di combustibile risulta essere pari a circa 170 kg/h per

ciascun compressore per un totale di 340 kg/h di miscela, corrispondente a poco meno del 1,5% dell'intera portata di miscela.

4.4.6. Scambiatore di calore

All'uscita del compressore, potrebbe essere necessario diminuire la temperatura della miscela per rispettare i limiti meccanici di una tipica condotta sottomarina. Di fatto, il range di temperature di lavoro ipotizzato per la sealine di riferimento va da un valore di 0 °C fino ad un massimo di 100 °C. Secondo alcuni calcoli preliminari che sono stati svolti per il dimensionamento, le temperature massime raggiungibili nel caso più critico possono arrivare fino a 140 °C. Onde evitare danneggiamenti e limitare al massimo gli stress lungo la percorrenza tra l'impianto onshore e la piattaforma, si è scelto di installare uno **scambiatore di calore a fascio tubiero** utilizzando acqua come fluido refrigerante (un esempio nella Figura 17).

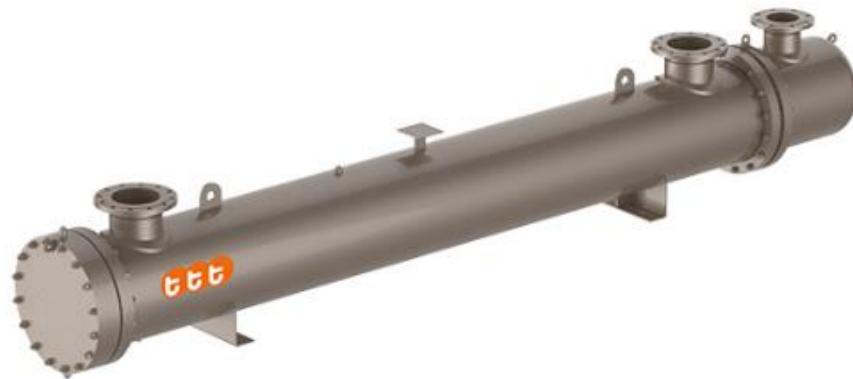


Figura 17: Scambiatore di calore a fascio tubiero e mantello [59]

I primi parametri fondamentali che si devono impostare per il corretto dimensionamento di uno scambiatore di calore sono le temperature. In particolare modo, nel seguente caso il criterio di progetto fondamentale è uno: ottenere una temperatura della miscela compatibile con la sealine. Per quanto riguarda la temperatura del fluido refrigerante, in questo caso acqua, in uscita è stata impostata pari ad un valore di 35 °C. Nella Tabella 10 sono riportate le temperature operative impostate:

Tabella 10: Temperature operative dei fluidi dello scambiatore di calore

<i>Fluido</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Temperatura in ingresso</i>	<i>Temperatura in uscita</i>
<i>Miscela</i>	°C	140	50
<i>Acqua</i>	°C	20	35

Una volta stabilito ciò, è stato possibile calcolare il flusso termico da rimuovere e la conseguente portata di acqua da utilizzare.

La formula per il flusso termico da rimuovere è:

$$\varphi_{miscela} = \dot{m}_{miscela} \cdot c_{p,miscela} \cdot (T_{out,miscela} - T_{in,miscela})$$

Dove:

- $\dot{m}_{miscela}$ è la portata massica della miscela espressa in kg/s;
- $c_{p,miscela}$ è il calore specifico a pressione costante della miscela espresso in kJ/kgK;
- $T_{in,miscela}$ e $T_{out,miscela}$ sono rispettivamente le temperature della miscela all'ingresso e all'uscita dello scambiatore espresse in °C.

In questo specifico caso è stato calcolato un valore di potenza termica massima da asportare pari a circa 987 kW, corrispondente alla fine della fase di iniezione, in quanto in questo periodo la miscela raggiunge i valori massimi di pressione e di conseguenza alla fine di tale trasformazione raggiungerà i massimi stress termici.

Calcolato ciò, si può procedere con la valutazione della portata di acqua da utilizzare tramite la seguente formula:

$$\dot{m}_{H2O} = \frac{\varphi_{miscela}}{\eta_{SC} \cdot c_{p,H2O} \cdot (T_{out,H2O} - T_{in,H2O})}$$

Dove:

- \dot{m}_{H2O} è la portata massica di acqua da utilizzare per raffreddare la miscela espressa in kg/s;
- η_{SC} è l'efficienza di scambio termico ipotizzata pari al 75%;

- $c_{p,H2O}$ è il calore specifico a pressione costante dell'acqua espresso in kJ/kgK:
- $T_{in,H2O}$ e $T_{out,H2O}$ sono rispettivamente le temperature dell'acqua all'ingresso e all'uscita dallo scambiatore di calore espresse in °C.

Effettuando il calcolo si ottiene una portata massima di acqua pari a circa 21 l/s.

Per effettuare un dimensionamento adeguato a identificare uno scambiatore di calore che offra la massima garanzia sul campo, sarebbe opportuno svolgere una più precisa analisi di scambio termodinamico al fine di realizzare un prodotto su misura in base alle esigenze richieste. Tuttavia, vista la natura preliminare di questa prima fase di progettazione, è stata semplicemente eseguita una ricerca di mercato, individuando svariati modelli idonei. Nella Tabella 11 vengono indicate le principali caratteristiche del componente selezionato mentre nella Figura 18 è rappresentato uno schema che riassume il suo funzionamento:

Tabella 11: Parametri operativi dello scambiatore di calore [59]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Portata fluido gas</i>	<i>20100</i>	<i>kg/h</i>
<i>Pressione di design</i>	<i>100</i>	<i>bar</i>
<i>Temperatura di lavoro massima</i>	<i>500</i>	<i>°C</i>
<i>Diametro</i>	<i>0,65</i>	<i>m</i>
<i>Lunghezza</i>	<i>6,1</i>	<i>m</i>

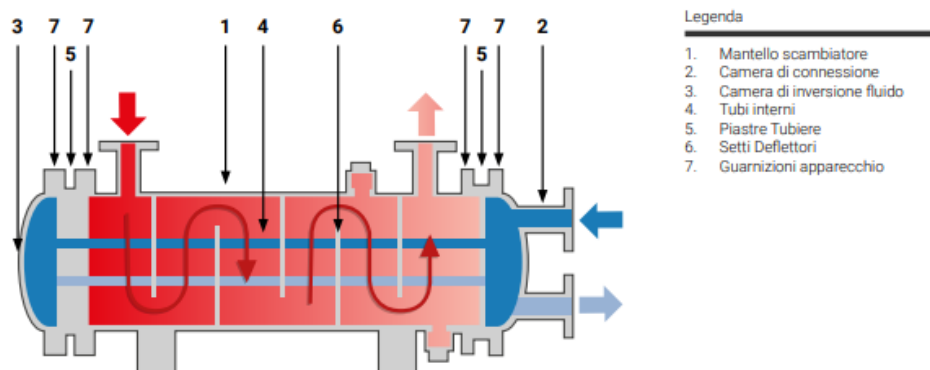


Figura 18: Schema di funzionamento scambiatore di calore [59]

4.4.7. Connessione con la piattaforma

In linea con ciò che è già stato esposto nella tesi sulla progettazione dell'Opzione 2 [4], la piattaforma GREEN1 pre-conversione è connessa con la terraferma tramite una sealine per trasportare gli idrocarburi estratti dal giacimento. Tenendo presente la nuova finalità della piattaforma, si prevede di riutilizzare nuovamente la condotta sottomarina per inviare la miscela alla piattaforma. A conferma di ciò, qui sotto si evidenziano le principali constatazioni che ne hanno permesso il suo riutilizzo:

- Un'accurata indagine sui materiali principalmente utilizzati nella filiera del gas proposta nel capitolo 2 ha accertato la compatibilità tra materiali e idrogeno;
- L'attività di verifica della società di trasporto Snam, la quale ha adattato la propria normativa interna al codice ASME B31.12 e che ha permesso di accertare che gran parte delle condotte costruite per il gas naturale sono compatibili anche per l'idrogeno;
- L'analisi termofluidodinamica con la quale sono state calcolate le perdite di carico lungo la sealine ha evidenziato l'assenza di criticità durante il trasporto della miscela con cadute di pressione molto ridotte.

Nella Tabella 12 sono raggruppate le principali generalità sulle condotte di questa tipologia:

Tabella 12: Dati tecnici della sealine già esistente [4]

<i>Variabile</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
<i>Pressione di design</i>	200	<i>bar</i>
<i>Temperatura di design</i>	0-100	°C
<i>Diametro interno</i>	285,7	<i>mm</i>
<i>Spessore</i>	19,1	<i>mm</i>

4.4.8. Gruppo statico di continuità

Il gruppo statico di continuità è un dispositivo elettrico che serve a mantenere costantemente alimentati tutti quei componenti elettrici che non possono arrestarsi in maniera repentina e/o per ovviare ad improvvise anomalie della fornitura elettrica normalmente utilizzata. Nell'eventualità di un guasto ad alcuni componenti per l'alimentazione elettrica o di un improvviso blackout della rete elettrica interviene l'UPS. Le sue funzioni principali sono:

- Qualora si renda necessario, il gruppo di continuità consente di mantenere attivi i sistemi di controllo (pannello di controllo) e di sicurezza (sistema antincendio, rilevatori F&G e ESD) per tutta la durata necessaria a spegnere l'impianto in modo regolare e portare il sistema in condizioni di sicurezza;
- Al fine di continuare a comunicare le informazioni alla sala di controllo, il servizio di telecomunicazione deve rimanere attivo; in questo modo si può proseguire la fase di monitoraggio anche durante un blackout o un malfunzionamento.

4.4.9. Riepilogo

Qui di seguito sono nuovamente proposti i due schemi a blocchi dell'intero sistema con indicati i relativi parametri operativi di portata, pressione e temperatura, rispettivamente per la fase iniziale dell'iniezione (Figura 19) e quella finale (Figura 20).

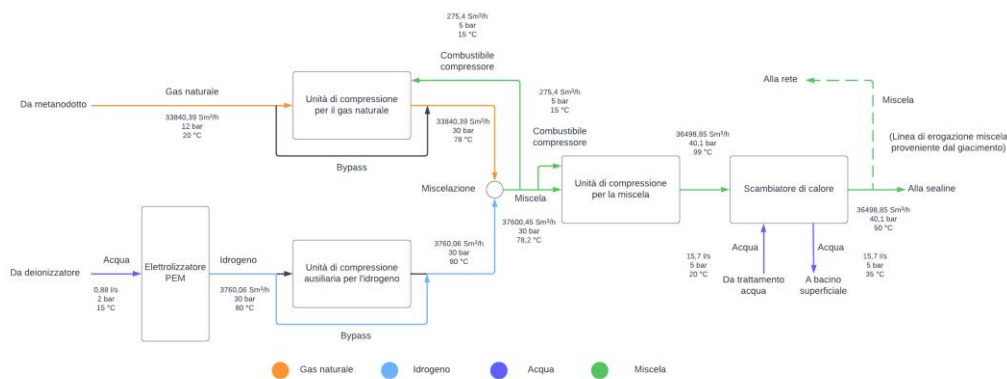


Figura 19: Schema a blocchi della fase iniziale dell'iniezione

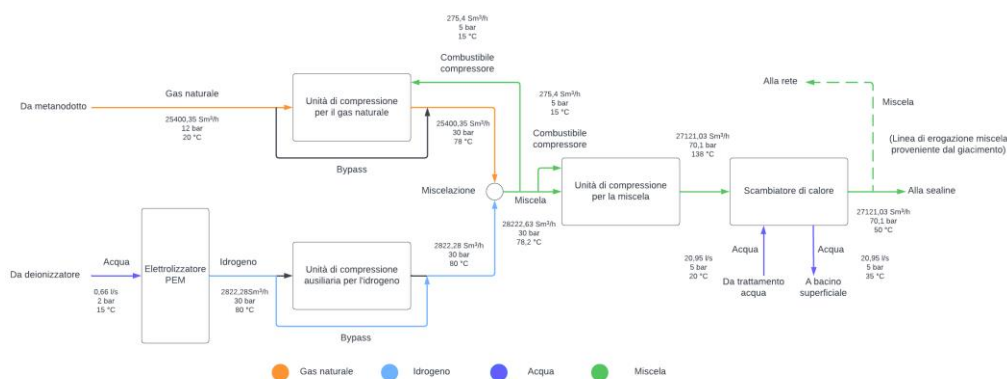


Figura 20: Schema a blocchi della fase finale dell'iniezione

4.5. Logica di controllo

Nel seguente paragrafo sono descritte le filosofie di controllo dei principali equipment appartenenti all'impianto necessarie al corretto funzionamento di quest'ultimo, ipotizzando che l'intero sistema si possa gestire da remoto e quindi non è necessario che vi sia il presidio costante del personale addetto.

Partendo dal componente più critico, si parte con il mettere in luce l'**elettrolizzatore**. Questo sistema risulta avere una gestione articolata e con una criticità più elevata rispetto al resto dei componenti. Ovviamente le logiche di controllo cambiano al variare della tipologia di elettrolizzatore selezionato ed in base alle indicazioni fornite direttamente dal costruttore del sistema di produzione dell'idrogeno. Nel caso corrente è stato ipotizzato l'utilizzo di un elettrolizzatore a membrana a scambio protonico e per ciò che concerne la regolazione in letteratura sono state raccolte le informazioni che seguono [60]. Innanzitutto, a monte del

sistema risulta essere presente una MCU (*MicroController Unit*) che gestisce l'intero controllo ed è responsabile del corretto funzionamento del sistema. Vengono sfruttate le misure delle principali grandezze dello stack come la tensione, la corrente, la temperatura, l'umidità, la pressione ed il flusso; una volta ottenute queste, l'MCU andrà a gestire un controllo ad anello chiuso effettuando la regolazione delle valvole per ottenere i valori ottimali di temperatura, piuttosto che di portata dei reagenti e così via.

Nei sistemi con celle a combustibile ci sono tre sottosistemi di controllo:

- Il sistema di controllo dei reagenti;
- Il sistema di gestione dell'acqua;
- Il sistema di gestione della temperatura.

Nei P&ID a cui si fa riferimento, non sono state integrate tutte queste logiche di controllo, anche perché vista la generalità del progetto, sarebbe poco funzionale analizzare nello specifico una determinata tipologia di elettrolizzatore e le sue rispettive modalità di regolazione. In maniera molto semplificata sono stati posti tre trasmettitori all'uscita dell'impianto di produzione di idrogeno (D1-EL-001): uno di pressione (PT-003), uno di flusso (FT-003) ed uno di temperatura (TT-001) in modo da misurare queste grandezze e mandare un segnale al pannello di controllo della macchina per far che si abbia il corretto flusso di idrogeno alle condizioni operative richieste.

Il controllo del **package di compressione del gas naturale** (D1-TC-001A/B) è realizzato tramite i pressostati (PT-002A/B) posizionati a valle dei compressori, i quali hanno il compito di monitorare il valore di pressione di uscita del flusso. Nel caso in cui quest'ultimo abbia un valore diverso rispetto alla pressione di miscelazione stabilita, il trasmettitore manda un segnale al pannello di controllo in modo da regolare opportunamente l'apparecchiatura. Nel momento in cui il pressostato (PT-001) a monte del gruppo di compressione misuri una pressione del gas naturale pari a quella necessaria per la miscelazione, questo agirebbe sulle valvole di regolazione:

- La *soglia di alta pressione* chiude le valvole di controllo (D1-XV-001A/B e D1-XV-002A/B) ed apre la valvola di controllo sulla linea di bypass (D1-XV-003A/B).

Per quanto concerne l'**unità di compressione dell'idrogeno** (D1-EC-001), è già stato specificato che nel normale funzionamento, non risulta necessario il suo utilizzo, ma nel caso in cui il trasmettitore (PT-003) all'uscita dell'elettrolizzatore registri una pressione inferiore a quella fissata per la miscelazione, questo agirebbe sulle valvole di regolazione:

- La *soglia di bassa pressione* chiude la valvola di controllo sulla linea di bypass (D1-XV-006) ed apre le valvole di controllo a valle e a monte dell'elettro compressore (D1-XV-004 e D1-XV-005).

Al riguardo, la regolazione è effettuata nello stesso modo del gruppo di compressione del gas naturale. Un pressostato (PT-004) posto a valle della macchina operatrice sulla linea di uscita manda un segnale al pannello di controllo nel caso in cui non sia misurato il valore di pressione richiesto, in modo da poter intervenire e variare la sua potenza. In questo caso, non si ha un gruppo di compressione guidato da una turbina a gas, ma è stato selezionato un elettro compressore direttamente collegato alla rete. Vista la sua presunta saltuarietà di utilizzo, sarà più semplice gestire il rapporto di compressione tramite la presenza di inverter; variando il numero di giri si varierà il rapporto di compressione in modo tale da ottenere l'output desiderato nel tempo.

L'ultimo **gruppo di compressione** è quello adibito alla **miscela**, identico a quello selezionato per il solo gas naturale: anch'esso è composto da due turbocompressori (D2-TC-001A/B) alimentati sempre dalla stessa miscela che viene inviata alla sealine. Come sopra, l'adeguamento del rapporto di compressione è effettuato tramite i pressostati (PT-009A/B) i quali inviano il segnale al pannello di controllo che regola opportunamente la macchina in base al valore di pressione richiesto all'ingresso della sealine.

Si ricorda che sia i due compressori per il gas naturale sia quelli per la miscela, sono in grado di elaborare singolarmente il 100% della portata; tuttavia, si è scelto di

farli lavorare entrambi al 50%, per mantenerli sempre attivi ed aumentare la disponibilità del sistema. Nel momento in cui i pressostati sulla linea di output dovessero registrare un mal funzionamento su una delle due macchine operatrici, verrebbe effettuato uno switch automatico per garantire continuità di esercizio.

Per quanto riguarda lo **scambiatore di calore** (D3-SC-001), la sua regolazione è garantita dal corretto funzionamento delle **pompe di circolazione** del fluido refrigerante, ovvero acqua opportunamente trattata e dai trasmettitori sulla mandata del componente. Sono state installate due pompe di circolazione (D3-P-001A/B) completamente ridondanti (2 x 100%) per garantire un'elevata disponibilità del sistema. Le due pompe ricevono un segnale di temperatura (TT-002) e di flusso (FT-006) dai trasmettitori posti a monte dello scambiatore, in questo modo le pompe saranno in grado di regolare la portata del flusso d'acqua necessario al raffreddamento della miscela per garantire le condizioni stabilite della miscela all'ingresso della sealine. Sulla mandata delle pompe sono stati installati due pressostati (PT-012A/B) per controllare il normale funzionamento delle stesse:

- Un'elevata pressione indica la presenza di una valvola chiusa sulla mandata della pompa o un malfunzionamento della stessa (overrunning);
- Una bassa pressione indica una rottura/ostruzione sulla linea di aspirazione/mandata della pompa o un malfunzionamento della stessa.

Nel caso in cui il pressostato PT-012A/B mandi un segnale, si attiva automaticamente lo spegnimento della pompa in esercizio e l'avvio della pompa spare in arresto.

Due valvole manuali sono state poste a monte e valle delle pompe per consentire le operazioni di manutenzione e/o sostituzione, mentre sulla mandata sono state inserite le valvole di non ritorno necessarie a bloccare eventuali flussi inversi.

4.6. Sistemi di sicurezza

I sistemi descritti nel seguente paragrafo sono necessari ad assicurare la sicurezza del personale, la salvaguardia dell'ambiente e l'asset dell'impianto. Nel dettaglio, vengono descritti i seguenti sistemi: l'impianto antincendio, i rilevatori F&G e la procedura d'arresto d'emergenza.

Il sistema antincendio ed i rilevatori di fiamma e gas sono configurati per avere un'alta disponibilità e progettati in modo da ridurre al minimo il numero di interventi spuri, con l'obiettivo di intervenire tempestivamente durante un incendio ed evitare danni irreparabili.

La procedura d'arresto d'emergenza è un iter di azioni mirate ad evitare un possibile pericolo e/o ridurre l'entità di danno nel caso di emergenza: l'arresto del sistema prevede di fermare l'impianto e mettere in sicurezza i componenti più critici.

Se per le unità di compressione e di raffreddamento non sono necessari particolari sistemi di sicurezza e protezione, per ciò che concerne l'impianto di produzione dell'idrogeno, va fatto riferimento al *Titolo III – Misure di protezione attiva* del Decreto Ministeriale del 7 luglio 2023 [53] per monitorare gli elementi più critici dell'impianto. Quest'ultimo deve essere sorvegliato mediante l'uso di:

- Sistemi di rilevazione, controllo e monitoraggio di temperatura degli elementi pericolosi dell'impianto;
- Sistema di rilevazione e controllo fughe di gas nelle aree suscettibili di essere interessate dalla possibile formazione di un'atmosfera esplosiva;
- Sistema di rilevazione di fiamma nelle aree suscettibili di essere interessate all'accensione di eventuali perdite di idrogeno;
- Impianto di rilevazione e allarme incendi (IRAI) a protezione dell'intera attività.

Ogni componente principale è previsto di una PSV (*Pressure Safety Valve*) che in caso di sovrappressione si aprirà permettendo lo scarico a torcia, depressurizzando la linea o l'apparecchiatura.

Inoltre, è bene specificare che le logiche di controllo sono indipendenti dalle logiche di sicurezza; quest'ultime sono descritte tramite l'utilizzo di *Matrici Causa/Effetti (C&E)* riportate nell'*Allegato 3*.

4.6.1. Sistema antincendio e rilevatori F&G

Considerata l'elevata quantità di idrocarburi e sostanze infiammabili elaborata all'interno dell'impianto, si è ritenuto necessario prevedere l'installazione di un

impianto antincendio, progettato con lo scopo di preservare l'integrità strutturale delle principali apparecchiature e minimizzare il più possibile gli effetti derivanti da scenari incidentali quali incendi. Soprattutto per ciò che concerne l'impianto per la produzione di idrogeno, non essendo esplicitamente inclusi nell'allegato I del decreto del Presidente della Repubblica n. 151/2011 [61], si rimanda sempre alle specificazioni del D.M. 7 luglio 2023 [53].

Oltre che per l'elettrolizzatore e gli equipment associati ad esso, visto l'elevato inventario (*hold-up*) di miscela, anche per il resto del sistema si prevede l'installazione di un sistema di monitoraggio fisso con l'aggiunta di un impianto a diluvio al fine di intervenire tempestivamente in caso di incendio e raffreddare tutti i componenti per scongiurare l'innestarsi di conseguenze più gravi.

L'attivazione del sistema antincendio è automatica e garantita dai rilevatori F&G: sono previsti i rilevatori di gas infiammabili (gas naturale ed idrogeno) ed i sensori per rilevare le fiamme, così da reagire prontamente ad un rilascio di gas o alla rilevazione della presenza di fiamme vive, attivando l'impianto antincendio e le procedure d'arresto.

Inoltre, si prevede la predisposizione di estintori a CO₂/polveri nei pressi del locale tecnico dove sono contenute le principali apparecchiature elettriche. In fase di progetto di dettaglio se ne valuterà il numero, la capacità ed il posizionamento.

4.6.2. Arresto di emergenza del sistema

Nel caso in cui si verifichi un rilascio di gas infiammabile che, se non gestito in maniera tempestiva, potrebbe portare allo sviluppo di uno scenario incidentale come un Jet Fire, è previsto l'arresto di emergenza del sistema (ESD).

L'obiettivo primario dell'arresto di emergenza è quello di riportare il più velocemente possibile l'impianto alle condizioni di sicurezza. La logica di ESD si attiva una volta che i sensori F&G rilevano un rilascio e/o fiamme vive e prevede l'isolamento delle varie unità con successiva depressurizzazione dell'impianto. Dunque, ogni unità viene isolata tramite la chiusura delle valvole di sezionamento SDV (*Shutdown Valve*) e depressurizzata a torcia tramite l'apertura delle BDV

(*Blowdown Valve*). Infine, vengono arrestati tutti i componenti come l'elettrolizzatore, i compressori e le pompe.

Nella Tabella 13 sono riportate le azioni previste per l'arresto d'emergenza.

Tabella 13: Azioni per l'arresto di emergenza del sistema

<i>Unità</i>	<i>Componente</i>	<i>Azione</i>
D1	D1-SDV-001	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-002	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-003	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-004	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-005	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-006A	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-006B	<i>Chiusura</i>
	D1-SDV-007	<i>Chiusura</i>
	D1-BDV-001	<i>Apertura</i>
	D1-TC-001A	<i>Arresto</i>
	D1-TC-001B	<i>Arresto</i>
	D1-EL-001	<i>Arresto</i>
	D1-EC-001	<i>Arresto</i>
	D2	D2-SDV-001A
D2-SDV-001B		<i>Chiusura</i>
D2-SDV-002		<i>Chiusura</i>
D2-SDV-003		<i>Chiusura</i>
D2-BDV-001		<i>Apertura</i>
D2-TC-001A		<i>Arresto</i>
D2-TC-001B		<i>Arresto</i>
D3	D3-SDV-001	<i>Chiusura</i>

<i>Unità</i>	<i>Componente</i>	<i>Azione</i>
	D3-SDV-002	<i>Chiusura</i>
	D3-SDV-003	<i>Chiusura</i>
	D3-SDV-004	<i>Chiusura</i>
	D3-SDV-005	<i>Chiusura</i>
	D3-P-001A/B	<i>Arresto</i>

4.7. Manutenzione

In questa sezione vengono fornite indicazioni generali sulla manutenzione dei principali componenti dell'impianto. È importante evidenziare che le attività manutentive specifiche saranno dettagliatamente affrontate durante la fase di progetto esecutivo in collaborazione con i fornitori dei singoli componenti.

Il monitoraggio e la salvaguardia di un elettrolizzatore di tipo PEM sono cruciali per garantirne il corretto funzionamento, la sicurezza e la durata nel tempo. Di seguito sono elencate alcune delle attività di manutenzione tipiche per questa tipologia di apparecchiature:

- Ispezione visiva con cadenza mensile per individuare eventuali danni e/o anomalie;
- Ispezione delle membrane e degli elettrodi ogni 3/6 mesi o in base quanto specificato dal produttore per verificarne la sostituzione;
- Controllo di tutti gli equipment accessori per il regolare funzionamento del sistema.

Per ciò che riguarda i package di compressione è prevista un'ispezione visiva con scadenza mensile, al fine di verificare l'integrità strutturale dei componenti, la presenza di fenomeni di corrosione o il malfunzionamento dei sensori di pressione dedicati. Le principali attività di manutenzione raccomandate riguardano il controllo delle vibrazioni, delle tenute dei cuscinetti, della lubrificazione, della pulizia delle pale, del sistema di controllo e di regolazione. Un documento che potrebbe essere

utile visionare per gli aspetti manutentivi è lo standard API 617 "Axial and Centrifugal Compressors and Expander-Compressors" [62].

Infine, per lo scambiatore di calore, la linea guida per il monitoraggio risulta essere molto analoga; vengono monitorati costantemente i parametri di pressione e temperatura oltre che alle verifiche sul fluido refrigerante, sulle vibrazioni, sull'usura delle tubazioni e sulle guarnizioni.

Contestualmente all'ispezione dei componenti, si prevede un check funzionale delle apparecchiature elettriche quali:

- Pannello di controllo del sistema;
- Sistema di sicurezza ESD;
- Connessioni elettriche.

Gli aspetti appena descritti erano relativi alla manutenzione dei soli componenti appartenenti all'impianto onshore, ma è necessario fornire anche alcune considerazioni sulla manutenzione della sealine. Vista la presenza di una *pig trap* sulla piattaforma è prevista un'attività sia per l'ispezione che per la manutenzione nota con il nome di *pigging*. La frequenza con cui si ripete dipende da valutazioni determinate dai risultati dell'ispezione stessa e da esperienze precedenti, in linea di massima per tempi di intervallo non inferiori ai 2-3 anni [63]. Nella Figura 21 è raffigurato il *pig* utilizzato per svolgere tale attività.



Figura 21: Attività di pigging in una condotta sottomarina [64]

Le due funzioni principali risultano essere:

- Ispezione non invasiva finalizzata a valutare l'integrità delle pareti della condotta e identificare potenziali fenomeni corrosivi interni;
- Operazione di manutenzione eseguita mediante l'impiego di spazzole metalliche integrate nella struttura del *pig*, finalizzate all'eliminazione di eventuali particelle o composti presenti all'interno della condotta.

5. Analisi ambientale

L'analisi ambientale ha l'obiettivo di individuare gli aspetti ambientali legati all'attività produttiva dell'impianto di spinta e determinare quali di questi aspetti possano avere degli impatti significativi sull'ambiente.

Uno dei punti salienti ai fini di una corretta gestione ambientale e per effettuare scelte progettuali e tecnologiche nel rispetto dell'ambiente è proprio la selezione stessa degli aspetti ambientali più rilevanti.

Gli step da seguire per effettuare una valutazione degli aspetti ambientali e della loro significatività sono:

1. Individuare il contesto in cui l'impianto opera e le fasi operative in cui si trova il sistema;
2. Identificare gli aspetti ambientali che vanno analizzati;
3. Assegnare un punteggio ad ogni aspetto per valutare la significatività di ognuno di essi;
4. Gestire l'aspetto la cui significatività non rientra negli standard imposti.

L'analisi comprenderà l'intero ciclo di vita del sistema partendo dall'installazione dell'impianto fino ad arrivare al decommissioning, con l'obiettivo di minimizzare l'impatto sull'ambiente di ognuna delle fasi considerate.

5.1. Fasi operative

Come appena detto nel paragrafo soprastante, il primo passo da eseguire per effettuare un'analisi ambientale corretta, è quello di tenere in considerazione l'intera vita produttiva del sistema trattato che si può suddividere nelle seguenti fasi:

- Costruzione ed installazione di tutti gli equipment appartenenti all'impianto;
- Esercizio e manutenzione;
- Decommissioning.

Inoltre, si può fare un'ulteriore specificazione per la fase di esercizio e manutenzione; viene presa in considerazione solo la condizione di “normale operatività” e quindi le seguenti condizioni:

- Avviamento;
- Esercizio;
- Arresto quotidiano o arresto prolungato;
- Manutenzione.

Tutte le condizioni anormali come errori umani, incidenti, eventi esterni, condizioni di emergenza, non sono tenuti in considerazione nella seguente analisi, poiché trattati opportunamente nell'analisi di sicurezza.

5.2. Identificazione degli aspetti ambientali

Il secondo step prevede l'individuazione degli aspetti ambientali da trattare per tutte le condizioni operative e per tutte le fasi della vita produttiva. Qui di seguito vengono riportati quelli considerati:

- **Emissioni di gas e vapori in atmosfera:** rilascio in atmosfera di sostanze come l'anidride carbonica, il monossido di carbonio, il particolato e vapori dovuti a sostanze volatili non opportunamente stoccate;
- **Produzione di rifiuti:** rifiuti legati ad attività umane, scarti di processi chimici e fisici;
- **Produzione di rumore e vibrazioni:** ad esempio attività di compressori, turbine, pompe e mezzi di trasporto utilizzati;
- **Produzione di calore:** ad esempio attività di motori a scoppio, generatori di vapore, di scambiatori di calore;
- **Inquinamento luminoso:** ad esempio l'illuminazione non conforme al ciclo di sonno-veglia delle specie volatili o potenzialmente pericolose per i mezzi aerei;
- **Consumo di energia e risorse:** ad esempio impiego di macchine elettriche particolarmente energivore o utilizzo di risorse naturali.

5.3. Valutazione degli aspetti ambientali

Una volta individuate le fasi operative e gli aspetti ambientali su cui verterà l'analisi, è la volta della valutazione stessa di tali aspetti e degli impatti che questi possono generare sull'ambiente.

La valutazione della significatività di ogni aspetto è stimata grazie ad un sistema di punteggi che si basa sui 5 criteri riportati nella Tabella 14.

Il sistema di punteggio prevede l'assegnazione di una lettera tra A, B o C le quali valgono rispettivamente:

- A = 3 punti;
- B = 2 punti;
- C = 1 punto.

Tabella 14: Criteri e metodo di assegnazione del punteggio per la valutazione della significatività degli aspetti ambientali

Criteri	A = 3 punti	B = 2 punti	C = 1 punto
Limiti di legge	Possibilità di superamento dei limiti di legge ripetuto	Possibilità di superamento dei limiti di legge occasionale	Possibilità di superamento dei limiti di legge trascurabile
Immagine pubblica	Percezione negativa da parte di molti	Percezioni negativa da parte di una nicchia	Percezione negativa trascurabile
Economia	L'aspetto in esame porta a un costo sul bilancio considerevole ($\geq 10\%$)	L'aspetto in esame porta a un costo sul bilancio non trascurabile (1%)	L'aspetto in esame porta a un costo sul bilancio trascurabile
Frequenza	Ogni volta che si svolge l'attività produttiva	Poche volte / solo in condizioni anormali	Mai o frequenza trascurabile
Grado d'effetto	L'aspetto genera effetti ambientali su larga scala	L'aspetto genera effetti ambientali su scala locale	L'aspetto genera effetti ambientali trascurabili

Qui di seguito vengono riportate delle indicazioni di riferimento da cui prendere spunto durante la compilazione dell'analisi ambientale, con il fine di attribuire un giusto punteggio ad ogni criterio.

- 1. Limiti di legge:** Nel caso in cui sia previsto dal progetto un parametro ambientale (ad esempio uno scarico o un'emissione) molto prossimo ai limiti di legge imposti dalla normativa si considera l'attribuzione del parametro A; nel caso in cui ci sia un discreto margine rispetto ai limiti di legge imposti dalla normativa oppure lo sfioramento dei limiti di legge possa avvenire unicamente in condizioni non routinarie che si verificano raramente si considera l'attribuzione del parametro B, infine nel caso in cui l'aspetto ambientale non sia soggetto a una normativa di riferimento o il processo responsabile del parametro regolamentato sia discontinuo o trascurabile si considera l'attribuzione del parametro C;
- 2. Immagine pubblica:** Nel caso in cui la percezione collettiva dell'impatto ambientale sia su scala nazionale o internazionale (riscaldamento globale, effetto serra) si considera l'attribuzione del parametro A; nel caso in cui la percezione collettiva dell'impatto ambientale sia su scala locale (inquinamento bacini idrici, alterazione del paesaggio) si considera l'attribuzione del parametro B, infine nel caso in cui la percezione dell'impatto ambientale sia trascurabile si considera l'attribuzione del parametro C;
- 3. Economia:** Nel caso in cui la gestione economica dell'impatto ambientale sul bilancio di esercizio sia maggiore o uguale al 10% si considera l'attribuzione del parametro A, nel caso in cui la gestione economica dell'impatto ambientale sul bilancio sia circa pari all'1% si considera l'attribuzione del parametro B, infine nel caso in cui la gestione economica dell'impatto ambientale sul bilancio sia trascurabile l'attribuzione del parametro C;
- 4. Frequenza:** Nel caso in cui l'attività che porta ad un possibile impatto ambientale sia continua (fase di normale operazione) si considera l'attribuzione del parametro A, nel caso in cui l'attività che porta ad un possibile impatto ambientale sia discontinua (fase di normale operazione,

ma con frequenza mensile come fase manutentiva, avviamento, spegnimento) si considera l'attribuzione del parametro B, nel caso in cui l'attività che porta ad un possibile impatto ambientale sia rara (fase decommissioning o installazione) si considera l'attribuzione del parametro C;

- 5. Grado d'effetto:** Nel caso in cui l'impatto ambientale abbia effetti su larga scala (nazionale o internazionale) si considera l'attribuzione del parametro A, nel caso in cui l'impatto ambientale abbia effetti su scala locale (regionale o circoscritta all'area di installazione del sistema) si considera l'attribuzione del parametro B, nel caso in cui l'impatto ambientale abbia effetti trascurabili si considera l'attribuzione del parametro C.

Il punteggio assegnato ad ogni criterio può variare da un minimo valore di 5 punti fino ad arrivare ad un massimo di 15. L'impatto sull'ambiente è classificato in base ai range identificati nella Tabella 15: *basso, medio ed alto*.

Tabella 15: Significatività degli aspetti ambientali

	<i>Significatività</i>	<i>Descrizione</i>
<i>Da 5 a 7</i>	<i>Bassa</i>	L'impatto ambientale ha un effetto trascurabile
<i>Da 8 a 11</i>	<i>Media</i>	L'impatto ambientale ha un effetto di media criticità
<i>Da 12 a 15</i>	<i>Alta</i>	L'impatto ambientale ha un effetto molto rilevante

- Gli aspetti ambientali a cui viene attribuita una significatività *bassa* rientrano in una zona di accettabilità, non risulta essere necessario né monitorare tali aspetti né mettere a punto procedure mitigative;
- Nel caso in cui l'entità della significatività risulti essere *media* devono essere considerate procedure di monitoraggio e misure di protezione e prevenzione; in alcuni casi possono essere necessarie anche azioni migliorative atte ad abbassare la significatività dell'aspetto considerato;
- Infine, se il punteggio attribuito verte su una significatività *alta* è richiesta la formulazione di un piano di miglioramento ambientale atto a riportare gli effetti analizzati in una zona di accettabilità.

Per quanto riguarda il foglio di lavoro utilizzato, l'analisi è stata condotta utilizzando un foglio di calcolo *Excel* riportato nella Tabella 16 sottostante:

Tabella 16: Esempio di foglio di lavoro per l'analisi ambientale

Descrizione attività	Fase operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	Classificazione	Raccomandazioni	NOTE

Per ogni aspetto ambientale viene compilato un foglio di lavoro come quello riportato qua sopra andando a identificare la tipologia di attività e la rispettiva fase operativa. Dopo di che viene fornita una breve descrizione dell'impatto ed i relativi punteggi rispetto ad ogni criterio, viene fatta la somma di tutti i punti ed assegnata una classificazione dell'entità di impatto dell'attività che può essere basso, medio o alto. Infine, sono riportate due colonne per eventuali raccomandazioni e note.

5.4. Risultati

In questo paragrafo, vengono riportati i risultati emersi durante l'analisi ambientale condotta. È stato individuato un totale di 24 attività potenzialmente dannose per l'ambiente. Nella Tabella 17 sono suddivise tutte le attività in base alle categorie di significatività:

Tabella 17: Riepilogo scenari individuati e rischio associato

<i>Significatività</i>	<i>Numero degli scenari</i>
<i>Alta</i>	<i>0</i>
<i>Media</i>	<i>5</i>
<i>Bassa</i>	<i>19</i>

Dai risultati, emerge che generalmente non sono presenti attività che possono potenzialmente portare a impatti ambientali critici; quasi tutti gli scenari hanno una

significatività bassa ad eccezione di 5 attività per le quali è stata individuata una significatività media:

- Compressione del gas naturale e della miscela, relativo all'aspetto ambientale di emissioni di gas e vapori in atmosfera;
- Compressione del gas naturale e della miscela, relativo all'aspetto ambientale di produzione di rumore e vibrazioni;
- Compressione ausiliaria dell'idrogeno, relativo all'aspetto ambientale di produzione di rumore e vibrazioni;
- Utilizzo di parte della miscela per l'alimentazione dei package di compressione, relativo all'aspetto ambientale di consumo di energia e risorse;
- Utilizzo di acqua demineralizzata / trattata per l'elettrolizzatore e lo scambiatore di calore, relativo all'aspetto ambientale di consumo di energia e risorse.

La generazione continua di fumi derivanti dalla combustione, necessaria per comprimere sia la miscela che il gas naturale, costituisce un processo con un impatto ambientale di entità media, circoscritto principalmente a livello locale. È importante sottolineare che le dimensioni dei camini (altezza e diametro) nel package di compressione devono essere accuratamente progettate per garantire un'efficace dispersione dei fumi, attività che verrà valutata specificatamente durante la fase di progetto di dettaglio. Inoltre, l'impiego di una miscela con il 10% di H₂ contribuisce a ridurre la produzione di CO₂ durante la fase di combustione. Dal punto di vista economico, l'attività comporta un onere minimo per l'organizzazione, dal momento che sono previsti costi associati alle tonnellate di CO₂ emesse nell'ambiente. Tuttavia, anche se i limiti normativi non vengono superati, ma ciò non risulta abbastanza per escludere l'impatto negativo sull'immagine pubblica dell'organizzazione.

La produzione continua di rumori e vibrazioni associati all'operatività dei compressori per il gas naturale e la miscela, rappresenta un processo continuativo con un impatto ambientale di entità media, grazie alla natura centrifuga dei compressori. Tuttavia, tale attività non comporta oneri finanziari significativi per l'organizzazione, rispetta i limiti legali imposti e non influisce negativamente

sull'immagine pubblica dell'ente. Per mitigare l'impatto di questa attività è consigliabile valutare l'installazione di dispositivi mirati a ridurre il trasferimento delle vibrazioni alla struttura, come ad esempio piastre antivibranti, e implementare adeguati dispositivi di protezione individuale e isolamento acustico.

A differenza dei compressori centrifughi, l'elettrocompressore selezionato per l'idrogeno è di tipo alternativo. In questo caso però, è bene evidenziare che nel normale funzionamento non è previsto l'utilizzo della macchina, la quale viene avviata solo nel caso in cui l'elettrolizzatore non riesca a fornire il flusso di idrogeno alla pressione desiderata.

L'impiego di una parte della miscela per alimentare i package di compressione costituisce un processo continuo con effetti ambientali trascurabili, dato il basso consumo complessivo dell'impianto. Nonostante ciò, tale attività comporta un costo non trascurabile sul bilancio equivalente a circa il 3% del totale. Va comunque sottolineato che questa operazione non influisce sull'immagine pubblica dell'organizzazione e non comporta la violazione dei limiti normativi. Nella fase di progettazione dettagliata, sarebbe opportuno valutare alternative impiantistiche al fine di ottimizzare il consumo delle risorse e massimizzare il recupero energetico.

Infine, l'uso di acqua demineralizzata e trattata per alimentare rispettivamente l'elettrolizzatore e lo scambiatore di calore, costituisce un processo continuativo con effetti trascurabili sull'ambiente. Ciononostante, questo impiego grava in maniera non trascurabile sul bilancio economico dell'ente, anche se non influenza negativamente l'immagine pubblica o viola limiti normativi. In fase di progetto di dettaglio si valuteranno alternative impiantistiche per ottimizzare il consumo delle risorse e il recupero / ricircolo dell'acqua ove possibile.

L'analisi ambientale è riportata completa e nel dettaglio nell'*Allegato 4*.

6. Analisi di sicurezza

L'analisi di sicurezza si propone di individuare i potenziali rischi correlati alla presenza dei lavoratori in loco, alle deviazioni durante la normale operatività dei processi ed i possibili incidenti esterni durante tutte le fasi operative.

Per fornire una definizione di rischio, si può dire che è un concetto probabilistico, il quale misura la possibilità che un evento indesiderato possa verificarsi e sia capace di causare danno a persone e ambiente. La nozione di rischio implica l'esistenza di una sorgente di pericolo e la probabilità che questa si trasformi in un danno. La sua valutazione è incerta e spesso non può essere stimata accuratamente in anticipo [65].

L'equazione qui proposta definisce in termini matematici il rischio per un singolo scenario incidentale come una funzione che dipende dalla probabilità L che si verifichi tale evento indesiderato moltiplicato per il danno D associato allo stesso evento nel caso in cui accada:

$$R = L \cdot D$$

Dove:

- $R \left[\frac{\text{danno}}{\text{anno}} \right]$ è il rischio associato al singolo scenario;
- $L \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right]$ è la probabilità di accadimento di un determinato scenario, sostanzialmente dipendente dalla frequenza e dalla durata dell'esposizione al rischio;
- $D \left[\frac{\text{danno}}{\text{evento}} \right]$ è la magnitudo del possibile danno, ovvero la sua gravità, qualora si verifichi l'evento.

La valutazione del rischio consiste nei seguenti step:

- 1 Individuare e prevedere tutti i possibili malfunzionamenti del sistema;
- 2 Identificare le possibili conseguenze;
- 3 Valutare l'impatto nell'area in cui è localizzato il sistema;
- 4 Valutare il danno sulle persone, sull'asset e sull'ambiente;
- 5 Stimare il rischio e stabilire se è tollerabile oppure no;

- 6 Implementare opportune azioni preventive e/o mitigative per ridurre l'attuale rischio.

Definendo più nello specifico il rischio tecnologico, associato principalmente ad attività appartenenti al settore chimico, Oil&Gas e petrolchimico, si può fare una classificazione come segue:

- Rischio convenzionale: è collegato a normali attività svolte nella maggior parte delle industrie, caratterizzato da un'alta probabilità di accadimento, ma con danni minori;
- Rischio specifico: relativo a materiali e attrezzature che per loro natura possono danneggiare le persone, le cose o l'ambiente; posseggono una probabilità medio/alta portando a danni di modesta entità;
- Grande rischio: lo si associa a funzionamenti anomali di servizi che possono portare a conseguenze incidentali molto gravi come esplosioni, incendi e dispersioni tossiche che possono coinvolgere anche le aree circostanti ai confini del sistema vero e proprio; in questo caso la probabilità che un evento tale avvenga è bassa, ma il danno è molto alto.

Focalizzando l'attenzione sulla tipologia di target coinvolti durante lo sviluppo dell'analisi di sicurezza vi sono:

- Sicurezza (S): aspetto che tiene conto dei possibili danni sia sui lavoratori che sulla popolazione;
- Ambiente (E): aspetto che tiene conto dell'impatto dell'evento incidentale sul luogo ove è localizzata l'installazione e dell'ambiente in generale;
- Asset (A): aspetto che tiene conto dell'impatto dello scenario incidentale sugli asset in termini di danneggiamento degli stessi e della perdita di produzione economica.

Ci sono tre approcci principalmente utilizzati nella valutazione del rischio e sono:

- **Approccio qualitativo;**
- **Approccio quantitativo;**
- **Approccio semi-quantitativo.**

Un'analisi svolta tramite un **approccio qualitativo** prevede l'adozione di una scala qualitativa, definita tramite l'utilizzo di indici al fine di individuare delle categorie come ad esempio *alto*, *medio* e *basso*. Questo tipo di valutazione risulta essere adatta per sistemi semplici e con livelli di rischio relativamente bassi. È una metodologia rapida, che non richiede l'utilizzo di dati numerici; al contempo è principalmente usata nelle fasi preliminari per identificare le sequenze incidentali più rilevanti su cui poi svolgere, se necessario, un'analisi più specifica.

L'**approccio quantitativo** consente l'elaborazione di stime numeriche della probabilità e/o delle conseguenze previste di potenziali incidenti associati all'impianto o all'esercizio. Risulta essere un approccio più oneroso in termini di tempo, soldi e complessità la cui validità del risultato è strettamente correlata alla precisione dei dati di input.

Infine, l'ultima metodologia è l'**approccio semi-quantitativo** nato dall'unione dei precedenti due metodi: generalmente viene fornita una valutazione qualitativa dei danni ed una stima quantitativa della probabilità di avvenimento di un evento incidentale.

Nel caso in esame si è optato di sviluppare una valutazione qualitativa tramite l'approccio HAZOP con il fine di identificare potenziali pericoli e definire le Matrici di Rischio per la stima delle criticità del sistema, al fine di poter implementare le misure di controllo più adeguate. Individuate le deviazioni più rilevanti, saranno messe in luce le principali salvaguardie. Infine, per gli scenari coinvolgenti gli aspetti di sicurezza di maggior rilievo, sarà eseguita un'analisi di tipo quantitativo, associata principalmente al rilascio di sostanze pericolose, incendi o esplosioni per verificare che il rischio rientri nella sfera di tollerabilità [65][66].

6.1. Analisi HAZOP

L'analisi HAZOP (*Hazard and Operability Analysis*) è uno dei più comuni metodi qualitativi per l'identificazione dei pericoli, usato per studiare le deviazioni dei parametri di processo. Si basa su un approccio sistematico che tramite l'uso di una lista di parole-guida prestabilite porta alla ricerca di tutte le possibili cause che

possono portare a potenziali conseguenze incidentali, suddividendo il processo in piccole sezioni.

Le analisi HAZOP sono solite essere organizzate come sessioni di brainstorming durante le quali un Team Leader guida il confronto tra i membri del team e i risultati emersi vengono registrati su specifici fogli di lavoro da uno Scribe.

Per facilitare l'analisi, il sistema preso in esame e rappresentato sui P&ID's viene suddiviso in sottosistemi detti nodi. Ciascun nodo viene esaminato per ricavare quali deviazioni in condizioni operative normali possono portare a potenziali conseguenze pericolose; ciò è fatto tramite la combinazione di parole-guida associate ai parametri operativi di processo.

- Parole-guida: no, more, less, as well as (also), part of, reverse, other than;
- Parametri operativi: portata, pressione, livello, temperatura, composizione, servizi/utilities, contenimento, manutenzione.

Ogni deviazione è analizzata cercando di identificare le principali cause potenziali che possono comprendere: malfunzionamenti dei sistemi di controllo, ostruzioni di flusso, errori operativi, errori di esecuzione di manutenzione, fermata di macchine in esercizio, perdita di alimentazione elettrica e altre utenze e tante altre. Dopo di che viene selezionata la conseguenza più critica per ogni causa per individuare delle potenziali salvaguardi e/o azione mitigative e/o preventive. L'analisi termina con la valutazione del rischio associato sulla base delle matrici di rischio precedentemente definite; se il team lo riterrà necessario, verranno suggerite delle raccomandazioni al fine di ridurre il più possibile il rischio di incidenti. Nella Figura 22 viene raffigurato lo schema della procedura dell'analisi HAZOP.

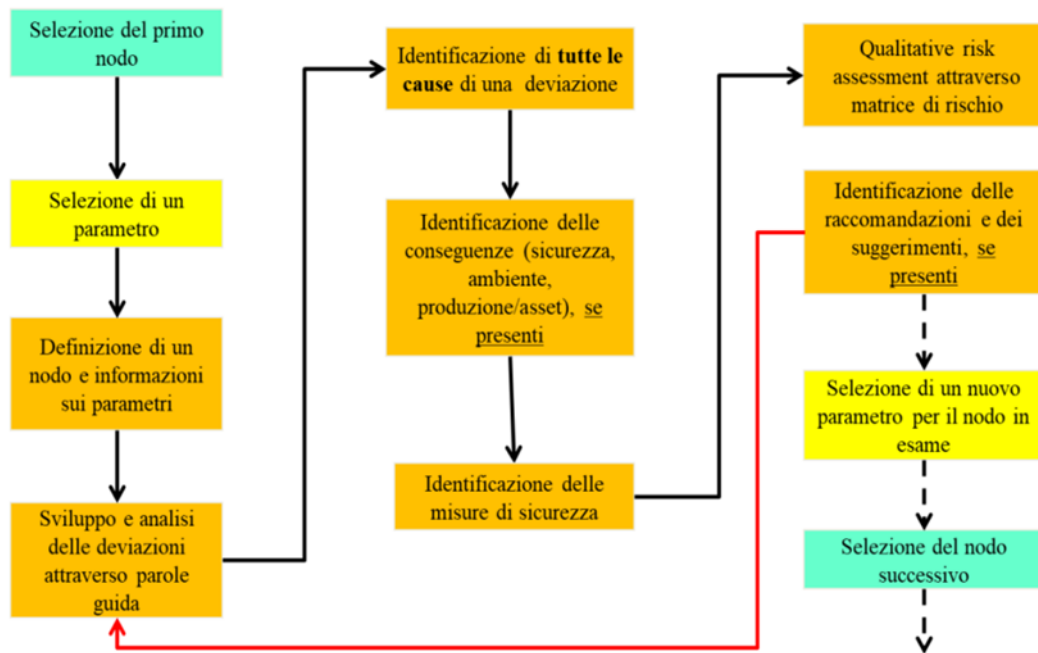


Figura 22: Workflow della procedura d'analisi HAZOP [66]

Il software di lavoro utilizzato è PHAWorks5, sviluppato da Primatech; un esempio di foglio di lavoro usato per procedere con l'analisi HAZOP è quello proposto nella Tabella 18 qui sotto riportata.

Tabella 18: Esempio di Worksheet per analisi HAZOP

GW	Deviazione	Causa	Conseguenze	Target	Salvaguardie	S	L	R	Raccomandazioni	By	Note

Nella Tabella 19 è chiarita la terminologia utilizzata del foglio di lavoro per l'analisi HAZOP.

Tabella 19: Terminologia utilizzata nel foglio di lavoro HAZOP

Termine	Descrizione
Guideword (GW)	Parole-guida che servono a stimolare il pensiero creativo durante la sessione HAZOP per identificare pericoli rappresentativi
Deviazione	Indica la deviazione di processo dal normale funzionamento o la problematica analizzata
Causa	Causa degli scenari incidentali che risponde alla domanda "What-it"

<i>Termine</i>	<i>Descrizione</i>
<i>Conseguenze</i>	Conseguenze di scenari incidentali in termini di sicurezza, ambiente e asset
<i>Target</i>	Ambito che viene affetto dalle conseguenze dello scenario incidentale; può essere Safety (S), Environment (E) e Asset (A)
<i>Salvaguardie</i>	Salvaguardie che sono già applicate al sistema di tipo preventivo, mitigativo o di rilevamento per le quali è garantita affidabilità ed efficacia
<i>Severity (S)</i>	Magnitudo dell'impatto che lo scenario incidentale ha sul target preso in esame
<i>Likelihood (L)</i>	Probabilità che lo scenario incidentale si verifichi
<i>Risk (R)</i>	Combinazione della severità della conseguenza e la frequenza di occorrenza dell'evento associato
<i>Raccomandazioni</i>	Suggerimenti progettuali e/o gestionali per ridurre la probabilità di accadimento o mitigazioni di uno scenario incidentale
<i>By</i>	Indica la fase progettuale in cui sarà presa in carico la raccomandazione
<i>Note</i>	Eventuali note o commenti con informazioni aggiuntive

È stato considerato consono e sufficiente l'individuazione di un solo nodo che corrisponde all'intera fase di iniezione in quanto il sistema non risulta eccessivamente esteso o complicato.

Riassumendo l'obiettivo dell'analisi HAZOP, è svolta al fine di garantire l'identificazione di possibili pericoli correlati alle deviazioni di processo, i quali possono portare a gravi danni ai target di riferimento, la valutazione delle salvaguardie e dove necessario, suggerire nuove soluzioni di gestione del sistema al fine di diminuire il rischio di scenari incidentali.

6.1.1. Matrici di rischio

Una volta identificati i pericoli legati alle attività di sistema e individuate le possibili conseguenze, si può passare alla valutazione del rischio associato. Lo si fa tramite l'implementazione di una matrice i cui input risultano essere l'entità del danno causato dallo scenario in esame (*Severity*) e la probabilità che esso si verifichi (*Likelihood*). Questi due parametri sono tenuti in considerazione tramite indici qualitativi utili a classificare l'evento. Per tali indici, sono state adottate le matrici di rischio utilizzate nell'analisi di sicurezza dell'Opzione 2 [66] in quanto già opportunamente calibrate per il progetto in esame. Nella Tabella 20 qui di seguito vengono riportati gli indici per la stima degli effetti sui target di *Safety*, *Environment* e *Asset*.

Tabella 20: Indici qualitativi per la stima degli effetti sui vari target considerati (S, E, A) e della probabilità di accadimento dell'evento [66]

<i>Sicurezza</i>	
<i>Indice</i>	<i>Descrizione</i>
<i>1</i>	Infortunio di piccola entità, un intervento di primo soccorso risulta sufficiente
<i>2</i>	Infortunio minore che richiede un periodo di inabilità al lavoro fino a 3 giorni
<i>3</i>	Infortunio grave che richiede un periodo di inabilità al lavoro maggiore di 3 giorni
<i>4</i>	Infortunio che causa un danno permanente oppure un singolo decesso
<i>5</i>	Decessi multipli

Ambiente

Indice	Descrizione
1	Quantitativo di contaminante rilasciato in ambiente trascurabile
2	Quantitativo di contaminante rilasciato in ambiente, che richiede <1 anno per il ripristino delle condizioni ambientali o con effetto minore (<1 km ²)
3	Quantitativo di contaminante rilasciato in ambiente, che richiede 1-2 anni per il ripristino delle condizioni ambientali o con effetto locale (<10 km ²)
4	Quantitativo di contaminante rilasciato in ambiente, che richiede 2-5 anni per il ripristino delle condizioni ambientali o con effetto esteso (<100 km ²)
5	Quantitativo di contaminante rilasciato in ambiente con conseguente danno ambientale di lungo termine (> 5 anni)

Asset

Indice	Descrizione
1	Danno monetario trascurabile
2	Danno monetario sui componenti ≤ 5000 €
3	Danno monetario sui componenti 5000 € < danno < 50000 €
4	Danno monetario sui componenti 50000 € < danno < 500000 €
5	Danno monetario sui componenti ≥ 500000 €

Probabilità	
Indice	Descrizione
A	Evento non atteso durante la vita del sistema
B	Evento atteso al massimo 1 volta durante la vita del sistema
C	Evento atteso più di 1 volta nella vita del sistema e meno di 1 volta ogni 5 anni
D	Evento atteso più di 1 volta ogni 5 anni e meno di 1 volta all'anno
E	Evento atteso più di 1 volta all'anno

Nella Tabella 21 viene riportata la matrice utilizzata durante l'analisi HAZOP, la quale deriva da un esempio di matrice di rischio riportata nelle norme del settore [67]; è opportunamente calibrata in base alle esigenze e secondo gli indici qualitativa sopra proposti.

Tabella 21: Matrice di rischio

Conseguenze				Probabilità				
Livello di severità	Persone	Asset	Ambiente	A	B	C	D	E
				Occorrenza rara	Occorrenza improbabile	Occorrenza credibile	Occorrenza probabile	Occorrenza frequente
1	Infortuni lievi	Impatto trascurabile	Impatto trascurabile					
2	Infortuni minore	Danno lieve	Effetto minore					
3	Grave infortunio	Danno minore	Effetto minore					
4	Singola fatalità	Danno locale	Effetto locale					
5	Multipla fatalità	Danno grave	Effetto grave					

Avendo a disposizione la matrice di rischio, si possono categorizzare i rischi in modo da individuare le azioni di intervento da effettuare sulle attività di processo più rischiose. Generalmente le categorie di rischio sono 3:

- Rischi “accettabili”: si riferiscono a eventi con una probabilità di accadimento bassa e con conseguenze lievi;

- Rischi “inaccettabili”: si riferiscono ad eventi che implicano l’immediata cessazione dell’attività fino a quando non saranno introdotte misure di riduzione del rischio;
- Rischi “ALARP” (As Low As Reasonably Practicable) / Tollerabili: si posizionano tra i rischi accettabili e quelli inaccettabili e si riferiscono ad eventi per cui il rischio deve essere ridotto, con un’adeguata pianificazione temporale, fino a che un ulteriore intervento di riduzione del rischio non crei una sproporzione elevata tra costi e benefici.

Nella Tabella 22 vengono riepilogati i livelli di rischio considerati:

Tabella 22: Livelli di rischio

Livello di rischio	
Accettabile	In linea di massima il rischio è accettabile, è necessario gestire il miglioramento continuo
Tollerabile	Necessità di valutare l’implementazione di misure di riduzione del rischio (criterio ALARP)
Inaccettabile	Rischio non tollerabile, necessità di implementare misure di riduzione del rischio

Sulla base delle precedenti considerazioni e degli indici qualitativi presentati in Tabella 20, i criteri di accettabilità del rischio sono stati definiti come segue:

- Per gli eventi caratterizzati da un livello di severità del danno pari a 1, per le frequenze di accadimento da “rara” a “probabile” (Indici da A a D), si è considerato il rischio come “accettabile” (colore verde), in quanto il danno associato al verificarsi dell’evento ha degli effetti trascurabili sugli aspetti di *Safety*, *Environment* e *Asset*; per la frequenza di accadimento “frequente” (Indice E), si è considerato il rischio come “ALARP” (colore giallo), in quanto il danno associato al verificarsi dell’evento ha degli effetti trascurabili sugli aspetti di *Safety*, *Environment* e *Asset*, ma una frequenza molto elevata;
- Per gli eventi caratterizzati da un livello di severità del danno pari a 2: se la probabilità di accadimento dell’evento è “rara” o “improbabile” (Indici di probabilità A o B), il rischio è considerato “accettabile” (colore verde) in quanto, nonostante il danno associato al verificarsi dell’evento abbia

degli effetti minori (ma non trascurabili su *Safety*, *Environment* e *Asset*), la frequenza di accadimento dell'evento è prevista al massimo una volta nella vita del sistema; se la probabilità di accadimento dell'evento è "credibile", "probabile" o "frequente" (Indici di probabilità C, D o E), il rischio rientra nella categoria "ALARP" (colore giallo) in quanto l'evento è atteso più di una volta nella vita del sistema e dunque si considera necessario valutare l'implementazione di misure di riduzione del rischio, proporzionate ai benefici che ne deriverebbero;

- Per gli eventi caratterizzati da un livello di severità del danno pari a 3: se la probabilità di accadimento dell'evento è "rara" (Indice di probabilità A), il rischio è considerato "accettabile" (colore verde) in quanto l'evento non è atteso durante la vita del sistema nonostante gli effetti su *Safety*, *Environment* e *Asset* siano piuttosto gravi (danni permanenti sulle persone; danni economici considerevoli; effetti locali sull'ambiente che richiedono interventi di ripristino di lunga durata); se la probabilità di accadimento dell'evento è "improbabile" o "credibile" (Indici di probabilità B o C), il rischio rientra nella categoria "ALARP" (colore giallo), dunque è necessario valutare l'implementazione di misure di riduzione del rischio, proporzionate ai benefici che ne deriverebbero; se la probabilità di accadimento dell'evento è "probabile" o "frequente" (Indice di probabilità D o E), il rischio è considerato "non accettabile" (colore rosso), in quanto il verificarsi dell'evento più di una volta ogni 5 anni, non può essere accettato fin quando non vengono implementate misure di riduzione del rischio;
- Per gli eventi caratterizzati da un livello di severità del danno pari a 4: se la probabilità di accadimento dell'evento è "rara" o "improbabile" (Indice di probabilità A o B), il rischio rientra nella categoria "ALARP" (colore giallo) mentre se l'evento ha una probabilità di accadimento "credibile", "probabile" o "frequente" (Indici di probabilità C, D o E) il rischio è considerato "non accettabile" (colore rosso) in quanto il verificarsi dell'evento più di una sola volta nella vita del sistema non può essere

accettato fin quando non vengono implementate misure di riduzione del rischio;

- Per gli eventi caratterizzati da un livello di severità del danno pari a 5: se la probabilità di accadimento dell'evento è "rara" (indice di probabilità A), il rischio rientra nella categoria "ALARP" (colore giallo) mentre se l'evento ha una probabilità di accadimento "improbabile", "credibile", "probabile", "frequente" (Indici di probabilità B, C, D e E) il rischio è considerato "non accettabile" (colore rosso) in quanto il verificarsi dell'evento nella vita del sistema non può essere accettato fin quando non vengono implementate misure di riduzione del rischio.

6.1.2. Risultati

Lo studio HAZOP ha permesso di individuare un numero di scenari totali pari a 66. Nella Tabella 23, sono stati suddivisi in base alle categorie di rischio *Accettabile*, *Tollerabile* e *Inaccettabile*.

Tabella 23: Riepilogo degli scenari con la categoria di rischio associata

<i>Categoria di rischio</i>	<i>N° degli scenari</i>
<i>Accettabile</i>	35
<i>Tollerabile</i>	31
<i>Inaccettabile</i>	0

Nella Figura 23, tali scenari vengono ulteriormente classificati oltre che per categoria di rischio anche per target, quindi rispetto a *Safety*, *Environment* e *Asset*. Tali considerazioni sono eseguite tenendo sempre in considerazione le salvaguardie in atto. Per la maggior parte sono stati individuati scenari con un rischio associato accettabile, anche se il numero di quelli con un rischio tollerabile non è così ridotto. Principalmente gli scenari hanno un'incidenza rilevante sulla sicurezza delle persone e provocano danni sull'asset produttivo; gli scenari che provocano un impatto sull'ambiente sono molto limitati. Fortunatamente non sono stati individuati scenari con una categoria di rischio inaccettabile.

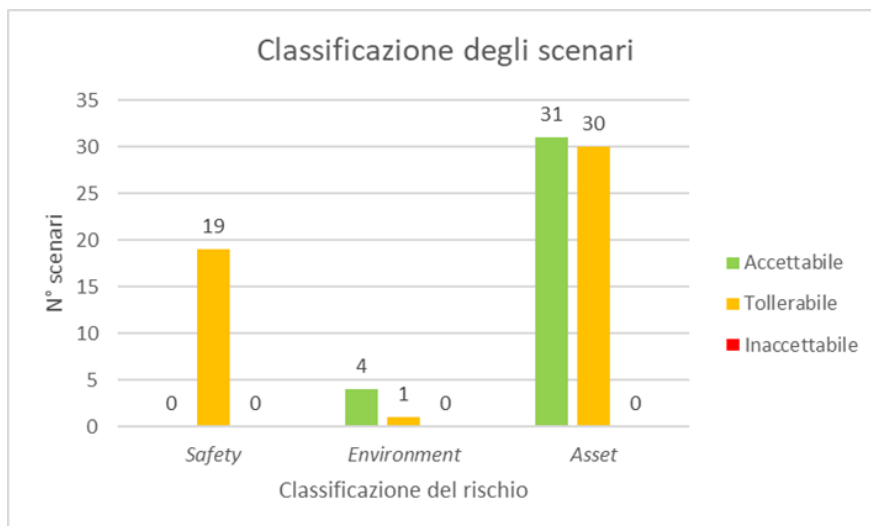


Figura 23: Classificazione degli scenari in funzione della categoria di rischio e del target

Nell'elenco qui sotto proposto vengono riportati i principali scenari che sono stati classificati come tollerabili, suddivisi per target:

- Scenari con un impatto sulla continuità della produzione e sull'integrità delle strutture/apparecchiature (*Asset*):
 - Turbocompressori in condizioni di mandata chiusa, con conseguente aumento di pressione nel collettore, implicando un possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale/idrogeno/miscela e in caso di innesco possibile incendio o esplosione. La causa può essere il fallimento chiuso di una valvola di controllo/SDV o di una valvola manuale per errore operativo;
 - Impossibilità di alimentare lo scambiatore di calore, con conseguente mancato raffreddamento della miscela, provocando un flusso verso la sealine fuori specifica. La causa anche in questo caso può essere associata al fallimento chiuso di valvole SDV o manuali sulla linea di alimentazione dell'acqua di raffreddamento.
- Scenari con un impatto sugli aspetti di sicurezza dei lavoratori o delle persone (*Safety*):
 - Aumento di temperatura nel package di compressione, di produzione dell'idrogeno e nello scambiatore di calore, aumento di pressione con superamento delle condizioni di design. Rottura e

rilascio di gas naturale/idrogeno/miscela. La causa è un incendio esterno;

- Aumento di pressione nel collettore di mandata comune del package di compressione con conseguente sovrappressione. Si può verificare il superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale/miscela con possibile innesco e conseguente incendio o esplosione. La causa può essere il funzionamento in contemporanea dei due compressori al 100%.
- Scenari con un impatto sull'ambiente (*Environment*):
 - Rilascio di miscela in ambiente attraverso la linea di torcia con conseguente impatto ambientale e parziale perdita di produzione. La causa è il fallimento aperto di una valvola BDV.

6.1.3. Raccomandazioni

Per migliorare la gestione delle attività di processo e rafforzare le salvaguardie già adottate, sono state fornite **12 raccomandazioni**. Nella Tabella 24 sono riportate tutte le raccomandazioni suddivise in base alla fase progettuale durante la quale andranno implementate.

Tabella 24: Riepilogo delle raccomandazioni

<i>Fase di applicazione della raccomandazione</i>	<i>N° di raccomandazioni</i>
<i>Fase di basic design</i>	9
<i>Fase di detailed design</i>	1
<i>Fase di commissioning</i>	2

Qui di seguito vengono elencate le raccomandazioni emerse durante lo studio HAZOP:

- Valutare di lucchettare in posizione aperta le valvole manuali sulle linee di mandata dei componenti;

- Al momento dell'acquisto dell'elettrolizzatore assicurarsi della presenza di protezioni interne al package per mancata alimentazione di acqua demineralizzata;
- Al momento dell'acquisto dell'elettrolizzatore assicurarsi della presenza di protezioni interne al package;
- Valutare di interfacciare le logiche di controllo dell'elettrolizzatore con quelle dell'elettrocompressore;
- Valutare l'installazione di un fine corsa sulle valvole BDV con allarme rilanciato a sala controllo.

Nella Figura 24 sono rappresentate le raccomandazioni suddivise per categoria. Sono state fornite principalmente delle raccomandazioni per mitigare gli scenari con un impatto rilevante sull'asset. Sono state ripetute le raccomandazioni che coinvolgevano due o tutte e tre le categorie.

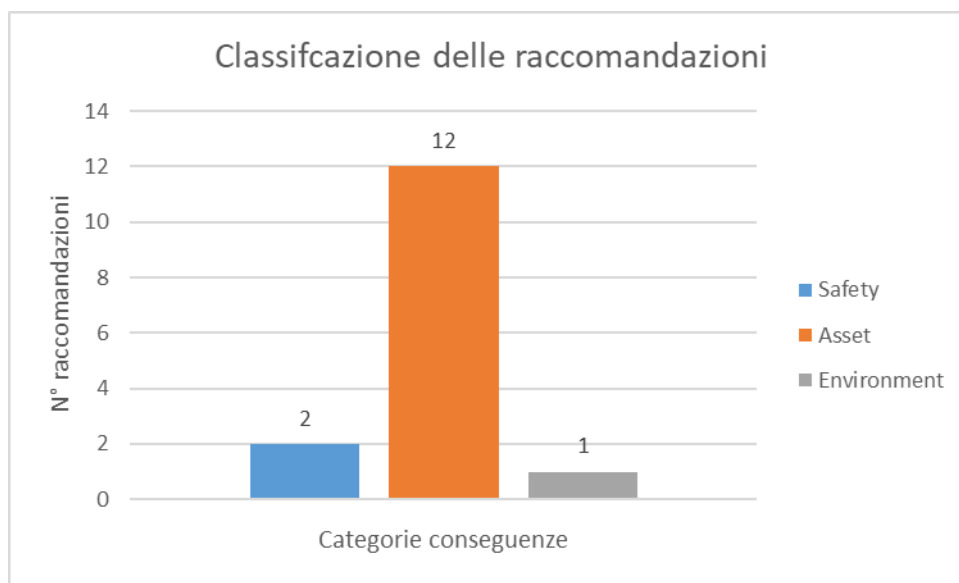


Figura 24: Classificazione delle raccomandazioni per categoria

6.2. Analisi quantitativa

Si è ritenuto necessario eseguire un'analisi quantitativa per approfondire lo scenario incidentale di un rilascio e conseguente incendio, dal momento che le sostanze di processo sono altamente infiammabili e le condizioni sono particolarmente critiche (pressioni massime di circa 70 bar). L'analisi quantitativa è stata strutturata in due differenti studi:

- Il primo il cui obiettivo è la valutazione dell'impatto che gli scenari incidentali attesi possono avere sulle strutture;
- Il secondo il cui obiettivo è la valutazione delle distanze massime di impatto degli scenari sulle persone.

6.2.1. Eventi iniziatori e identificazione degli inventari isolabili

Ogni componente dell'impianto, incluse le apparecchiature e tutte le varie condotte, rappresentano una possibile fonte di rilascio, con potenziali conseguenze per la sicurezza. I potenziali scenari incidentali che possono avere luogo sono associati ad una perdita di contenimento dovuta a rotture casuali degli equipment a causa di:

- Difetti dei materiali;
- Esposizione ad agenti corrosivi;
- Installazione eseguita in maniera non corretta;
- Manutenzione errata.

Per calcolare la quantità rilasciata nel caso in cui si verifichi una perdita di contenimento, è essenziale identificare le sezioni isolabili dell'impianto. Per sezione isolabile si intende una porzione dell'impianto delimitata da valvole di isolamento, ovvero le *Shutdown Valve* (SDV). Ad ogni sezione isolabile identificata va assegnato un fluido rappresentativo processato; in questo caso è una miscela di gas naturale al 90% (considerato come solo CH₄) e idrogeno al 10%.

Le rotture casuali che possono portare ad un rilascio di miscele sono ben descritte da un set di diametri di rottura rappresentativi che nello specifico, in questo studio, si riferiscono al report OGP N° 434-1 [68] così come riportato nella Tabella 25:

Tabella 25: Set di diametri di rottura rappresentativi

<i>Classi del foro</i>	<i>Diametro rappresentativo di rottura utilizzato nell'analisi</i>	<i>Intervalli dei diametri di rottura OGP report N° 434-1</i>
<i>Small</i>	<i>6,35 mm</i>	<i>1 - < 10 mm</i>
<i>Medium</i>	<i>22 mm</i>	<i>10 - < 50 mm</i>
<i>Large</i>	<i>70 mm</i>	<i>50 - < 150 mm</i>
<i>Full Bore</i>	<i>150 mm</i>	<i>> 150 mm</i>

L'inventario isolabile più critico in termini sia di quantitativo di sostanza potenzialmente rilasciata sia di pressione di rilascio è quello che comprende il package di compressione D2-TC-001A/B per portare il fluido alla pressione desiderata per l'invio alla piattaforma attraverso la sealine. Nella Tabella 26 sono raccolti i dettagli, mentre in Figura 25 ve ne è una rappresentazione tratta dal P&ID.

Tabella 26: Dati della sezione isolabile

<i>Sezione isolabile N°</i>	<i>Tipologia sezione (puntuale / lineare)</i>	<i>Descrizione sezione</i>	<i>Inizio sezione</i>	<i>Fine sezione</i>	<i>Flusso di riferimento</i>
<i>IS_TC</i>	<i>P</i>	<i>Turbocompressori D2-TC-001A e D2-TC-001B</i>	<i>D2-SDV-001A D2-SDV-001B D2-SDV-002</i>	<i>D2-SDV-003</i>	<i>CH₄ (90%) H₂ (10%)</i>

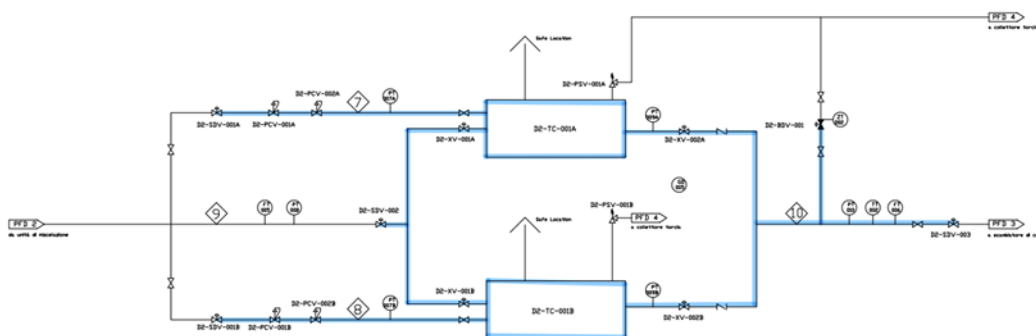


Figura 25: Rappresentazione della sezione isolabile

6.2.2. Analisi delle conseguenze

La severità della conseguenza e quindi l'estensione delle aree di impatto dello scenario incidentale è strettamente dipendente da diversi fattori quali:

- Caratteristiche della sostanza rilasciata: alcune proprietà di fondamentale importanza sono l'inflammabilità, la reattività, ...;
- Condizioni di rilascio: le condizioni di riferimento a cui si è fatto riferimento sono quelle più critiche, ovvero le condizioni di post compressione della miscela dove i valori massimi di pressione e temperatura raggiungono rispettivamente i 70 bar ed i 138 °C;
- Altezza del punto di rilascio: in questo caso si è ipotizzato un rilascio ad un'altezza di un metro;
- Direzione del rilascio: per restare il più cautelativi possibili nel valutare l'effetto di un Jet Fire causato da un rilascio si è scelta una direzione orizzontale;
- Durata del rilascio;
- Quantità di sostanza rilasciata.

6.2.2.1. Simulazioni d'incendio

Per valutare gli effetti dell'incendio in termini di distanze di danno caratterizzanti i Jet Fire ed i Flash Fire è stato utilizzato il software PHAST 8.9 DNVGL.

L'area di danno relativa agli scenari d'incendio è stata stimata tenendo in considerazione i criteri di vulnerabilità riportati nella Tabella 27 del paragrafo 6.2.2.3. È stato ipotizzato un tempo di intervento delle valvole SDV pari a 2 minuti (120 secondi), mentre quello delle BDV non è stato tenuto in considerazione vista la mancanza di dettagli riguardo al dimensionamento dei diametri a causa della natura preliminare del basic design. Tuttavia, questa è un'ipotesi conservativa che va a fornire dei risultati cautelativi.

In queste simulazioni i punti di rilascio sono stati posizionati in prossimità della mandata del package di compressione della miscela, presentandosi proprio qui le condizioni più critiche.

6.2.2.2. *Classi di riferimento*

L'estensione di una nube di gas è fortemente influenzata dalle condizioni meteorologiche nell'istante in cui si verifica il rilascio. Pertanto, al fine di simulare gli scenari incidentali, è necessario caratterizzare le condizioni meteorologiche, specificamente definendo la classe di stabilità atmosferica e la velocità media del vento.

La stabilità atmosferica solitamente viene descritta tramite il gradiente termico verticale, cioè in base a come varia la temperatura dell'aria in relazione all'altitudine. Comunemente, si categorizza questo parametro utilizzando le condizioni meteorologiche di *Pasquill*, che comprendono:

- 3 classi per l'instabilità (A, B e C);
- 1 classe per la neutralità (D);
- 2 classi per la stabilità (E e F).

Le classi sono identificate da due parametri:

- Una lettera che identifica la categoria di stabilità;
- Un numero che identifica la velocità del vento.

Per questa tipologia di analisi vengono considerate due classi:

- F2: classe di stabilità F con velocità del vento di 2 m/s;
- D5: classe di neutralità D con velocità del vento di 5m/s [65].

6.2.2.3. *Definizioni dei criteri di vulnerabilità*

Nel seguente studio, si vanno a valutare sia gli impatti sulle strutture e sugli equipment di processo sia i danni sulle persone a seguito dell'evoluzione di uno scenario incidentale. Nello specifico, lo scenario incidentale atteso sarà un **Jet Fire** in caso di rilascio ed innesco immediato o di **Flash Fire** nelle condizioni in cui l'innesco sia ritardato. Nelle seguenti simulazioni non si è ritenuto plausibile l'evolversi di un'esplosione (VCE), in quanto non vi sono le condizioni propizie per il verificarsi di esso, non essendo state individuate zone congestionate.

Per quanto riguarda lo scenario di Jet Fire, si è assunto che una struttura o un equipment possano collassare se esposti ad una specifica radiazione per un tempo maggiore di quello riportato nella Tabella 27:

Tabella 27: Criteri di vulnerabilità rappresentativi per incendi

<i>Target</i>	<i>Scenario</i>	<i>Tempo di esposizione [min]</i>	<i>Radiazione termica [kW/m²]</i>	<i>Probabilità di danno [%]</i>
<i>Strutture metalliche</i>	<i>JET FIRE</i>	$5 < t \leq 10$	37,5	50
<i>Sistemi ESD/EDF</i>				
<i>Equipment di processo/Utility</i>			100	100
<i>Tubazioni</i>		$t > 10$	37,5	100

Per ciò che concerne il Flash Fire, è stato tenuto in considerazione solo per gli impatti che può provocare alle persone, in quanto non provoca danni a strutture, non essendo un incidente duraturo nel tempo. Pertanto, la probabilità di letalità per le persone colpite dal Flash Fire è pari al 100%.

Tali criteri sono definiti facendo riferimento alla letteratura specifica di settore [69].

6.2.3. Impatto del Jet Fire sulle strutture dell'impianto

Nel seguente paragrafo sono riassunti i risultati della simulazione per valutare le conseguenze di un Jet Fire nelle condizioni in cui si abbia l'intervento delle valvole di sezionamento SDV e con una durata dell'incendio che supera i 5 minuti. L'analisi quantitativa si è svolta considerando questo lasso di tempo perché superata tale soglia c'è l'ipotesi che le strutture non siano più in grado svolgere la propria funzione e quindi inizino a collassare.

Nella Tabella 28 sono riportate le condizioni operative della sezione isolabile di riferimento, mentre la

Tabella 29 contiene i valori di miscela contenuti all'interno della sezione isolabile.

Tabella 28: Condizioni operative della sezione isolabile

Sezione isolabile n°	Fluido di riferimento [%vol]	Pressione [bar]	Temperatura [°C]	LFL [ppm]	Peso molare [g/mol]	Concentrazione stechiometrica [%]
IS_TC	CH ₄ (90%) – H ₂ (10%)	70,1	138	49000	14,6	9

Tabella 29: Volume e hold-up

Sezione isolabile n°	Equipment principali	Equipment [m ³]	Tubazione [m ³]	Volume totale [m ³]	Densità [kg/m ³]	Massa totale [kg]
IS_TC	D2-TC-001A/B	2	2	4	30,08	120,32

È bene precisare che i valori dei volumi di gas sono stati cautelativamente aumentati per eseguire un'analisi più conservativa (maggiorazione del 50%).

6.2.3.1. Distanze di danno incendio

Preso in esame la sezione isolabile IS_TC, l'evento atteso in caso di rilascio è quello di Jet Fire. È stato modellato lo scenario incidentale con il software PHAST 8.9 DNVGL valutando così le distanze di danno della radiazione emessa dal getto di miscela in caso di innesco immediato per le soglie già descritte nel paragrafo 6.2.2.3.

Tabella 30: Impatto in caso di Jet Fire con una durata superiore ai 5 minuti

Sezione isolabile n°	Condizion meteo	Durata Jet Fire [s]				Portata di rilascio a 5 min [kg/s]				Distanza di Jet Fire a 37,5 kW/m ² [m]				Distanza di Jet Fire a 100 kW/m ² [m]			
		6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm	6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm	6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm	6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm
IS_TC	F2	2367	307	139	124	0,17	0,013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	D5	2367	307	139	124	0,17	0,013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Come si evince dai risultati sopra riportati nella Tabella 30, i Jet Fire che vengono generati dai rilasci tramite i fori di dimensione 70 mm e 150 mm hanno una durata minore di 5 minuti e quindi sono esclusi dalle simulazioni. Per gli altri due fori, l'evolversi dello scenario incidentale fa sì che, anche se la durata del Jet Fire supera i 5 minuti, le aree di danno corrispondenti alle radiazioni emesse dal getto di gas pari a 37,5 kW/m² e 100 kW/m², non sono valutabili, in quanto l'entità dell'energia emessa durante l'incendio risulta minore. È stato riscontrato che per un Jet Fire di

durata superiore ai 5 minuti, le uniche distanze di danno valutabili sono quelle per radiazioni pari a 4 kW/m^2 i cui valori per le classi F2 e D5 sono rispettivamente 5,24 m e 4,99 m.

6.2.4. Impatto di un rilascio/innesco

In questo paragrafo, sono riportati i risultati delle analisi svolte per dare una stima preliminare delle conseguenze sulle persone a seguito di un rilascio di gas che può portare ad un Jet Fire o ad un Flash Fire. Nel seguente caso la simulazione è stata eseguita non tenendo in considerazione l'intervento dell'ESD, in quanto valutando i danni sulle persone, l'evolversi di un Jet Fire o un Flash Fire provocherebbe lesioni gravi e/o la morte di tutti coloro che si trovano all'interno dell'area di danno, ancor prima che le valvole SDV possano entrare in azione. È bene specificare che l'impianto è stato progettato per non essere presidiato; pertanto, la presenza di persone sarebbe limitata alle sole fasi di manutenzione (ordinaria e/o straordinaria) o in caso di un'emergenza che preveda l'intervento di personale qualificato.

6.2.4.1. Distanze di danno

Nella Tabella 31 sono riportati i risultati relativi al **Jet Fire** mentre nella Tabella 32 sono raccolti quelli riguardanti un **Flash Fire**.

Tabella 31: Impatto in caso di Jet Fire all'istante $t=0$

Sezione isolabile n°	Condizioni meteo	Distanza di Jet Fire a 4 kW/m^2 [m]				Distanza di Jet Fire a $12,5 \text{ kW/m}^2$ [m]			
		6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm	6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm
IS_TC	F2	6,94	27,28	87,67	184,54	5,04	22,50	68,64	139,78
	D5	6,70	26,57	87,29	184,86	-	22,13	69,30	142,22

La radiazione emessa dal getto di gas pari a 4 kW/m^2 corrisponde ad un'area di danno in cui le persone sono soggette a lesioni reversibili, mentre con un irraggiamento termico di $12,5 \text{ kW/m}^2$ si delimita l'area di danno ad elevata letalità, con una probabilità di morte del 100% [70].

Nel complesso, la classe meteorologica a cui corrispondono le aree di danno più grandi è la D5, nello specifico più il diametro del foro del rilascio aumenta, più

l'impatto dell'incendio è esteso. Nella Figura 26 sono raffigurate le aree di danno corrispondenti al foro più critico (150 mm) nella condizione meteo D5, raffigurate su un ipotetico plot plan in cui sono stati posizionati gli equipment principali. È da sottolineare il fatto che vista la natura preliminare del basic design non è possibile fornire delle valutazioni accurate, ma queste sono stime con il solo fine di fornire un'idea generale sulla possibile entità degli effetti causati dagli scenari incidentali.

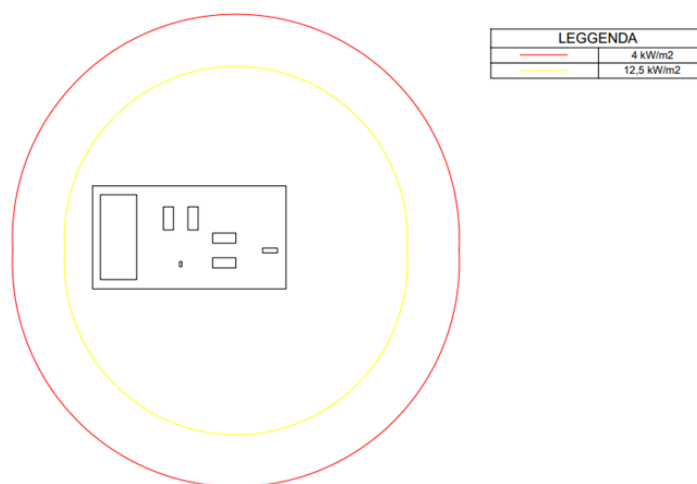


Figura 26: Aree di danno Jet Fire per un foro di 150 mm in condizioni meteo D5

Tabella 32. Impatto in caso di Flash Fire

Sezione isolabile n°	Condizioni meteo	Distanza di Flash Fire a LFL [m]			
		6,35 mm	22 mm	70 mm	150 mm
IS_TC	F2	-	-	45,02	106,99
	D5	-	-	43,31	113,01

L'area di danno più grande corrisponde ad un rilascio da un foro di diametro 150 mm (caso di *full bore*) valutato per la classe meteorologica D5. Anche nel caso di Flash Fire, in Figura 27 è rappresentata una raffigurazione delle aree di danno più critiche.

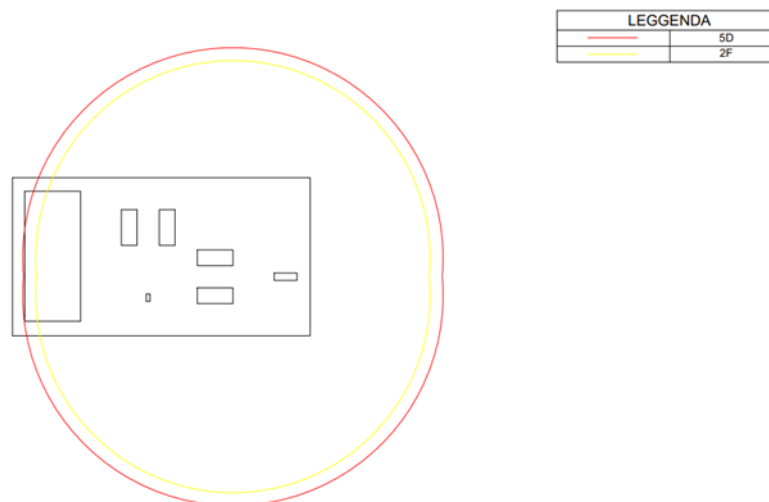


Figura 27: Aree di danno Flash Fire per foro di 150 mm in condizioni meteo F2 e D5

6.3. Risultati dell'analisi di sicurezza

L'analisi di sicurezza che è stata eseguita ha previsto l'impiego di un HAZOP per sviluppare una valutazione preliminare quantitativa di eventuali scenari incidentali derivanti da deviazioni di processo e redigere una lista di raccomandazioni relative alla progettazione e/o gestione del sistema al fine di migliorare le attività di processo, diminuire la frequenza di accadimento e mitigare gli effetti degli incidenti.

Non è stato individuato nessun scenario incidentale con un livello di rischio *inaccettabile*, tuttavia, alcuni di essi sono stati classificati come *tollerabili* e quindi potrebbero condurre a rilasci di miscela infiammabile con un conseguente possibile incendio. Inoltre, c'è da tenere in considerazione che l'impianto è stato progettato per operare autonomamente senza il presidio continuativo di personale. È prevista la presenza di operatori solo in caso di manutenzione ordinaria e/o straordinaria e in caso di emergenza.

Anche se tutti gli scenari che prevedono un rilascio con conseguente incendio hanno un livello di rischio tollerabile, considerando tutte le salvaguardie in atto, si è deciso di condurre un'analisi quantitativa vista l'elevata infiammabilità della miscela. Si è condotta la simulazione tenendo in considerazione l'equipment più critico, ovvero la mandata del package di compressione della miscela, per valutare gli effetti sia sulle strutture sia sulle persone.

Dalle analisi riportate nei paragrafi 6.2.3 e 6.2.4 riferite alla valutazione degli impatti rispettivamente sulle strutture e sulle persone si può evincere che:

- I potenziali impatti sulle strutture presenti sono dovuti all'evolversi di un Jet Fire. Dalle simulazioni sviluppate si può concludere che non si hanno aree di danno corrispondenti a radiazioni pari a $37,5 \text{ kW/m}^2$ e a 100 kW/m^2 perché l'entità dell'energia emessa in queste circostanze risulta essere minore. Di conseguenza non sono attesi danni considerevoli alle strutture presenti;
- I potenziali impatti sulle persone sono dovuti o ad un Jet Fire o ad un Flash Fire. Sia per il Jet Fire sia per il Flash Fire le aree di danno più estese corrispondono al foro di rilascio pari a 150 mm. Le distanze massime sono raggiunte dal Jet Fire. Considerando la natura non presidiata del progetto si prevede che, anche in fase di progettazione di dettaglio, il fattore di esposizione a tali scenari risulti molto basso.

Infine, come ultima considerazione, nella Figura 28 è fornito un layout di massima in cui sono stati posizionati i componenti dell'intero del sistema, tenendo in considerazione le dimensioni degli equipment; per valutare le effettive distanze di sicurezza o il posizionamento di muri di protezione e altri sistemi protettivi, si dovranno effettuare ulteriori analisi durante la fase di progetto di dettaglio. Tuttavia, in questa fase preliminare si è tenuto in considerazione il fatto che ogni componente sarà contenuto all'interno di un package di protezione che svolge un ruolo di schermatura all'irraggiamento.

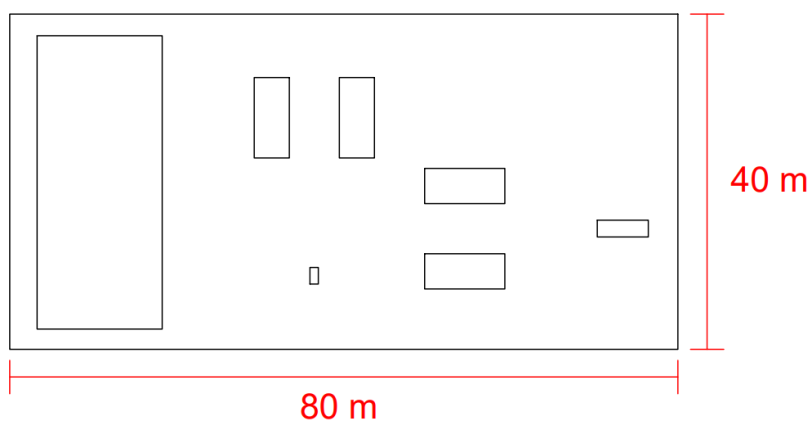


Figura 28: Layout di massima dell'intero impianto

7. Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stato sviluppato il basic design di una stazione di spinta per permettere il trasporto di una miscela di gas naturale e idrogeno attraverso una condotta sottomarina. Il fine è quello di consentirne lo stoccaggio in un giacimento ormai esaurito di una piattaforma Oil&Gas giunta a fine vita. Tale studio è stato realizzato con lo scopo di completare il progetto precedentemente realizzato riguardante una delle tre opzioni di riconversione della piattaforma offshore GREEN1, nello specifico dell'Opzione 2. Nella prima parte del progetto ci si è focalizzati sul riutilizzo e adattamento dell'impianto presente sulla piattaforma in modo da garantire l'iniezione e poi la successiva erogazione della miscela.

Nel corso di questa nuova fase di ricerca si è cercato di dare una risposta concreta agli obiettivi proposti nell'introduzione. È stata estesa l'analisi della compatibilità tra l'idrogeno ed i principali materiali usati nel settore Oil&Gas, le apparecchiature e le infrastrutture del gas, consolidando le ipotesi avanzate nella precedente tesi. Si è ribadita la sicurezza nell'introduzione del 10% di idrogeno nella rete del gas, consentendo una progettazione preliminare dell'impianto di spinta senza riscontrare ostacoli significativi. Tuttavia, durante la fase di progettazione definitiva, si raccomanda un'indagine accurata, specialmente per concentrazioni superiori al 10%, poiché il settore dell'idrogeno come vettore energetico è in costante evoluzione, con ulteriori scoperte che potrebbero influire sulle considerazioni di compatibilità con i componenti e le infrastrutture.

Partendo da questi approfondimenti, è stata messa al vaglio la possibilità di riutilizzare la condotta sottomarina adibita al solo trasporto di gas naturale anche per il passaggio della nuova miscela arricchita di idrogeno. La ricerca di uno standard normativo riguardante la riconversione delle condotte è stata uno dei principali punti critici dello studio, in quanto ancora non ben definito ed in via di sviluppo. Si è fatto riferimento a regolamentazioni interne di società specializzate nel settore, nell'attesa di aggiornamenti delle linee guida a livello nazionale/europeo. Tuttavia, anche a seguito di una verifica sulla compatibilità termofluidodinamica della miscela con la sealine, è stato possibile dare la conferma sull'adattabilità della stessa al suo passaggio.

Si è cercato di proporre una metodologia di natura generica e non legata ad una singola istanza di conversione, rendendola flessibile e applicabile ad altri casi studio. In linea all'intera filosofia del progetto, l'obiettivo fondamentale di questo lavoro è stato plasmare un approccio sistematico alla progettazione, consentendo simultaneamente l'adattamento delle decisioni progettuali alle particolarità proprie di ogni singola piattaforma.

Considerando le affermazioni appena esposte, le peculiarità caratteristiche di una stazione di spinta e la compatibilità complessiva di una miscela gassosa con il 10% di idrogeno, è stato possibile procedere alla progettazione dell'impianto. Questa fase è stata condotta adottando le tecnologie più aggiornate disponibili per i già esistenti siti di stoccaggio italiani e introducendo, dove possibile, componenti già sottoposti a test per una miscela di idrogeno e gas naturale. L'aspetto più sfidante è stato quello che ha coinvolto l'identificazione di un impianto per la produzione dell'idrogeno. In primo luogo, perché è emersa la difficoltà nel poter installare un elettrolizzatore direttamente sulla piattaforma; le grandi dimensioni dei componenti e lo scarso spazio a disposizione non hanno consentito tale scelta e poi perché l'elevata taglia prevede una grande potenza in gioco. Tuttavia, in virtù dell'ampia attenzione rivolta al campo dell'idrogeno, si sta assistendo a una proliferazione di tecnologie che emergono con prestazioni sempre più avanzate e consumi ridotti. Le restanti apparecchiature non prevedono particolari criticità, a differenza dell'installazione degli equipment sulla piattaforma, qui non si hanno né vincoli dimensionali né difficoltà per l'alimentazione.

Con il fine di verificare che il basic design dell'impianto di spinta non implicasse possibili danni ambientali e fosse in grado di rispondere in maniera positiva all'evolversi di incidenti, sono state redatte sia un'analisi ambientale sia un'analisi di sicurezza.

Per ciò che concerne l'analisi ambientale, non sono emerse particolari criticità, se non per gli aspetti legati agli impatti emissivi di gas e delle vibrazioni/rumore; impatti che al più possono essere mitigati con opportune modifiche, ma non possono essere eliminati del tutto.

L'analisi di sicurezza si è suddivisa in due parti: una prima in cui uno studio HAZOP ha permesso di evidenziare gli scenari incidentali con un rischio maggiore per poi procedere con raccomandazioni mirate al fine di ridurre il livello di pericolo ed una seconda parte in cui sono state eseguite delle analisi quantitative simulando dei rilasci di miscela che possono portare all'evolversi di incendi, a conferma dell'elevata infiammabilità del blending. È bene sottolineare che la natura preliminare del progetto non ha permesso di condurre delle analisi con dati precisi, ma è stato comunque utile in primis per accertarsi della fattibilità del progetto e in secondo luogo per fornire una linea guida sulle verifiche da effettuare in un futuro durante la fase di progettazione di dettaglio.

Oltre agli aspetti positivi derivanti dai benefici del progetto di riconversione della piattaforma, ovvero tutto ciò che ruota attorno al concetto di sostenibilità e di sviluppo della transizione energetica, in questa tesi è stato possibile dimostrare la fattibilità tecnica dell'intera Opzione 2, allargando i limiti di batteria al riutilizzo della sealine e alla parte onshore. L'intero lavoro rappresenta un valido strumento che può rispondere alle imminenti esigenze energetiche puntando ad una crescita tecnologica orientata verso innovazioni sostenibili ed efficienti.

In conclusione, per evidenziare alcuni sviluppi futuri riguardanti il progetto, vi è la possibilità di approfondire lo studio andando ad usare concentrazioni differenti di miscela e mettere al vaglio diverse configurazioni per la produzione di idrogeno che possano avere un'efficienza migliore.

Bibliografia

- [1] <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>
- [2] <https://www.mase.gov.it/pagina/piano-la-transizione-ecologica>
- [3] <https://www.mase.gov.it/pagina/componente-2-m2c2-energia-rinnovabile-idrogeno-rete-e-mobilita-sostenibile>
- [4] G. Rech, Conversione di una piattaforma petrolifera in dismissione e del relativo reservoir in sito di stoccaggio temporaneo per una miscela di idrogeno e gas naturale. Progettazione preliminare. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021
- [5] https://it.wikipedia.org/wiki/Ricerca_e_produzione_di_idrocarburi_in_Italia
- [6] <https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine/>
- [7] Paci A., Decommissioning e rigenerazione delle strutture offshore: ipotesi progettuale di conversione della piattaforma Angela Angelina, atti di convegno (Ravenna 2018), DICAM - Università di Bologna
- [8] V. Parente, D. Ferreira, E. Moutinho dos Santos, E. Luczynski, Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability, «Energy Policy», 34/15, 2006, pp. 1992-2001.
- [9] D.M. 15 febbraio 2019, in materia di “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione d'idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”
- [10] https://www.snam.it/it/snam_per_lombardia/ruolo_stoccaggi/
- [11] M. W. Melania, O. Antonia, M. Penev, Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, NREL, 2013. Disponibile online - <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>
- [12] ASM International (2003), Stephen D. Cramer, Bernard S. Covino, Jr; Corrosion: Fundamentals, Testing, and Protection, Handbook Volume 13A
- [13] J.P. Hirth e H.H. Johnson, Hydrogen Problems in Energy Related Technology, Corrosion, Vol 32, 1976, p 3
- [14] L'infragilimento da idrogeno di materiali di fabbricazione additivi. Disponibile online <https://stamparein3d.it/infragilimento-da-idrogeno-di-materiali-di-fabbricazione-additivi/>
- [15] Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review di Federico Ustolin, Nicola Platrinieri, Filippo Berto. Disponibile online <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920321583>
- [16] Corrosione da idrogeno. Disponibile online <http://www.essica.it/it/approfondimenti/acciai-inossidabili/corrosione/corrosione-da-idrogeno>
- [17] S. Gahr, M.L. Grossbeck, and H.K. Birnbaum, Acta Metall., Vol 25, 1977, p 125
- [18] C. Zapffe and C. Sims, Hydrogen Embrittlement, Internal Stress and Defects in Steel, Trans. AIME, Vol 145, 1941, p 225

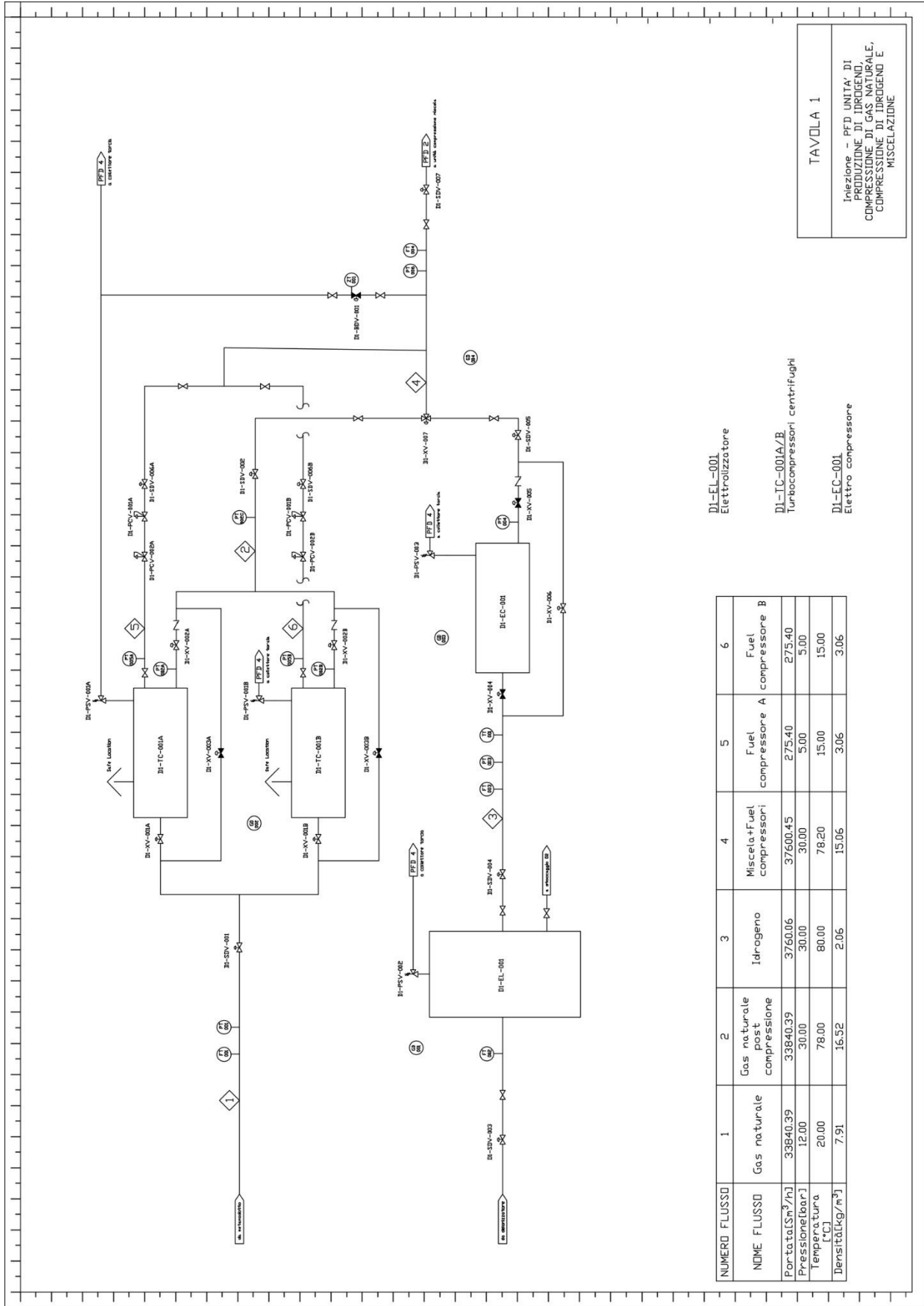
- [19] N.J. Petch and P. Stables, Delayed Fracture of Metals Under Static Load, *Nature*, Vol 169, 1952, p 842
- [20] G.M. Pressouyre and I.M. Bernstein, A Quantitative Analysis of Hydrogen Trapping, *Metall. Trans. A*, Vol 9, 1978, p 1571
- [21] W.W. Gerberich, Effect of Hydrogen on High Strength and Martensitic Steels, *Hydrogen in Metals*, I.M. Bernstein and A.W. Thompson, Ed., American Society for Metals, 1974, p 115
- [22] G.M. Pressouyre, A Classification of Hydrogen Traps in Steel, *Metall. Trans. A*, Vol 10, 1979, p 1571
- [23] Quantitative investigation on deep hydrogen trapping in tempered martensitic steel di Rongjian Shi, Lin Chen, Zidong Wang, Xu-Sheng Yang, Lijie Qiao, Xiaolu Pang Disponibile online
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925838820335829>
- [24] https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/snam_idrogeno/
- [25] SNAM S.p.A, Snam: per la prima volta in Europa fornitura di idrogeno misto a gas naturale su rete di trasmissione a utenti industriali (comunicato stampa), Contursi Terme, 1° aprile 2019
- [26] SNAM S.p.A, Snam: immissione sperimentale di idrogeno a Contursi raddoppiata al 10% (comunicato stampa), 8 gennaio 2020
- [27] SNAM S.p.A, Snam, RINA e Gruppo GIVA: effettuato primo test al mondo con un mix di gas naturale e idrogeno al 30% nella lavorazione dell'acciaio (comunicato stampa), Milano, 19 maggio 2021
- [28] Ricognizione sullo stato dell'arte delle norme, studi e ricerche disponibili sugli effetti dell'aggiunta di idrogeno al gas naturale da immettere nelle reti di trasporto e distribuzione - Aprile 2023
- [29] D.M. 3 giugno 2022, in materia di “Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile”
- [30] UNI EN 16726:2018, in materia di “Infrastrutture del gas - Qualità del gas - Gruppo H”
- [31] <https://thyga-project.eu/>
- [32] M. W. Melania, O. Antonia, M. Penev, Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, NREL, 2013
- [33] J. Yamabe, S. Nishimura, Influence of fillers on hydrogen penetration properties and blister fracture of rubber composites for O-ring exposed to high-pressure hydrogen gas, *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (4) (2009) 1977–1989
- [34] ASME B.31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines (Revisione 2019) - ASME Code for pressure piping
- [35] EN 1594. September 1, 2013. Gas infrastructure - Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar - Functional requirements
- [36] <https://www.snam.it/it/home.html>
- [37] B. E. Poling, J. M. Prausnitz, J. P. O'Connell, *The Properties of Gases and Liquids*, Fifth Ed., McGraw-Hill, New York, 2007

- [38] A. Aliberti, Riconversione di una piattaforma petrolifera in dismissione per l'installazione di un impianto di dissalazione alimentato da energia fotovoltaica. Progettazione preliminare., Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021, relatore A. Carpigano
- [39] F. Pertuso, Riconversione di una piattaforma petrolifera in dismissione e del relativo reservoir per l'installazione di un impianto di stoccaggio di anidride carbonica. Progettazione preliminare. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2021-2022
- [40] https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/2018/08/ottimizzazione_energetica_piattaforme.pdf
- [41] DGR Emilia-Romagna n. 146 del 06/02/2023, “Aggiornamento della classificazione sismica dei comuni dell’Emilia-Romagna”
- [42] Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell’8 maggio 2003
- [43] <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/geologia/sismica/la-classificazione-sismica>
- [44] D.M. 16 aprile 2008 in materia di “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8”
- [45] R. Barbieri, Trattamento e trasporto dell’anidride carbonica catturata per lo stoccaggio geologico in giacimenti offshore in dismissione. Progettazione preliminare. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2023/2024
- [46] <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
- [47] Bruce R. Munson, Theodore H. Okiishi, Wade W. Huebsch, Alric P. Rothmayer, “Fluid Mechanics”, 7 th edition SI version, Wiley, 2013
- [48] CUTELLO A., 2022. Tecnologie dell’idrogeno e sicurezza: inquadramento normativo e analisi del rischio per l’impianto TULIPS dell’aeroporto Torino Caselle, Politecnico di Torino
- [49] [S. Campanari, P. Colbertaldo, G. Guandalini, Elettrolisi: le tecnologie che trasformano l’elettricità in idrogeno, Politecnico di Milano.
- [50] Deiana P., Bassano C., Aprile 2021. “Progettazione e avvio della realizzazione di un prototipo con metanazione catalitica e elettrolizzatore” (Report RdS/PTR2020/192). Disponibile online: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2019-2021/sistemi-di-accumulo/report-rds_ptr_2020_192.pdf
- [51] <https://nelhydrogen.com/product/m-series-electrolyser/>
- [52] Sporchia, G. 14 luglio 2023. “L’acqua per la produzione di idrogeno verde: opportunità o limite? – Soluzioni per il trattamento dell’acqua destinata all’elettrolisi”. Disponibile online: https://www.sardegna.ricerche.it/documenti/13_1019_20230719150219.pdf
- [53] D.M. 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”
- [54] Altieri, G., Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani, Stoccaggio di gas naturale in sotterraneo.
- [55] Heinrich, Martin. (2016). Genetic Optimization of Turbomachinery Components using the Volute of a Transonic Centrifugal Compressor as a Case Study
- [56] https://www.solarturbines.com/en_US.html
- [57] <https://www.fornovogas.it/compressori-alternativi-idrogeno/>
- [58] <https://www.fiorentini.com/it/news/inaugurata-la-prima-stazione-di-miscelazione-dellidrogeno-realizzata-da-pietro-fiorentini/>
- [59] <https://www.totaltransfer.it/scambiatori-di-calore-fascio-tubiero.php>
- [60] N. Gloria, Analisi e modellazione delle prestazioni di uno stack PEM. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2021-2022
- [61] Decreto Presidente Repubblica 1° agosto 2011, n. 151 - Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122.
- [62] American Petroleum Institute. (2022). API 617: Axial and Centrifugal Compressors and Expander-Compressors
- [63] Ricognizione tecnica e normativa in materia di ispezionabilità delle reti di trasporto di gas naturale – CIG (Comitato Italiano Gas)
- [64] <https://www.americanpipelinesolutions.com/blog/2023/3/1/unlocking-the-benefits-of-smart-pigging>
- [65] Carpignano, A. (2009). Risk Analysis. Corso di Sicurezza e Analisi di Rischio. Politecnico di Torino
- [66] RAMS&E S.r.l. (2022). Basic design GREEN1: Opzione 2 – Riutilizzo della piattaforma per re-iniettare nei pozzi una miscela CH₄+H₂, per stoccaggio temporaneo. Report di sicurezza. Analisi HAZOP e analisi quantitativa di rischio
- [67] UNI EN ISO 17776, Industrie del petrolio e del gas naturale - Installazioni di produzione in mare - Linee guida relative alle attrezzature e tecniche per l'identificazione dei pericoli e la valutazione dei rischi
- [68] OGP 434-1, “Process Release Frequencies”, 2010
- [69] Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105. Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Disponibili online <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/07/14/15G00121/sg>
- [70] D.M. 9 maggio 2001. “Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante”. Disponibile online <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2001/06/16/138/so/151/sg/pdf>

ALLEGATO 1

Process Flow Diagram



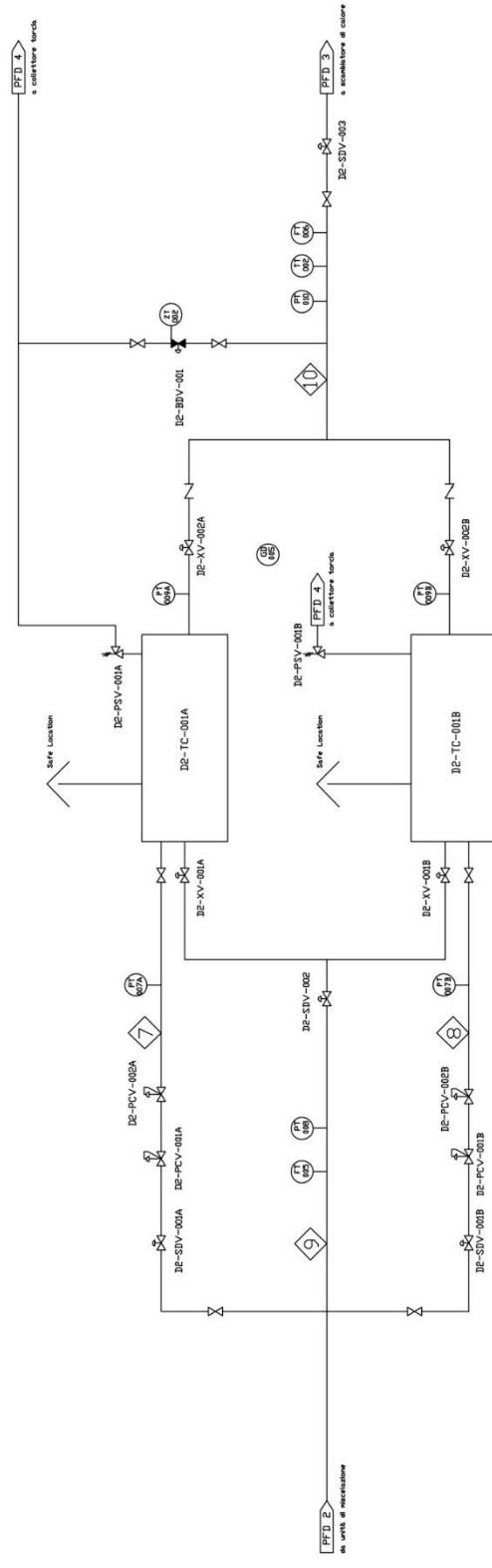
NUMERO FLUSSO	1	2	3	4	5	6
NOME FLUSSO	Gas naturale	Gas naturale post compressione	Idrogeno	Miscela+Fuel compressori	Fuel compressore A	Fuel compressore B
Portata[S ^{m³} /h]	33840.39	33840.39	3760.06	37600.45	275.40	275.40
Pressione[bar]	12.00	30.00	30.00	30.00	5.00	5.00
Temperatura [°C]	20.00	78.00	80.00	78.20	15.00	15.00
Densita[kg/m ³]	7.91	16.52	2.06	15.06	3.06	3.06

DI-EL-001
Elettrolizzatore

DI-TC-001A/B
Turbocompressori centrifughi

DI-EC-001
Elettro compressore

TAVOLA 1
Iniezione - PFD UNITA' DI PRODUZIONE DI IDROGENO, COMPRESIONE DI GAS NATURALE, COMPRESIONE DI IDROGENO E MISCELAZIONE

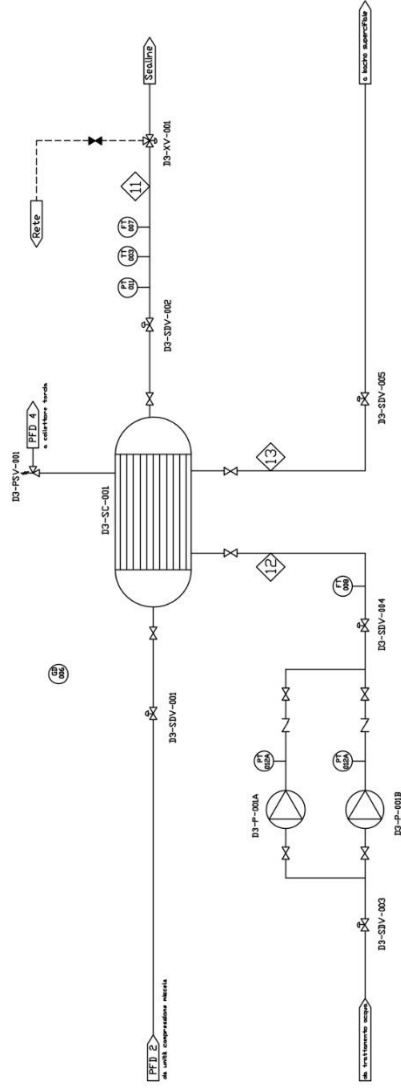


NUMERO FLUSSO	7	8	9	10
NDOME FLUSSO	Fuel compressore A	Fuel compressore B	Miscela	Miscela post compressione
Portata[Sm ³ /h]	275.40	275.40	36498.87	36498.87
Pressione[bar]	5.00	5.00	30.00	40.10
Temperatura [°C]	15.00	15.00	78.20	99.00
Densità[kg/m ³]	3.06	3.06	15.06	19.01

D2-IC-001A/B
Turbocompressore centrifugo

TAVOLA 2

Iniezione - PFD UNITA' DI
COMPRESIONE MISCELA



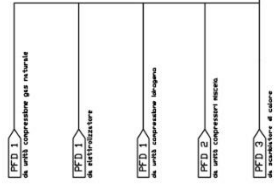
NUMERO FLUSSO	11	12	13
NOME FLUSSO	Miscela post raffreddamento	Acqua refrigerante ingresso	Acqua refrigerante uscita
Portata [Sm ³ /h]	36498.87	56516.82	56516.82
Pressione [bar]	40.01	5.00	5.00
Temperatura [°C]	50.00	20.00	35.00
Densità [kg/m ³]	21.89	997.00	997.00

D3-SC-001
Scambiatore di calore a fasci tubieri

D3-P-001A/B
Pompa fluido refrigerante

TAVOLA 3

Iniezione - PFD UNITA' DI RAFFREDDAMENTO MISCELA



TORCIA

TAVOLA 4

Iniezione - PFD COLLETTORE DI TORCIA

ALLEGATO 2

Heat & Material Balance

INIEZIONE PRIMO MESE

	1	2	3	4	5	6	7
Nome flusso	Gas naturale	Gas naturale post compressione	Idrogeno	Miscela+Fuel compressori	Fuel compressore A gas naturale	Fuel compressore B gas naturale	Fuel compressore A miscela
Portata [kg/h]	22900,39	22900,39	318,06	23218,45	170,1	170,1	170,1
Portata [Sm ³ /h]	33840,39	33840,39	3760,06	37600,45	275,4	275,4	275,4
Pressione [bar]	12	30	30	30	5	5	5
Temperatura [°C]	20	78	80	78,2	15	15	15
Densità [kg/Sm ³]	0,68	0,68	0,085	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m ³]	7,91	16,52	2,06	15,06	3,06	3,06	3,06
Gas Naturale [%mol]	100,00	100,00	0,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Idrogeno [%mol]	0,00	0,00	100,00	10,00	10,00	10,00	10,00
H ₂ O [%mol]	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Portata [kg/h]	22900,39	22900,39	318,06	23218,45	170,1	170,10	170,1
Portata [Sm ³ /h]	33840,39	33840,39	3760,06	37600,45	275,4	275,40	275,4
Densità [kg/Sm ³]	0,68	0,68	0,085	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m ³]	7,91	16,52	2,059	15,06	3,06	3,06	3,06
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	-	-	-
Portata [kg/h]	-	-	-	-	-	-	-
Portata [m ³ /h]	-	-	-	-	-	-	-
Densità [kg/m ³]	-	-	-	-	-	-	-

INIEZIONE PRIMO MESE

	8	9	10	11	12	13
Nome flusso	Fuel compressore B miscela	Miscela	Miscela post compressione	Miscela post raffreddamento	Acqua refrigerante ingresso	Acqua refrigerante uscita
Portata [kg/h]	170,1	22538,05	22538,05	22538,05	56516,82	56516,82
Pressione [bar]	275,4	36498,85	36498,85	36498,85	-	-
Temperatura [°C]	5	30	40,1	40,1	5	5
Densità [kg/Sm3]	15	78,2	99	50	20	35
Densità [kg/m3]	0,62	0,62	0,62	0,62	-	-
Densità [kg/m3]	3,06	15,06	19,01	21,89	997	997
Gas Naturale [%mol]	90,00	90,00	90,00	90,00	0,00	0,00
Idrogeno [%mol]	10,00	10,00	10,00	10,00	0,00	0,00
H2O [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	100,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-
Portata [kg/h]	170,10	22538,05	22538,05	22538,05	-	-
Portata [Sm3/h]	275,40	36498,85	36498,85	36498,85	-	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	-	-
Densità [kg/m3]	3,06	15,06	19,01	21,89	-	-
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	100	100
Portata [kg/h]	-	-	-	-	56516,82	56516,82
Portata [m3/h]	-	-	-	-	-	-
Densità [kg/m3]	-	-	-	-	997	997

INIEZIONE SESTO MESE

	1	2	3	4	5	6	7
Nome flusso	Gas naturale	Gas naturale post compressione	Idrogeno	Miscela+Fuel compressori	Fuel compressore A gas naturale	Fuel compressore B gas naturale	Fuel compressore A miscela
Portata [kg/h]	17188,92	17188,92	238,73	17427,64	170,1	170,1	170,1
Portata [Sm ³ /h]	25400,35	25400,35	2822,28	28222,63	275,4	275,4	275,4
Pressione [bar]	12	30	30	30	5	5	5
Temperatura [°C]	20	78	80	78,2	15	15	15
Densità [kg/Sm ³]	0,68	0,68	0,085	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m ³]	7,91	16,52	2,06	15,06	3,06	3,06	3,06
Gas Naturale [%mol]	100,00	100,00	0,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Idrogeno [%mol]	0,00	0,00	100,00	10,00	10,00	10,00	10,00
H ₂ O [%mol]	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Portata [kg/h]	17188,92	17188,92	238,73	17427,64	170,1	170,10	170,1
Portata [Sm ³ /h]	25400,35	25400,35	2822,28	28222,63	275,4	275,40	275,4
Densità [kg/Sm ³]	0,68	0,68	0,085	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m ³]	7,91	16,52	2,059	15,06	3,06	3,06	3,06
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	-	-	-
Portata [kg/h]	-	-	-	-	-	-	-
Portata [m ³ /h]	-	-	-	-	-	-	-
Densità [kg/m ³]	-	-	-	-	-	-	-

INIEZIONE SESTO MESE

	8	9	10	11	12	13
Nome flusso	Fuel compressore B miscela	Miscela	Miscela post compressione	Miscela post raffreddamento	Acqua refrigerante ingresso	Acqua refrigerante uscita
Portata [kg/h]	170,1	16747,24	16747,24	16747,24	75420,86	75420,86
Pressione [bar]	275,4	27121,03	27121,03	27121,03	-	-
Temperatura [°C]	5	30	70,1	70,1	5	5
Densità [kg/Sm3]	15	78,2	138	50	20	35
Densità [kg/m3]	0,62	0,62	0,62	0,62	-	-
Densità [kg/m3]	3,06	15,06	30,08	38,27	997	997
Gas Naturale [%mol]	90,00	90,00	90,00	90,00	0,00	0,00
Idrogeno [%mol]	10,00	10,00	10,00	10,00	0,00	0,00
H2O [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	100,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-
Portata [kg/h]	170,10	16747,24	16747,24	16747,24	-	-
Portata [Sm3/h]	275,40	27121,03	27121,03	27121,03	-	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	-	-
Densità [kg/m3]	3,06	15,06	30,08	38,27	-	-
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	100	100
Portata [kg/h]	-	-	-	-	75420,86	75420,86
Portata [m3/h]	-	-	-	-	-	-
Densità [kg/m3]	-	-	-	-	997	997

ALLEGATO 3

Matrici Causa & Effetto

ALLEGATO 4

Worksheet Analisi

Ambientale

Emissioni di gas e vapori in atmosfera

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'Impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Movimentazione di mezzi di trasporto a servizio dell'impianto	Decommissioning / Installazione / Manutenzione	La movimentazione dei mezzi di trasporto a servizio dell'impianto solitamente viene effettuata tramite l'utilizzo di un motore diesel durante le fasi di decommissioning, installazione delle apparecchiature e manutenzione. Non sono previsti superamenti di limite di legge né impatti sull'ambiente, considerata anche l'aleatorietà del loro impiego.	C	C	C	B	C	6	BASSO		
Compressione del gas naturale e della miscela	Normale operazione	Durante la fase di iniezione (normale funzionamento) è previsto l'utilizzo di due package di compressione per il gas naturale e di altri due per la miscela. I compressori sono alimentati dalla miscela (metano-idrogeno), la cui combustione produce fumi (CO ₂ ,H ₂ O,NO _x). Non sono superati i limiti di legge che ne regolano lo scarico, tuttavia una nicchia di popolazione attenta agli aspetti ambientali malvede gli scarichi in atmosfera.	C	B	B	A	B	10	MEDIO	L'altezza e il diametro dei camini sono opportunamente dimensionati per rendere la dispersione dei fumi efficace. Valutare di sviluppare una stima precisa dei costi legati alle emissioni di CO ₂ e dei guadagni derivanti dall'attività di stoccaggio.	Il costo medio di aggiudicazione delle quote di CO ₂ è considerato pari a 75€/ton. Si ricorda che l'utilizzo della miscela garantisce una produzione di CO ₂ del 10% inferiore alla combustione di gas naturale.
Compressione ausiliaria dell'idrogeno	Normale operazione	Durante la fase di iniezione (normale funzionamento), solo se necessario, è previsto l'utilizzo di un elettro compressore per l'idrogeno. Il compressore è alimentato elettricamente dalla rete nazionale. Non è dunque presente produzione di fumi o scarichi in atmosfera (CO ₂ ,H ₂ O,NO _x) e si considera un impatto ambientale nullo.	C	C	C	B	C	6	BASSO		Quest'attività non è sempre prevista, solo nel caso in cui ci siano delle modifiche ai parametri operazionali o in caso di necessità
Torcia	Normale operazione	Impatto nullo: dal momento che la torcia è fredda, non è atteso un impatto in normale operazione. I rilasci incidentali di miscela in ambiente attraverso la torcia fredda sono valutati in sede di analisi di sicurezza.									
Bonifica parti di impianto	Decommissioning	Durante la fase di decommissioning è previsto l'utilizzo di azoto per bonificare la linea e gli equipment. La miscela di gas e azoto viene rilasciata in atmosfera tramite torcia.	C	C	C	C	C	5	BASSO		
Bonifica parti di impianto	Manutenzione	Durante la fase di manutenzione è previsto l'utilizzo di azoto per bonificare la linea e gli equipment. La miscela di gas e azoto viene rilasciata in atmosfera tramite torcia.	C	C	C	B	C	6	BASSO		

Produzione di rifiuti

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Smaltimento componenti elettrici	Decommissioning	Si prevede di recuperare il materiale elettrico derivante dalla fase di decommissioning al fine di trasformarlo in materia prima secondaria. Si reputa plausibile il superamento dei limiti di legge considerando la complessità dell'attuale panorama normativo.	B	C	C	C	C	6	BASSO		
Smaltimento liquidi e reflui di bonifica	Decommissioning	I liquidi e i reflui di bonifica sono inviati ad impianti autorizzati per il recupero / smaltimento con conseguente impatto del costo relativo alla gestione del rifiuto pari a circa l'1% sul bilancio. Si reputa plausibile il superamento dei limiti di legge considerando la complessità dell'attuale panorama normativo.	B	C	B	C	C	7	BASSO		
Sostituzione componenti malfunzionanti	Manutenzione	I componenti derivanti da attività manutentive quali cartucce dei filtri esauste, equipment danneggiati (es. valvole, strumenti, etc.) sono inviati ad impianti autorizzati per il recupero e smaltimento con frequenza occasionale. Si reputa plausibile il superamento dei limiti di legge considerando la complessità dell'attuale panorama normativo.	B	C	C	B	C	7	BASSO		
Sostituzione fluidi esausti (es. olio lubrificante)	Manutenzione	I liquidi esausti sono inviati ad impianti autorizzati per il recupero / smaltimento con frequenza occasionale. Si reputa plausibile il superamento dei limiti di legge considerando la complessità dell'attuale panorama normativo.	B	C	C	B	C	7	BASSO		

Produzione di rumore e vibrazioni

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Movimentazione di mezzi di trasporto a servizio dell'impianto	Decommissioning / Installazione / Manutenzione	La movimentazione di mezzi di trasporto solitamente viene effettuata tramite l'utilizzo di motori diesel durante le fasi di decommissioning, installazione delle apparecchiature e manutenzione. Non sono previsti superamenti di limiti di legge. Seppur il rumore e le vibrazioni indotte dall'utilizzo di questi mezzi possono causare un impatto sull'ecosistema circostante, esso risulta trascurabile in termini di limiti di legge, immagine pubblica ed economia.	C	C	C	B	B	7	BASSO		
Compressione gas naturale e miscela	Normale operazione	Le parti in movimento dei due turbocompressori per il gas naturale e dei restanti due per la miscela provocano rumori e vibrazioni seppur minimizzati vista la natura centrifuga dei compressori. Non sono previsti superamenti di limiti di legge. Seppur il rumore e le vibrazioni indotte dall'utilizzo del package di compressione possono causare un impatto sull'ecosistema circostante, esso risulta trascurabile in termini di limiti di legge, immagine pubblica ed economia.	C	C	C	A	B	8	MEDIO	Valutare dei dispositivi per limitare il trasferimento delle vibrazioni (piastre anti vibranti), prevedere opportuni dispositivi di protezione individuale e dispositivi di isolamento acustico per minimizzare la propagazione del rumore e l'impatto sull'ecosistema e sugli operatori in caso di loro presenza.	
Compressione ausiliaria dell'idrogeno	Normale operazione	Le parti in movimento dell'elettrocompressore provocano rumori e vibrazioni vista la natura alternativa del compressore. Seppur il rumore e le vibrazioni indotte dall'utilizzo del package di compressione possono causare un impatto sull'ecosistema circostante, esso risulta trascurabile in termini di limiti di legge, immagine pubblica ed economia.	C	C	C	B	A	8	MEDIO		Quest'attività non è sempre prevista, solo nel caso in cui ci siano delle modifiche ai parametri operazionali o in caso di necessità

Produzione di rumore e vibrazioni

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Utilizzo di apparecchiature temporanee (es. per operazioni di taglio)	Decommissioning / Installazione / Manutenzione	In fase di decommissioning e installazione di nuove apparecchiature, è previsto l'utilizzo di apparecchiature temporaneamente installate. Si considera che il rumore e le vibrazioni indotte possano causare un impatto sull'ecosistema circostante, esso risulta però trascurabile in termini di limiti di legge, immagine pubblica ed economia.	C	C	C	C	B	6	BASSO		
Bonifica parti di impianto	Manutenzione	Durante la fase di manutenzione è previsto l'utilizzo di azoto per bonificare la linea e gli equipment con frequenza occasionale. La miscela di gas e azoto viene rilasciata in atmosfera tramite torcia con conseguente impatto acustico. L'impatto atteso, seppur occasionale, è trascurabile dal punto di vista del superamento dei limiti di legge, di immagine pubblica, economico e in termini di effetti sull'ambiente circostante.	C	C	C	B	C	6	BASSO		
Bonifica parti di impianto	Decommissioning	Durante la fase di decommissioning è previsto l'utilizzo di azoto per bonificare la linea e gli equipment. La miscela di gas e azoto viene rilasciata in atmosfera tramite torcia con conseguente impatto acustico. L'impatto atteso è trascurabile.	C	C	C	C	C	5	BASSO		

Produzione di Calore

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Produzione di calore proveniente dal processo di elettrolisi	Normale operazione / Manutenzione / Emergenza	È attesa una quantità non eccessivamente rilevante di calore dal processo di elettrolisi, anche se la tecnologia utilizzata risulta essere appartenente alla tipologia a bassa temperatura. L'impatto atteso, seppur frequente, è trascurabile dal punto di vista del superamento dei limiti di legge, di immagine pubblica, economico e in termini di effetti sull'ambiente circostante.	C	C	C	A	C	7	BASSO		
Produzione di calore proveniente dal raffreddamento della miscela nello scambiatore di calore	Normale operazione / Manutenzione / Emergenza	È attesa una quantità non eccessivamente rilevante di calore dal processo di raffreddamento della miscela nello scambiatore di calore. L'impatto atteso, seppur frequente, è trascurabile dal punto di vista del superamento dei limiti di legge, di immagine pubblica, economico e in termini di effetti sull'ambiente circostante.	C	C	C	A	C	7	BASSO		

Inquinamento luminoso

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Luci di perimetrazione (o segnalazione) dell'impianto	Tutte le fasi	Le luci di perimetrazione (o segnalazione) dell'impianto sono accese continuamente. Si prevede tuttavia che i livelli di illuminazione non superino il minimo necessario per garantire la sicurezza e che le luci di segnalazione siano orientate in maniera tale da minimizzare l'impatto sui recettori sensibili durante la notte	C	C	C	A	C	7	BASSO		

Consumo di energia e risorse

Descrizione Attività	Fase Operativa	Descrizione impatto ambientale	Superamento limiti di legge	Immagine Pubblica	Economicità	Frequenza	Grado dell'impatto	TOTALE	CLASSIFICAZIONE	Raccomandazioni	NOTE
Alimentazione da rete elettrica nazionale	Normale operazione / Manutenzione / Emergenza	Si prevede di alimentare il sistema da rete elettrica nazionale. Seppur frequente, considerati i consumi saltuari (es. elettro compressore) o comunque esigui (es. pompe di circolazione), l'impatto sull'ambiente risulta trascurabile.	C	C	C	A	C	7	BASSO		
Utilizzo di parte della miscela per l'alimentazione dei package di compressione	Normale operazione	Si prevede l'utilizzo di parte della miscela per l'alimentazione dei package di compressione. Seppur frequente, considerati i consumi esigui dell'impianto, l'impatto sull'ambiente risulta trascurabile.	C	C	B	A	C	8	MEDIO	In fase di progetto di dettaglio valutare alternative impiantistiche per ottimizzare il consumo delle risorse e il recupero energetico.	Il consumo di miscela si ha da parte del package di compressione; il consumo è pari al 3% della portata totale.
Utilizzo di acqua demineralizzata/ trattata per l'elettrolizzatore e lo scambiatore di calore	Normale operazione	Si prevede l'utilizzo di acqua demineralizzata e opportunamente trattata per alimentare l'elettrolizzatore e lo scambiatore di calore. Seppur i consumi risultano frequenti e consistenti, non sono previsti superamenti di legge. L'impatto sull'immagine pubblica e sull'ambiente risultano trascurabili.	C	C	B	A	B	9	MEDIO	In fase di progetto di dettaglio valutare alternative impiantistiche per ottimizzare il consumo delle risorse e il recupero/riciclo dell'acqua ove possibile.	
Utilizzo di apparecchiature temporanee	Decommissioning / Installazione	In fase di decommissioning e installazione delle apparecchiature, è previsto l'utilizzo di apparecchiature temporaneamente installate che implicano un consumo di energia. Dato che l'attività è circoscritta nel tempo, si considera un impatto ambientale trascurabile.	C	C	C	C	C	5	BASSO		
Bonifica di parti di impianto (azoto)	Manutenzione	In fase di manutenzione è previsto il consumo di azoto per la bonifica degli equipment. Seppur con frequenza occasionale, l'impatto è trascurabile.	C	C	C	B	C	6	BASSO		
Bonifica di parti di impianto (azoto)	Decommissioning	In fase decommissioning è previsto il consumo di azoto per la bonifica degli equipment. L'impatto è trascurabile.	C	C	C	C	C	5	BASSO		

ALLEGATO 5

Worksheet HAZOP

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less	1.1. No/Basso flusso di gas naturale da metanodotto a package di compressione D1-TC-001A/B	1.1.1. Guasto alla rete nazionale di distribuzione gas 1.1.2. Valvola D1-SDV-001 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.1.1.1. Impossibilità di alimentare gas naturale da metanodotto a package di compressione D1-TC-001A/B. Riduzione di flusso verso la sealine 1.1.2.1. Impossibilità di alimentare gas naturale da metanodotto a package di compressione D1-TC-001A/B. Riduzione di flusso verso la sealine	A	1.1.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-001 per bassa portata 1.1.1.1.2. Allarme a sala controllo da PT-001 per bassa pressione 1.1.2.1.1. Allarme a sala controllo da PT-002A/B per bassa pressione	1	C	A			
	1.1.3. Valvole D1-XV-001A/B falliscono chiuse per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.1.3.1. See conseguenza 1.1.2.1.									
	1.2. No/Basso flusso di gas naturale da package di compressione D1-TC-001A/B a valvola miscelatrice D1-XV-007	1.2.1. Malfunzionamento del compressore D1-TC-001A per guasto meccanico o elettrostrumentale 1.2.2. Valvola D1-XV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.2.1.1. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo 1.2.2.1. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo 1.2.2.2. Turbocompressore D1-TC-001A in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle...	A	1.2.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per bassa portata 1.2.1.1.2. Allarme e shut down del compressore D1-TC-001A, attivazione di compressore D1-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-002A 1.2.2.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per bassa portata 1.2.2.2.1. Attivazione di D1-PSV-001A connessa a torcia 1.2.2.2.2. Shut down di unità compressione del gas naturale per segnale di altissima pressione da PT-...	1	C	A			La portata totale di gas naturale è assicurata dal compressore D1-TC-001B

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Page: 2 of 27

Revision:

Parameter: Flow

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Leas (cont.)	1.2. No/Basso flusso di gas naturale da package di compressione D1-TC-001AB a valvola miscelatrice D1-XV-007 (cont.)	1.2.2. Valvola D1-XV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.) 1.2.3. Malfunzionamento del compressore D1-TC-001B per guasto meccanico o elettro strumentale	...condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innesco possibile incendio o esplosione 1.2.3.1. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo	A	..002A per chiusura di D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001AB 1.2.2.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-002 1.2.3.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per bassa portata 1.2.3.1.2. Allarme e shut down del compressore D1-TC-001B, attivazione di compressore D1-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-002B 1.2.4.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per bassa portata	1		C			
		1.2.4. Valvola D1-XV-002B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.2.4.1. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo 1.2.4.2. Turbocompressore D1-TC-001B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A A/S	1.2.4.2.1. Attivazione di D1-PSV-001B connessa a torcia 1.2.4.2.2. Shut down di unità compressione del gas naturale per segnale di altissima pressione da PT-002B per chiusura di D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001AB 1.2.4.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-002	1		C			
		1.2.5. Valvola D1-SDV-002 fallisce chiusa per guasto...	1.2.5.1. Impossibilità di alimentare gas naturale da...	A	1.2.5.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per...	1		C			

Worksheet

Company: Impianto di spinta onshore - Opzione 2
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 3 of 27

Revision: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.2. No/Basso flusso di gas naturale da package di compressione D1-TC-001A/B a valvola miscelatrice D1-XV-007 (cont.)	...meccanico o elettrostrumentale	...package di compressione D1-TC-001A/B a valvola di miscelazione D1-XV-007. Riduzione di flusso verso la sealine 1.2.5.2. Turbocompressori D1-TC-001A/B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata comune con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innescio possibile incendio o esplosione	A/S	...bassa portata 1.2.5.1.2. Allarme a sala controllo da PT-006 per bassa pressione 1.2.5.2.1. Attivazione di D1-PSV-001A/B connesse a torcia 1.2.5.2.2. Shut down di unità di compressione del gas naturale per segnale di altissima pressione PT-002C per chiusura di D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001A/B 1.2.5.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-002						
	1.3. No/Basso flusso di acqua da demineralizzatore a elettrolizzatore D1-EL-001	1.2.6. Valvola manuale chiusa su collettore di mandata comune D1-TC-001A/B per errore operativo 1.3.1. Guasto alla linea di fornitura di acqua demineralizzata	1.2.6.1. See conseguenza 1.2.5.1.1.2.5.2 1.3.1.1. Impossibilità di alimentare acqua da demineralizzatore a elettrolizzatore D1-EL-001, upset operativo 1.3.2.1. See conseguenza 1.3.1.1.	A	1.3.1.1. Allarme a sala controllo da FT-002 per bassa portata	1	C	A	1. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale sul collettore di mandata comune dei turbocompressori D1-TC-001A/B 2. Al momento dell'acquisto dell'elettrolizzatore D1-EL-001 assicurarsi della presenza di protezioni interne al package per mancata alimentazione di acqua demineralizzata	Basic design Commissioning	

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 4 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004
 Parameter: Flow

Revisioni:

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/less (cont.)	1.3. No/Basso flusso di acqua da demineralizzatore a elettrolizzatore D1-EL-001 (cont.)	1.3.3. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.3.3.1. See conseguenza 1.3.1.1.				3. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale su mandata demineralizzatore	Basic design	
	1.4. No/Basso flusso di idrogeno da elettrolizzatore D1-EL-001 a valvola miscelatrice D1-XV-007	1.4.1. Malfunzionamento dell'elettrolizzatore D1-EL-001	1.4.1.1. Mancata miscelazione di idrogeno con il gas naturale, upset operativo	A	1.4.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-003 per bassa portata	1 C A	4. Al momento dell'acquisto dell'elettrolizzatore D1-EL-001 assicurarsi della presenza di protezioni interne al package 5. Valutare di interfacciare le logiche di controllo dell'elettrolizzatore D1-EL-001 con quelle dell'elettrocompressore D1-EC-001	Commissioning Detailed design	
	1.4.2. Valvola manuale chiusa su mandata elettrolizzatore D1-EL-001 per errore operativo		1.4.2.1. See conseguenza 1.4.1.1. 1.4.2.2. Elettrolizzatore D1-EL-001 in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, possibile rottura di tubazioni o valvole con conseguente rilascio di idrogeno in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.4.2.2.1. Attivazione di D1-PSV-002 connessa a torcia 1.4.2.2.2. Allarme a sala controllo da FT-003 per bassa portata 1.4.2.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-001	4 A T			
	1.4.3. Valvola D1-SDV-004 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale		1.4.3.1. See conseguenza 1.4.1.1., 1.4.2.2.						
	1.4.4. Valvola D1-XV-006 fallisce chiusa per guasto...		1.4.4.1. Mancata miscelazione di idrogeno...	A	1.4.4.1.1. Allarme a sala controllo da FT-004 per...	1 C A			

Worksheet

Company: Impianto di spinta onshore - Opzione 2
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 5 of 27

Revision: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.4. No/Basso flusso di idrogeno da elettrolizzatore D1-EL-001 a valvola miscelatrice D1-XV-007 (cont.)	...meccanico o elettrostrumentale	...con il gas naturale, upset operativo 1.4.4.2. Elettrolizzatore D1-EL-001 in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, possibile rottura di tubazioni o valvole con conseguente rilascio di idrogeno, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.4.4.2.1. Attivazione di D1-PSV-002 connessa a torcia 1.4.4.2.2. Shut down di unità di produzione di idrogeno per segnale di altissima pressione da PT-003 per chiusura di D1-SDV-003/004 e arresto elettrolizzatore D1-EL-001 1.4.4.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-001/003	4	A	T			
	1.4.5. Valvola D1-SDV-005 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.4.5. Valvola D1-SDV-005 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.4.5.1. See conseguenza 1.4.1.1., 1.4.4.2.								
	1.4.6. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.4.6. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.4.6.1. See conseguenza 1.4.1.1., 1.4.4.2.,								
	1.5. No/Basso flusso di fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001A	1.5.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.5.1.1. Impossibilità di alimentare miscela ai bruciatori del tubocompressore D1-TC-001A con conseguente arresto. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo	A	1.5.1.1.1. Allarme a sala controllo da PT-005A per bassa pressione 1.5.1.1.2. Allarme e shut down del compressore D1-TC-001A, attivazione di compressore D1-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-002A	1	C	A	6. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale su mandata idrogeno 7. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale su iniet fuel	Basic design Basic design	
	1.5.2. Valvola D1-SDV-006A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.5.2. Valvola D1-SDV-006A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.5.2.1. See conseguenza 1.5.1.1.								

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Page: 6 of 27

Revision:

Parameter: Flow
 Intention: SALVAGUARDIE

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.5. No/Basso flusso di fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001A (cont.)	1.5.3. Valvola D1-PCV-001A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.5.3.1. See conseguenza 1.5.1.1.					
	1.5.4. Valvola D1-PCV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.5.4.1. See conseguenza 1.5.1.1.						
	1.5.5. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.5.5.1. See conseguenza 1.5.1.1.						
	1.6. No/Basso flusso di fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001B	1.6.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.6.1.1. Impossibilità di alimentare miscela ai bruciatori del tubocompressore D1-TC-001B con conseguente arresto. Riduzione della portata di gas naturale del 50%, upset operativo	A	1 C A	8. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale su inlet fuel	Basic design	
		1.6.2. Valvola D1-SDV-006B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.6.2.1. See conseguenza 1.6.1.1.					
		1.6.3. Valvola D1-PCV-001B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.6.3.1. See conseguenza 1.6.1.1.					
		1.6.4. Valvola D1-PCV-002B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.6.4.1. See conseguenza 1.6.1.1.					
		1.6.5. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.6.5.1. See conseguenza 1.6.1.1.					

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.7. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da valvola miscelatrice D1-XV-007 a package di compressione miscela D2-TC-001A/B	1.7.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.7.1.1. Impossibilità di alimentare miscela a package di compressione D2-TC-001A/B. Riduzione di flusso verso package di compressione D2-TC-001A/B, perdita totale di produzione 1.7.1.2. Aumento di pressione nel collettore di mandata della miscelazione con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A	1.7.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-005 per bassa portata di miscela	1 C A			
		1.7.2. Valvola D1-SDV-007 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.7.2.1. See conseguenza 1.7.1.1., 1.7.1.2.	A/S	1.7.1.2.1. Attivazione di D1-PSV-001A/001B /002 connesse a forcia 1.7.1.2.2. Shut down del sistema per segnale di altissima pressione da PT-006 e apertura di D1-BDV-001 1.7.1.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-004	4 A T			
		1.7.3. Valvola D2-SDV-002 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.7.3.1. Impossibilità di alimentare miscela a package di compressione D2-TC-001A/B. Riduzione di flusso verso package di compressione D2-TC-001A/B, perdita totale di produzione 1.7.3.2. Aumento di pressione nel collettore di mandata della miscelazione con conseguente sovrappressione. Possibile...	A	1.7.3.1.1. Allarme a sala controllo da FT-006 per bassa portata	1 C A			
				A/S	1.7.3.2.1. Attivazione di D1-PSV-001A/001B /002 connesse a forcia 1.7.3.2.2. Shut down del...	4 A T			

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 8 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revisioni:

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/less (cont.)	1.7. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da valvola miscelatrice D1-XV-007 a package di compressione miscela D2-TC-001A/B (cont.)	1.7.3. Valvola D2-SDV-002 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.)	...superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innescio possibile incendio o esplosione		...sistema per segnale di altissima pressione da PT-008 e apertura di D1-BDV-001						
	1.8. No/Basso flusso di fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001A	1.8.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.8.1.1. Impossibilità di alimentare miscela ai bruciatori del tubocompressore D2-TC-001A con conseguente arresto. Riduzione della portata di miscela del 50%, upset operativo	A	1.7.3.2.3. Shut down del sistema su segnale da GD-005 1.8.1.1.1. Allarme a sala controllo da PT-007A per bassa pressione	1	C	A	9. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale su iniet fuel	Basic design	
	1.9. No/Basso...	1.8.2. Valvola D2-SDV-001A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale 1.8.3. Valvola D2-PCV-001A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale 1.8.4. Valvola D2-PCV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale 1.8.5. Valvola manuale chiusa per errore operativo 1.9.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.8.2.1. See conseguenza 1.8.1.1. 1.8.3.1. See conseguenza 1.8.1.1. 1.8.4.1. See conseguenza 1.8.1.1. 1.8.5.1. See conseguenza 1.8.1.1. 1.9.1. Impossibilità di alimentare miscela ai...	A	1.8.1.1.2. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A				10. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola...	Basic design	

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 9 of 27

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	...flusso di fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001B	1.9.1. Valvola manuale chiusa per errore operativo (cont.)	...bruciatori del turbocompressore D2-TC-001B con conseguente arresto. Riduzione della portata di miscela del 50%, upset operativo		...bassa pressione fuel gas a bruciatori turbocompressore D2-TC-001B				...manuale su inlet fuel		
		1.9.2. Valvola D2-SDV-001B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.9.2.1. See conseguenza 1.9.1.1.		1.9.1.1.2. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001B, attivazione di compressore D2-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009B						
		1.9.3. Valvola D2-PCV-001B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.9.3.1. See conseguenza 1.9.1.1.								
		1.9.4. Valvola D2-PCV-002B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.9.4.1. See conseguenza 1.9.1.1.								
		1.9.5. Valvola manuale chiusa per errore operativo	1.9.5.1. See conseguenza 1.9.1.1.								
	1.10. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001A	1.10.1. Valvola D2-XV-001A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.10.1.1. Impossibilità di alimentare la miscela al turbocompressore D2-TC-001A. Riduzione della portata di miscela del 50%, upset operativo	A	1.10.1.1.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A	1		C			
		1.10.1.2. Possibile bassa pressione nel collettore di aspirazione di turbocompressore D2-TC-001A con conseguente possibile danneggiamento...	1.10.1.2. Possibile bassa pressione nel collettore di aspirazione di turbocompressore D2-TC-001A con conseguente possibile danneggiamento...	A	1.10.1.2.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A	2		T			

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 10 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Flow

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.10. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001A (cont.)	1.10.1. Valvola D2-XV-001A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.)	...delle apparecchiature		1.10.1.2.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A (cont.)				
	1.11. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001B	1.11.1. Valvola D2-XV-001B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.11.1.1. Impossibilità di alimentare la miscela al turbocompressore D2-TC-001B. Riduzione della portata di miscela del 50%, upset operativo	A	1.11.1.1.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001B, attivazione di compressore D2-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009B	1 C A			
			1.11.1.2. Possibile bassa pressione nel collettore di aspirazione di turbocompressore D2-TC-001B con conseguente possibile danneggiamento delle apparecchiature	A	1.11.1.2.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001B, attivazione di compressore D2-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009B	2 C T			
	1.12. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001A/B a scambiatore di calore D3-SC-001	1.12.1. Malfunzionamento del compressore D2-TC-001A per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.12.1.1. Riduzione della portata di miscela in ingresso allo scambiatore di calore D3-SC-001 del 50%, upset operativo	A	1.12.1.1.1. Allarme a sala controllo da F-006 per bassa portata	1 C A			
		1.12.2. Valvola D2-XV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.12.2.1. Riduzione della portata di miscela in ingresso allo scambiatore di calore D3-SC-001 del 50%, upset operativo	A	1.12.1.1.2. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A	1 C A			
			1.12.2.2. Turbocompressore D2-TC-001A in condizioni...	A/S	1.12.2.2.1. Attivazione di D2-PSV-001A connessa a torcia	4 A T			

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 11 of 27

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.12. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001/AB a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	1.12.2. Valvola D2-XV-002A fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.)	...di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innesco possibile incendio o esplosione		1.12.2.2.2. Shut down di unità di compressione della miscela per segnale di altissima pressione da PT-009A per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B						
	1.12.3. Malfunzionamento del compressore D2-TC-001B per guasto meccanico o elettrostrumentale		1.12.3.1. Riduzione della portata di miscela in ingresso allo scambiatore di calore del 50%, upset operativo	A	1.12.3.1.1. Allarme a sala controllo da FT-006 per bassa portata 1.12.3.1.2. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001B, attivazione di compressore D2-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009B	1	C	A			
	1.12.4. Valvola D2-XV-002B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale		1.12.4.1. See conseguenza 1.12.2.1. 1.12.4.2. Turbocompressore D2-TC-001B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.12.4.2.1. Attivazione di D2-4 PSV-001B commessa a torcia 1.12.4.2.2. Shut down di unità di compressione della miscela per segnale di altissima pressione da PT-009B per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B			A	T		
					1.12.4.2.3. Shut down del sistema su segnale da...						

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 12 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Flow

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Leak (cont.)	1.12. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001A/B a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	1.12.4. Valvola D2-XV-002B fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.)	1.12.4.2. Turbocompressore D2-TC-001B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innescio possibile incendio o esplosione (cont.)	A	1.12.5.1.1. Allarme a sala controllo da FT-007 per bassa portata	1	11. Valutare di lucchettare in posizione aperta la valvola manuale di mandata compressori miscela	Basic design	
	1.12.5. Valvola manuale chiusa su collettore di mandata comune D2-TC-001A/B per errore operativo		1.12.5.1. Mancato invio di miscela a scambiatore di calore D3-SC-001, upset operativo	A/S	1.12.5.2.1. Attivazione di D2-4 torcia 1.12.5.2.2. Shut down di unità di compressione della miscela per segnalate di altissima pressione da PT-009A/B per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B	4			
	1.12.6. Valvola D2-SDV-003 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale		1.12.6.1. See conseguenze 1.12.5.1.1,1.12.5.2.		1.12.5.2.3. Shut down del sistema su segnalate da GD-005				
	1.12.7. Valvola D3-SDV-001 fallisce chiusa per guasto meccanico o...		1.12.7.1. See conseguenze 1.12.5.1.1,1.12.5.2.						

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 13 of 27

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

Intention: _____

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.12. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001/AB a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	...elettronstrumentale 1.12.8. Valvola manuale chiusa linea di ingresso dello scambiatore di calore D3-SC-001 per errore operativo	1.12.7.1. See conseguenze 1.12.5.1., 1.12.5.2. (cont.) 1.12.8.1. See conseguenze 1.12.5.1., 1.12.5.2.								
	1.13. No/Basso flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da scambiatore di calore D3-SC-001 a sealine	1.13.1. Valvola manuale chiusa su mandata scambiatore di calore D3-SC-001A per errore operativo	1.13.1.1. Mancato invio di miscela a sealine, upset operativo 1.13.1.2. Scambiatore di calore D3-SC-001 in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura delle tubazioni e rilascio di miscela, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A A/S	1.13.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-007 1.13.1.2.1. Attivazione D3-PSV-001 connessa a torcia 1.13.1.2.2. Shut down di unità compressione della miscela da segnale di altissima pressione da PT-010 per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e D3-SDV-001/002, arresto turbocompressori D2-TC-001A/B e apertura di D2-BDV-001	1	C	A			
	1.14. No/Basso flusso di acqua trattata a scambiatore di calore D3-SC-001	1.13.2. Valvola D3-SDV-002 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettronstrumentale 1.14.1. Valvola D3-SDV-003 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettronstrumentale	1.13.2.1. See conseguenze 1.13.1.1., 1.13.1.2. 1.14.1.1. Impossibilità di alimentare lo scambiatore di calore D3-SC-001. Mancato raffreddamento della miscela. Flusso miscela fuori specifica verso sealine. Upset operativo	A	1.14.1.1.1. Allarme a sala controllo da FT-008 per bassa portata 1.14.1.1.2. Shut down dell'unità di compressione della miscela per segnale di altissima temperatura da...	3	B	T			

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 14 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revisioni:

Parameter: Flow

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Leas (cont.)	1.14. No/Basso flusso di acqua trattata a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	1.14.1. Valvola D3-SDV-003 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale (cont.)	1.14.1.1. Impossibilità di alimentare lo scambiatore di calore D3-SC-001. Mancato raffreddamento della miscela. Flusso miscela fuori specifica verso sealine. Upset operativo (cont.)	A	...TT-003 per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e D3-SDV-001/002, arresto turbocompressori D2-TC-001A/B e apertura di D2-BDV-001	3 B T			
		1.14.2. Valvola manuale chiusa in aspirazione alla pompa D3-P-001A/B per errore operativo	1.14.1.2. Basse pressione sull'aspirazione delle pompe di circolazione D3-P-001A/B, possibile cavitazione e danneggiamento delle pompe, upset operativo	A	1.14.1.2.1. Allarme e shut down delle pompe D3-P-001A/B su segnale di bassa pressione di FT-008	3 B T			
			1.14.2.1. Impossibilità di alimentare lo scambiatore di calore D3-SC-001. Mancato raffreddamento della miscela. Flusso miscela fuori specifica verso sealine. Upset operativo	A	1.14.2.1.1. Allarme a sala controllo da FT-008 per bassa portata	3 B T			
			1.14.2.2. Basse pressione sull'aspirazione delle pompe di circolazione D3-P-001A/B, possibile cavitazione e danneggiamento delle pompe, upset operativo	A	1.14.2.1.2. Shut down della pompa D3-P-001A/B su segnale di bassa pressione di PT-012A/B e attivazione della pompa spare	3 B T			
					1.14.2.1.3. Shut down dell'unità di compressione della miscela per segnale di altissima temperatura da TT-003 per chiusura di D3-SDV-001/002, arresto turbocompressori D2-TC-001A/B e apertura di D2-BDV-001	3 B T			

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 15 of 27

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
No/Less (cont.)	1.14. No/Basso flusso di acqua trattata a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	1.14.3. Blocco spurio della pompa di circolazione D3-P-001A/B 1.14.4. Valvola manuale in mandata alla pompa D3-P-001A/B chiusa per errore operativo	1.14.3.1. See conseguenza 1.14.2.1. 1.14.4.1. Pompa di circolazione D3-P-001A/B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione sulla linea fino allo shut-off della pompa con possibile superamento della pressione di design. Rottura.	A/S	1.14.4.1.1. Allarme a sala controllo da FT-008 per bassa portata 1.14.4.1.2. Shut down della pompa D3-P-001A/B su segnale di alta pressione di PT-012A/B e attivazione della pompa spare	3	B	T			
More	1.15. Maggiore flusso di gas naturale da package di...	1.14.5. Valvola D3-SDV-004 fallisce chiusa per guasto meccanico o elettrostrumentale	1.14.5.1. See conseguenza 1.14.1.1. 1.14.5.2. Pompa di circolazione D3-P-001A/B in condizioni di mandata chiusa, aumento di pressione sulla linea fino allo shut-off della pompa con possibile superamento della pressione di design. Rottura.	A	1.14.5.2.1. Allarme a sala controllo da FT-008 per bassa portata 1.14.5.2.2. Shut down della pompa D3-P-001A/B su segnale di alta pressione di PT-012A/B e attivazione della pompa spare 1.14.5.2.3. Shut down dell'unità di compressione della miscela per segnale di altissima temperatura da TT-003 per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e D3-SDV-001/002, arresto turbocompressori D2-TC-001A/B e apertura di D2-BDV-001	3	B	T			
		1.15.1. Funzionamento contemporaneo dei due compressori D1-TC-001A/B al 100%	1.15.1.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata comune con conseguente...	A/S	1.15.1.1.1. Attivazione D1-PSV-001A/B connesse a torcia	4	A	T			

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 16 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revisioni:

Parameter: Flow

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	...compressione D1-TC-001A/B a valvola miscelatrice D1-XV-007	1.15.1. Funzionamento contemporaneo dei due compressori D1-TC-001A/B al 100% (cont.)	...sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innesco possibile incendio o esplosione		1.15.1.2. Shut down di unità compressione del gas naturale per segnale di altissima pressione da PT-002A/B/C per chiusura di D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001A/B				
	1.16. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001A	1.16.1. Valvola D1-PCV-001A fallisce aperta per guasto meccanico o elettro strumentale	1.16.1.1. Aumento di pressione di miscela verso i bruciatori del turbocompressore D1-TC-001A, possibile sovrappressione senza superamento delle condizioni di design (sono presenti due PCV in serie in grado di regolare singolarmente la pressione). Possibile sbilanciamento della reazione di combustione con conseguente rilascio di NO _x	E	1.16.1.1.1. Chiusura della valvola D1-SDV-006A su segnale di alta pressione su PT-005A	2 B A			
	1.17. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001B	1.16.2. Valvola D1-PCV-002A fallisce aperta per guasto meccanico o elettro strumentale 1.17.1. Valvola D1-PCV-001B fallisce aperta per guasto meccanico o elettro strumentale	1.16.2.1. See conseguenza 1.16.1.1. 1.17.1.1. Aumento di pressione di miscela verso i bruciatori del turbocompressore D1-TC-001B, possibile sovrappressione senza...	E	1.17.1.1.1. Chiusura della valvola D1-SDV-006B su segnale di alta pressione su PT-005B	2 B A			

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 17 of 27

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	1.17. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D1-TC-001B (cont.)	1.17.1. Valvola D1-PCV-001B fallisce aperta per guasto meccanico o elettro strumentale (cont.)	...superamento delle condizioni di design (sono presenti due PCV in serie in grado di regolare singolarmente la pressione). Possibile sbilanciamento della reazione di combustione con conseguente rilascio di NO _x		1.17.1.1.1. Chiusura della valvola D1-SDV-006B su segnale di alta pressione su PT-005B (cont.)						
		1.17.2. Valvola D1-PCV-002B fallisce aperta per guasto meccanico o elettro strumentale	1.17.2.1. See.conseguenza 1.17.1.1								
	1.18. Maggiore flusso di idrogeno da elettrolizzatore D1-EL-001 a valvola di miscelazione D1-XV-007	1.18.1. Nessuna causa individuata per questa deviazione									
	1.19. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001A	1.19.1. Valvola D2-PCV-001A fallisce aperte per guasto meccanico o elettro strumentale	1.19.1.1. Aumento di pressione di miscela verso i bruciatori del turbocompressore D2-TC-001A, possibile sovrappressione senza superamento delle condizioni di design (sono presenti due PCV in serie in grado di regolare singolarmente la pressione). Possibile sbilanciamento della reazione di combustione con conseguente rilascio di NO _x	E	1.19.1.1.1. Chiusura della valvola D2-SDV-001A su segnale di alta pressione su PT-007A	2	B	A			
		1.19.2. Valvola D2-PCV-002A fallisce aperte per...	1.19.2.1. See.conseguenza 1.19.1.1.								

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Page: 18 of 27

Revision:

Parameter: Flow

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	1.19. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001A (cont.)	...guasto meccanico o elettrico strumentale	1.19.2.1. See conseguenza 1.19.1.1. (cont.)						
	1.20. Maggiore flusso fuel (CH ₄ - H ₂) a compressore D2-TC-001B	1.20.1. Valvola D2-PCV-001B fallisce aperte per guasto meccanico o elettrico strumentale	1.20.1.1. Aumento di pressione di miscela verso i bruciatori del turbocompressore D2-TC-001B, possibile sovrappressione senza superamento delle condizioni di design (sono presenti due PCV in serie in grado di regolare singolarmente la pressione). Possibile sbilanciamento della reazione di combustione con conseguente rilascio di NO _x	E	1.20.1.1.1. Chiusura della valvola D2-SDV-001B su segnale di alta pressione su PT-007B	2 B A			
	1.21. Maggiore flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001A/B a scambiatore di calore D3-SC-001	1.20.2. Valvola D2-PCV-002B fallisce aperte per guasto meccanico o elettrico strumentale 1.21.1. Funzionamento contemporaneo dei due compressori D2-TC-001A/B al 100%	1.20.2.1. See conseguenza 1.20.1.1. 1.21.1.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innescio possibile incendio o esplosione	A/S	1.21.1.1.1. Attivazione D2-PSV-001A/B connesse a torcia 1.21.1.1.2. Shut down di unità compressione della miscela per segnale di altissima pressione da PT-009A/009B/010 per chiusura di D2-SDV-001/002/001A/001B e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B	4 A T			
					1.21.1.1.3. Shut down del...				

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Revisions:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Flow

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	1.21. Maggiore flusso di miscela (CH ₄ - H ₂) da package di compressione D2-TC-001/AB a scambiatore di calore D3-SC-001 (cont.)	1.21.1. Funzionamento contemporaneo dei due compressori D2-TC-001/AB al 100% (cont.)	1.21.1.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innescio possibile incendio o esplosione (cont.)		..sistema su segnalato da GD-005						
	1.22. Maggiore flusso di acqua trattata a scambiatore di calore D3-SC-001	1.22.1. Funzionamento contemporaneo delle pompe di circolazione D3-P-001/AB al 100%	1.22.1.1. Nessuna conseguenza per la sicurezza, l'asset e l'ambiente								
Reverse	1.23. Flusso inverso di gas naturale nella linea di bypass del turbocompressore D1-TC-001/AB	1.23.1. Valvola D1-XV-003/AB fallisce aperta per un guasto meccanico o elettro strumentale	1.23.1.1. Possibile flusso inverso all'interno del compressore D1-TC-001/AB con conseguente possibile danneggiamento. Upset operativo	A	1.23.1.1.1. Valvola di non ritorno sulla linea	2	C	T			
	1.24. Flusso inverso di acqua trattata attraverso la pompa spare D3-P-001/AB	1.24.1. Pressione differenziale tra la pompa in esercizio e la pompa spare	1.24.1.1. Possibile flusso inverso dalla pompa in esercizio alla pompa spare con conseguente possibile danneggiamento. Upset operativo	A	1.24.1.1.1. Valvola di non ritorno sulla linea	2	C	T			
Miscdirecte d	1.25. Flusso maldiritto di idrogeno nel compressore D1-EC-001	1.25.1. Valvola D1-XV-004 fallisce aperta per un guasto meccanico o elettro strumentale	1.25.1.1. Possibile flusso di idrogeno maldiritto nel compressore D1-EC-001 in conseguenza per la sicurezza, l'asset e l'ambiente								
	1.26. Flusso di miscela (CH ₄ - ...)	1.26.1. Valvola D1-BDV-001 fallisce aperta per un guasto meccanico o elettro...	1.26.1.1. Rilascio di miscela in ambiente attraverso la linea di torcia con...	A/E	1.26.1.1.1. -	2	C	T	12. Valutare l'installazione di un fine corsa sulle valvole BDV con allarme rilasciato a sala...	Basic Design	

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Flow

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Misdirecte d (cont.)	...H ₂ madiretto verso il collettore a torcia	...strumentale	...conseguente impatto ambientale, parziale perdita di produzione		1.26.1.1.1. - (cont.)				...controllo		
	1.26.2. Valvola D2-BDV-001 fallisce aperta per un guasto meccanico o elettro strumentale		1.26.2.1. See conseguenza 1.26.1.1.								

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Level

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Less	1.27. Lower Level	1.27.1. Non applicabile									
More	1.28. Higher Level	1.28.1. Non applicabile									

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Pressure

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Less	1.29. Bassa pressione in ingresso al package di compressione D1-TC-001A/B	1.29.1. See cause flusso									
	1.30. Bassa pressione del fuel in ingresso al package di compressione D1-TC-001A	1.30.1. See cause flusso									

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 21 of 27

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Pressure

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Less (cont.)	1.31. Bassa pressione dei fuel in ingresso al package di compressione D1-TC-001B	1.31.1. See cause flusso									
	1.32. Bassa pressione del gas naturale alla mandata del package di compressione D1-TC-001A/B	1.32.1. See cause flusso 1.32.2. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D1-TC-001A	1.32.2.1. Possibile invio del gas naturale alla miscelazione a bassa pressione, impossibilità nell'effettuare la miscelazione con l'idrogeno, ritardo nelle operazioni, upset operativo	A	1.32.2.1.1. Allarme e shut down del compressore D1-TC-001A, attivazione di compressore D1-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-002A	3	A				
		1.32.3. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D1-TC-001B	1.32.3.1. Possibile invio del gas naturale alla miscelazione a bassa pressione, impossibilità nell'effettuare la miscelazione con l'idrogeno, ritardo nelle operazioni, upset operativo	A	1.32.3.1.1. Allarme e shut down del compressore D1-TC-001B, attivazione di compressore D1-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-002B	3	A				
	1.33. Bassa pressione dell'idrogeno alla mandata dell'elettrolizzatore D1-EL-001	1.33.1. See cause flusso 1.33.2. Malfunzionamento logica di controllo pressione dell'elettrolizzatore D1-EL-001	1.33.2.1. Possibile invio dell'idrogeno alla miscelazione a bassa pressione, impossibilità nell'effettuare la miscelazione con il gas naturale, ritardo nelle operazioni, upset operativo	A	1.33.2.1.1. Allarme a sala controllo da PT-003 per bassa pressione di idrogeno da elettrolizzatore, apertura valvole di controllo D1-XV-004/005, chiusura valvola di controllo D1-XV-006 e avvio elettro compressore D1-EC-001	3	A				
	1.34. Bassa pressione in ingresso al package di compressione...	1.34.1. See cause flusso									

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 22 of 27

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Intention: _____

Parameter: Pressure

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Less (cont.)	...D2-TC-001A/B	1.34.1. See cause flusso (cont.)							
	1.35. Bassa pressione dei fuel in ingresso al package di compressione D2-TC-001A	1.35.1. See cause flusso							
	1.36. Bassa pressione dei fuel in ingresso al package di compressione D2-TC-001B	1.36.1. See cause flusso							
	1.37. Bassa pressione della miscela (CH ₄ -H ₂) alla mandata del compressore D2-TC-001A	1.37.1. See cause flusso 1.37.2. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D2-TC-001A	1.37.2.1. Possibile invio della miscela allo scambiatore di calore a bassa pressione, difficoltà nell'effettuare l'iniezione in giacimento, ritardo nelle operazioni, upset operativo	A	1.37.2.1.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001A, attivazione di compressore D2-TC-001B al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009A	3 A			
	1.38. Bassa pressione della miscela (CH ₄ -H ₂) alla mandata dello scambiatore di calore D3-SC-001	1.38.1. See cause flusso	1.37.3.1. Possibile invio della miscela allo scambiatore di calore a bassa pressione, difficoltà nell'effettuare l'iniezione in giacimento, ritardo nelle operazioni, upset operativo	A	1.37.3.1.1. Allarme e shut down del compressore D2-TC-001B, attivazione di compressore D2-TC-001A al 100% per segnale di bassa pressione da PT-009B	3 A			
More	1.39. Alta...	1.39.1. See cause flusso							

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 23 of 27

Revisioni:

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Parameter: Pressure

Intentioni:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	...pressione del fuel (CH ₄ +H ₂) in ingresso al compressore D1-TC-001A	1.39.1. See cause flusso (cont.)									
	1.40. Alta pressione del fuel (CH ₄ -H ₂) in ingresso al compressore D1-TC-001B	1.40.1. See cause flusso									
	1.41. Alta pressione del gas naturale alla mandata del compressore D1-TC-001A/B	1.41.1. See cause flusso									
		1.41.2. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D1-TC-001A	1.41.2.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.41.2.1.1. Attivazione di D1-PSV-001A connesse a torcia 1.41.2.1.2. Shut down per segnale di altissima pressione da PT-002A/002B/002C per chiusura D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001A/B						
		1.41.3. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D1-TC-001B	1.41.3.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di gas naturale, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.41.3.1.1. Attivazione di D1-PSV-001B connesse a torcia 1.41.3.1.2. Shut down per segnale di altissima pressione da PT-002A/002B/002C per chiusura D1-SDV-001/002/006A/006B e arresto turbocompressori D1-TC-001A/B						
	1.42. Alta pressione dell'idrogeno alla mandata...	1.42.1. See cause flusso									
		1.42.2. Malfunzionamento...	1.42.2.1. Aumento di...	A/S	1.42.2.1.1. Attivazione di...						

Worksheet

Company:
 Facility: impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 24 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Pressure

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	...dell'elettrolizzatore e D1-EL-001	...logica di controllo pressione dell'elettrolizzatore D1-EL-001	...pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di idrogeno, in caso di innesco possibile incendio o esplosione		...D1-PSV-002 connesse a torcia 1.42.2.1.2. Shut down per segnale di altissima pressione da PT-003 per chiusura D1-SDV-003/004 e arresto elettrolizzatore D1-EL-001				
	1.43. Alta pressione del fuel in ingresso al package di compressione D2-TC-001A	1.43.1. See cause flusso							
	1.44. Alta pressione del fuel in ingresso al package di compressione D2-TC-001B	1.44.1. See cause flusso							
	1.45. Alta pressione della miscela (CH ₄ -H ₂) alla mandata del compressore D2-TC-001A/B	1.45.1. See cause flusso 1.45.2. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D2-TC-001A	1.45.2.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in caso di innesco possibile incendio o esplosione	A/S	1.45.2.1.1. Attivazione di D2-PSV-001A connesse a torcia 1.45.2.1.2. Shut down per segnale di altissima pressione da PT-009A per chiusura D2-SDV-001A/001B/002/003 e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B	4			
		1.45.3. Malfunzionamento logica di controllo pressione del compressore D2-TC-001B	1.45.3.1. Aumento di pressione nel collettore di mandata con conseguente sovrappressione. Possibile superamento delle condizioni di design, rottura e rilascio di miscela, in...	A/S	1.45.3.1.1. Attivazione di D2-PSV-001B connesse a torcia 1.45.3.1.2. Shut down per segnale di altissima pressione da PT-009B per chiusura D2-SDV-...	4			

Worksheet

Company: Impianto di spinta onshore - Opzione 2
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 25 of 27

Revision: 1

Session: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1

Drawings: IMPIANTO-PFD001

IMPIANTO-PFD002

IMPIANTO-PFD003

IMPIANTO-PFD004

Parameter: Pressure

Intention: SALVAGUARDIE

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	1.45. Alta pressione della miscela (CH ₄ -H ₂) alla mandata del compressore D2-TC-001A/B (cont.)	1.45.3. Malfunzionamento logico di controllo pressione del compressore D2-TC-001B (cont.)	...caso di innescio possibile incendio o esplosione		...001A/001B/002/003 e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B						
	1.46. Alta pressione della miscela (CH ₄ -H ₂) alla mandata dello scambiatore di calore D3-SC-001	1.46.1. See cause flusso									

Revision: 1

Session: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1

Drawings: IMPIANTO-PFD001

IMPIANTO-PFD002

IMPIANTO-PFD003

IMPIANTO-PFD004

Parameter: Temperature

Intention: SALVAGUARDIE

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Less	1.47. Lower Temperature	1.47.1. Non applicabile									
More	1.48. Alta temperatura	1.48.1. Malfunzionamento scambiatore di calore D3-SC-001 1.48.2. Incendio esterno	1.48.1.1. Possibile invio di miscela a sealine ad alta temperatura con conseguente superamento delle condizioni di design, possibile danneggiamento della sealine, upset operativo 1.48.2.1. Aumento di temperatura nei package di compressione, l'elettrolizzatore e lo scambiatore di calore, aumento di pressione con possibile sovrappressione...	A S	1.48.1.1. Shut down per segnale di altissima temperatura da TT-003 per chiusura di D2-SDV-002/003/001A/001B e D3-SDV 001/002 e arresto turbocompressori D2-TC-001A/B 1.48.2.1.1. Sistema antincendio per segnale di allarme da F&G detector ed isolamento dei sistemi	4	A	T			

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 26 of 27

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Temperature

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
More (cont.)	1.48. Alta temperatura (cont.)	1.48.2. Incendio esterno (cont.)	...con superamento delle condizioni di design. Rottura e rilascio di gas naturale / idrogeno / miscela e coinvolgimento nell'incendio		1.48.2.1.1. Sistema antincendio per segnale di allarme da F&G detector ed isolamento dei sistemi (cont.)				

Session: (1) 31/01/2024
 System: (1) INIEZIONE 1
 Drawings: IMPIANTO-PFD001
 IMPIANTO-PFD002
 IMPIANTO-PFD003
 IMPIANTO-PFD004

Revision:

Parameter: Compositon

Intention:

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S L R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Other Than	1.49. Composizione della miscela (CH ₄ , H ₂) fuori specifica	1.49.1. Guasto alla rete di distribuzione nazionale di gas 1.49.2. Malfunzionamento dell'elettrolizzatore	1.49.1.1. Possibile gas fuori specifica con concentrazione minore del 90% di CH ₄ . Possibile danneggiamento ai componenti e alla sealine. Upset operativo 1.49.2.1. Possibile gas fuori specifica con concentrazione maggiore del 10% di H ₂ . Possibile danneggiamento ai componenti e alla sealine. Upset operativo	A	1.49.1.1.1. -	2 A A			
					1.49.2.1.1. -	2 B A			

Worksheet

Company:
 Facility: Impianto di spinta onshore - Opzione 2

Page: 27 of 27

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1

Drawings: IMPIANTO-PFD001

IMPIANTO-PFD002

IMPIANTO-PFD003

IMPIANTO-PFD004

Parameter: Utilities

Intention: _____

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Other Than	1.50. Mancanza Utilities	1.50.1. Perdita energia elettrica	1.50.1.1. Arresto dell'elettrolizzatore D1-EL-001, le pompe di circolazione D3-P-001A/B, chiusura delle valvole elettro attuate. Il sistema si porta in condizioni di sicurezza		1.50.1.1.1. -						
		1.50.2. Perdita di azoto	1.50.2.1. Impossibilità di spurgare gli equipment in caso di manutenzione. Ritardo nelle attività manutentive, upset operativo.	A	1.50.2.1.1. Procedura operativa di manutenzione	1	B	A			

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1

Drawings: IMPIANTO-PFD001

IMPIANTO-PFD002

IMPIANTO-PFD003

IMPIANTO-PFD004

Parameter: Loss of Containment

Intention: _____

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Other Than	1.51. Other Than Loss of Containment	1.51.1. Non applicabile									

Revision: _____

Session: (1) 31/01/2024

System: (1) INIEZIONE 1

Drawings: IMPIANTO-PFD001

IMPIANTO-PFD002

IMPIANTO-PFD003

IMPIANTO-PFD004

Parameter: Maintenance

Intention: _____

GW	DEVIAZIONE	CAUSE	CONSEGUENZE	TARGET	SALVAGUARDIE	S	L	R	RACCOMANDAZIONI	BY	NOTE
Other Than	1.52. Other Than Maintenance	1.52.1. See cause utilities (perdita di azoto)									

Ringraziamenti

Ringrazio prima di tutto il mio relatore, il Professore Andrea Carpignano, per i suoi consigli fondamentali e il supporto ricevuto.

Ringrazio poi i miei correlatori, la Professoressa Raffaella Gerboni, la Dottoressa Anna Chiara Ugenti e l'Ingegnere Luca Portè, sempre disponibili al confronto e pronti a guidarmi verso la stesura della mia tesi.

Un grazie speciale è rivolto ad Amedeo Aliberti, il suo aiuto ed i suoi preziosi consigli sono stati indispensabili durante l'intero percorso.

Infine, ringrazio la società RAMS&E S.r.l. per aver reso la mia prima esperienza nel mondo del lavoro piacevole e motivante.