



POLITECNICO DI TORINO

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

Tesi di Laurea Magistrale

**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.**

Relatori:

Prof. Andrea Carpignano

Dott.ssa Raffaella Gerboni

Ing. Gabriele Ballocco

Candidato:

Rech Giorgio

*Ai miei genitori, alle mie sorelle, ai miei nonni,
che hanno reso possibile l'arrivo di questo giorno
e grazie ai quali sono la persona che sono.*

*Ai miei amici,
con i quali è sempre tutto più bello.*

Abstract

Nel presente lavoro di tesi si propone lo sviluppo di un progetto preliminare di una possibile opzione di riutilizzo di piattaforme offshore che, giunte al termine della loro vita produttiva a causa dell'esaurimento del proprio giacimento idrocarburico, sono destinate alla dismissione; in particolare, nell'attuale contesto di transizione energetica, l'opzione di conversione prevede di trasformare l'impianto estrattivo in un sito di stoccaggio per una miscela idrogeno – gas naturale. Durante il lavoro di tesi, a valle di un breve excursus circa lo stato dell'arte nel campo dell'idrogeno e del suo ruolo nell'abbattimento delle emissioni climalteranti, sono stati dimensionati tutti i componenti fondamentali al corretto funzionamento dell'impianto, argomentando le scelte tecniche prese durante la progettazione e supportando le ipotesi adottate. È stata prestata particolare attenzione a sottolineare la convenienza della conversione rispetto al completo smantellamento dell'impianto e al suo conseguente contributo allo sviluppo di un futuro più sostenibile nell'ambito del settore energetico. Nella stesura del lavoro ci si è focalizzati nel delineare una linea guida da seguire per il futuro sviluppo di un progetto di dettaglio ed è stata messa in luce una filosofia di conversione non solo adatta alla particolare opzione trattata in questo elaborato, ma applicabile in linea generale anche ad altre opzioni di conversione.

In the present thesis work the development of a basic design project for a possible offshore Oil&Gas dismissing platforms reuse is proposed. These platforms reached the end of their producing life due to reservoir depletion and therefore are addressed to decommissioning. Given the present energy transitioning background, this option of conversion consists in the transformation of the previous producing plant in a temporary hydrogen – natural gas mixture storage site. With this thesis work, after a brief excursus about the state of the art of hydrogen technologies and hydrogen role in the reduction of greenhouse gases emission, all main plant components devoted to its correct operation have been dimensioned, explaining the technical choices and supporting the adopted hypothesis. A thoughtful attention has been paid on highlighting the convenience of a platform reuse instead of its complete dismantling and on its resulting contribution to a future more sustainable energy sector development. The project drafting has been focused particularly on leaving a guideline behind, so that a future detailed design project can be developed following them, and on establishing a general conversion philosophy, applicable to every conversion option.

*“Remember to look up at the stars and not down at your feet.
Try to make sense of what you see and wonder about what makes the universe exist.
Be curious.
And however difficult life may seem, there is always something you can do and succeed at.”*

[STEPHEN WILLIAM HAWKING]

Indice degli acronimi

BD	Blowdown
BDV	Blowdown Valve
CC	Carbon Capture
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CNG	Compressed Natural Gas
C&E	Causes and Effects (Cause/Effetti)
DCS	Distributed Control System
DGISSEG	Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari
D.L.	Decreto Legge
D.M.	Decreto Ministeriale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
ESD	Emergency Shutdown
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
F&G	Fire and Gas
GOIP	Gas Originariamente In Posto
GWP	Global Warming Potential
HFL	Higher Flammability Limit (Limite superiore di infiammabilità)
HIPPS	High-Integrity Protection System
H&M	Heat and Material
LFL	Lower Flammability Limit (Limite inferiore di infiammabilità)
LNG	Liquid Natural Gas
MEG	Glicole Monoetilenico
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
O&G	Oil and Gas
PA/GA	Public Address/General Alarm
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PCS	Potere Calorifico Superiore
PE	Polietilene

PFD	Process Flow Diagram
PIG	Pipeline Inspection Gauge
PM	Peso Molecolare
PSD	Plant Shutdown
PSV	Pressure Safety Valve
PVC	Polivinilcloruro
SDV	Shutdown Valve
SG	Specific Gravity
TEG	Glicole Trietilenico
U.M.	Unità di misura
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse
UPS	Uninterruptible Power Supply
USD	Unit Shutdown
2oo3	2 out of 3 (Logica 2 su 3)

Indice

1	Introduzione	1
1.1	Scopo della tesi	2
1.2	Struttura della tesi	3
2	Il contesto	5
2.1	Piattaforme a fine vita	5
2.1.1	Storia delle piattaforme	5
2.1.2	Tipologie di piattaforme.....	7
2.1.3	Impatto/costo del decommissioning.....	11
2.2	Tre opzioni di conversione.....	12
3	L'idrogeno.....	15
3.1	Idrogeno come vettore energetico	15
3.2	“Colori” dell'idrogeno	16
3.3	Utilizzo nella rete del gas.....	17
3.4	La miscela idrogeno – gas naturale	18
3.4.1	Compatibilità con componenti e materiali	18
3.4.2	Sicurezza	21
3.4.3	Proprietà fisiche	22
3.4.4	Indice Wobbe	28
3.4.5	Compatibilità con il giacimento	30
4	La scelta del caso studio.....	33
4.1	Metodologia di lavoro	33
4.1.1	Filosofia di Progetto.....	33
4.1.2	Metodologia seguita per la progettazione preliminare	34
4.2	Sito di riferimento	35
4.2.1	Posizione della piattaforma	35
4.2.2	GREEN1	38
4.2.3	Giacimento	41
4.3	Stoccaggio di modulazione	46
4.3.1	Reiniezione in giacimento.....	48
5	Basic Design Opzione 2	53
5.1	Regimazione di GREEN1	54

5.2	Portate e pressioni	58
5.2.1	Portata.....	58
5.2.2	Pressione.....	61
5.3	Modi di funzionamento	69
5.3.1	Erogazione.....	71
5.3.2	Iniezione	72
5.3.3	Cambio fase di funzionamento: da erogazione a iniezione	72
5.3.4	Cambio fase di funzionamento: da iniezione a erogazione	73
5.3.5	Avviamento / Spegnimento	74
5.3.6	Blackout.....	74
5.4	Diagramma a blocchi.....	74
5.5	Scelta e dimensionamento dei componenti	76
5.5.1	Unità di compressione	76
5.5.2	Unità di separazione acqua di strato	78
5.5.3	Unità di trattamento gas.....	83
5.5.4	Scarico Reflui	89
5.5.5	Buffer combustibile	90
5.5.6	Connessioni con la terraferma	91
5.5.7	Misura del gas stoccato	92
5.5.8	Gruppo statico di continuità	92
5.5.9	Gru.....	93
5.6	Prestazioni	93
5.7	Sostanze utilizzate	95
5.8	Logica di controllo	97
5.9	Sistemi di sicurezza d'impianto.....	101
5.9.1	Impianto Antincendio e rilevatori F&G	102
5.9.2	Arresto non pianificato dell'impianto	103
5.10	Manutenzione	106
5.11	Alternative impiantistiche	107
5.11.1	Erogazione con compressione	107
5.11.2	Disidratazione per effetto Joule-Thomson	108
5.11.3	Compressione parzialmente svolta a terra	108
5.11.4	Recupero di energia tramite turbina	109
6	Decommissioning	111
6.1	Configurazione dell'impianto pre-conversione	111

6.2	Configurazione dell'impianto post conversione.....	114
6.3	Compatibilità strutturale della nuova configurazione	115
7	Conclusione.....	119
8	Bibliografia	123

ALLEGATI

Allegato 1: Calcolo della pressione a testa pozzo

Allegato 2: Process Flow Diagram

Allegato 3: Heat & Material Balance

Allegato 4: Matrici C&E

Allegato 5: Plot Plant Layout

1 Introduzione

Ad oggi le attività antropiche mondiali producono ogni anno 51 miliardi di tonnellate di gas serra [1], di cui circa tre quarti sono costituite da anidride carbonica e per la restante frazione da metano, protossido di azoto e fluorati [2]. Il continuo accumulo di questi nell'atmosfera ne comporta un pericoloso e graduale aumento della temperatura media che, se non arginato, porterà inevitabilmente allo stravolgimento dei delicati equilibri del nostro pianeta, risultando infine in un collasso climatico. Il principale responsabile della produzione di questi gas climalteranti è il consumo su larga scala di combustibili fossili, fonte di energia primaria che fin dagli albori della civiltà ha permesso il miglioramento della qualità di vita umana. È evidente, però, che il ritmo di questo consumo non è ormai più sostenibile ed è impellente e necessario trovare una soluzione alternativa per continuare a sostenere energeticamente le attività antropiche, evitando al tempo stesso il disastro climatico. Questo cambio di rotta verso fonti di energia alternative ai combustibili fossili in un'ottica di minimizzazione della produzione di gas serra è chiamato "transizione energetica", e vede come protagoniste le cosiddette "fonti rinnovabili". Il termine "rinnovabili" è scelto per sottolineare la diversa origine di tali risorse rispetto a quella delle attuali fonti fossili: queste ultime, infatti, come anticipato dal nome stesso, sono state create per mezzo di processi di trasformazione di materia organica estremamente lenti, avvenuti all'interno della crosta terrestre e in tempi di diversi ordini di grandezza maggiori rispetto al ritmo del loro attuale consumo; per questo sono destinate ad esaurirsi e sono quindi considerate "non rinnovabili". Le fonti "rinnovabili", quali per esempio l'energia eolica o solare, derivano invece direttamente dall'energia emessa dal Sole e per questo il loro consumo può essere sostenuto nel tempo. In seguito agli accordi di Parigi del 2015 tra gli obiettivi fissati entro il 2030 vi è l'impegno da parte dei paesi europei a ridurre le emissioni di gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990 e a utilizzare energia da fonti rinnovabili per il 32% del totale consumo energetico, prevedendo di raggiungere, entro il 2050, l'obiettivo di emissioni nette nulle [3].

Queste fonti rinnovabili di energia sono, però, caratterizzate intrinsecamente da un'imprevedibilità nella piccola scala spaziale e temporale dovuta all'influenza dei fenomeni atmosferici, fattore questo che le rende poco adatte ad incontrare la domanda energetica, caratterizzata invece da una certa periodicità e omogeneità spaziale. Per ovviare a questo problema è necessario ricorrere a sistemi di accumulo, in grado di immagazzinare l'energia rinnovabile prodotta nei periodi di disponibilità, e a sistemi di trasporto, capaci di portarla dove ve n'è la richiesta. La prima funzione è assolta dai cosiddetti sistemi di stoccaggio di energia, di cui un esempio è lo stoccaggio nel sottosuolo che sarà centrale nella trattazione del presente lavoro di tesi, mentre la seconda funzione è svolta dai "vettori energetici", ovvero sostanze in grado di assorbire energia e di trasportarla in modo efficiente ai luoghi di destinazione, dove verrà da loro restituita. Appartiene a quest'ultima tipologia di sostanze l'idrogeno, di cui si discuterà ampiamente nei capitoli successivi.

Al presente, la tecnologia più matura riguardante lo stoccaggio nel sottosuolo è sicuramente lo stoccaggio di gas naturale; tale soluzione di stoccaggio, però, non può propriamente essere definita “di energia”, in quanto il gas naturale non è al momento un vettore energetico prodotto utilizzando altra energia, ma una fonte energetica vera e propria. Per questo motivo il suo stoccaggio è in realtà una scelta strategica, adottata per ottimizzare la sua distribuzione ed il suo consumo. In ogni caso tale tecnologia matura è un’ottima base per lo sviluppo di soluzioni che prevedono lo stoccaggio di vettori energetici gassosi, come l’idrogeno.

Fra le principali tipologie di stoccaggio di gas nel sottosuolo vi è lo stoccaggio in giacimenti idrocarburici esauriti; queste strutture geologiche, ormai svuotate del proprio contenuto di idrocarburi, sono infatti naturalmente adatte all’immagazzinamento di esso. Inoltre, a causa del massiccio consumo perpetrato negli ultimi decenni di queste fonti fossili, il numero di questi siti ormai vuoti è in costante aumento, il che li rende delle ottime alternative alle altre tipologie di stoccaggio. In questo lavoro di tesi ci si concentrerà proprio sullo stoccaggio in giacimento, in particolare in giacimenti offshore, progettando di riutilizzare l’impianto di produzione realizzato a bordo della corrispondente piattaforma petrolifera per l’immissione nel sottosuolo di una miscela di gas naturale e idrogeno, piattaforma altrimenti destinata allo smantellamento.

1.1 Scopo della tesi

Questo lavoro di tesi nasce nel contesto del progetto che coinvolge il Ministero dello Sviluppo Economico, il Politecnico di Torino, l’Environment Park e la Fondazione Istituto Italiano di Tecnologia; è inoltre frutto dell’attività svolta nell’ambito di un tirocinio presso la società di ingegneria RAMS&E S.r.l.

Il progetto ha lo scopo di analizzare diverse alternative allo smantellamento delle piattaforme estrattive offshore, giunte ormai a fine vita. Come sarà spiegato di seguito, tale operazione di smantellamento (o *decommissioning*) ha, infatti, un notevole impatto ambientale per cui risulta più conveniente trovare una seconda possibilità di utilizzo della piattaforma in luogo della sua completa dismissione. In accordo con l’attuale transizione energetica, tale progetto propone tre diverse opzioni:

1. Opzione 1 - Produzione di energia fotovoltaica per la produzione di acqua dissalata
2. Opzione 2 - Riutilizzo della piattaforma per re-iniettare nei pozzi una miscela CH_4+H_2 , per stoccaggio temporaneo
3. Opzione 3 - Riutilizzo della piattaforma per re-iniettare nei pozzi CO_2 , per stoccaggio temporaneo

Questo lavoro di tesi è quindi focalizzato sullo sviluppo e sulla verifica tecnologica della fattibilità di un progetto preliminare riguardante l’Opzione 2, comprendente anche la realizzazione dei Process Flow Diagram (PFD) e dei Plant Layout corrispondenti, oltre che di una parte di ricerca in letteratura riguardante l’attuale stato dell’arte in materia di idrogeno e di utilizzo di esso come vettore energetico miscelato al gas naturale.

Come previsto dal D.P.R del 5 ottobre 2010 n.207 alla sezione 2, articolo 17 [4]:

“Il progetto preliminare definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire nel rispetto delle indicazioni

del documento preliminare alla progettazione; evidenzia le aree impegnate, le relative eventuali fasce di rispetto e le occorrenti misure di salvaguardia, nonché le specifiche funzionali ed i limiti di spesa delle opere da realizzare, ivi compreso il limite di spesa per gli eventuali interventi e misure compensative dell'impatto territoriale e sociale e per le infrastrutture ed opere connesse, necessarie alla realizzazione. Il progetto preliminare stabilisce i profili e le caratteristiche più significative degli elaborati dei successivi livelli di progettazione, in funzione delle dimensioni economiche e della tipologia e categoria dell'intervento, ed è composto dai seguenti elaborati:

- relazione illustrativa;
- relazione tecnica;
- studio di prefattibilità ambientale;
- studi necessari per un'adeguata conoscenza del contesto in cui è inserita l'opera, corredati da dati bibliografici, accertamenti ed indagini preliminari - quali quelle storiche archeologiche ambientali, topografiche, geologiche, idrologiche, idrauliche, geotecniche e sulle interferenze e relative relazioni ed elaborati grafici – atti a pervenire ad una completa caratterizzazione del territorio ed in particolare delle aree impegnate;
- planimetria generale ed elaborati grafici;
- prime indicazioni e misure finalizzate alla tutela della salute e sicurezza dei luoghi di lavoro per la stesura dei piani di sicurezza con i contenuti minimi di cui al comma 2;
- calcolo sommario della spesa;
- quadro economico di progetto;
- piano particellare preliminare delle aree o rilievo di massima degli immobili.”

Fra questi, nel presente lavoro di tesi, ci si è concentrati sui primi due, ovvero lo sviluppo di una relazione tecnica e illustrativa dell'impianto; l'intero lavoro è portato avanti prendendo in considerazione una piattaforma offshore generica che presenta caratteristiche comuni a molte piattaforme installate in Italia.

1.2 Struttura della tesi

Di seguito è illustrata la struttura di questo lavoro di tesi, focalizzato a mostrare e a ripercorrere tutte le fasi che hanno portato alla progettazione dell'impianto descritto, sottolineando in modo particolare le criticità incontrate e le ipotesi che sono state necessarie alla sua realizzazione.

La tesi è così strutturata:

- Il Capitolo 2 è dedicato all'analisi del contesto che fa da sfondo a questo lavoro di tesi: viene svolta un'analisi storica, qualitativa e quantitativa riguardante le piattaforme estrattive attualmente giunte a fine vita e sull'impatto derivante dal loro decommissioning; è inoltre presentato nel dettaglio il progetto citato nel paragrafo precedente e nel cui ambito è inserito questo lavoro di tesi;
- Il Capitolo 3 è invece incentrato sull'idrogeno, con un'analisi dedicata al suo impiego come vettore energetico, alla sua produzione e al suo possibile impiego miscelato al gas naturale. Vengono inoltre illustrate le principali proprietà della miscela idrogeno-gas naturale, oltre

che le sue principali criticità in termini di compatibilità con i materiali e le infrastrutture energetiche e in termini di sicurezza;

- Nel Capitolo 4 viene invece analizzata la scelta del caso studio, illustrando per prima la metodologia stabilita per la progettazione, seguita poi dalla descrizione del luogo in cui si trova l'impianto, della piattaforma ivi presente e delle caratteristiche del giacimento ad essa correlato, con particolare riferimento a come i parametri siano stati scelti. È inoltre illustrata una breve panoramica circa la tecnologia dello stoccaggio di gas in giacimento e delle sue funzionalità;
- Nel Capitolo 5 si entra invece nel vivo della progettazione, ripercorrendo in ordine concettuale le varie fasi del design, illustrando le modalità di funzionamento dell'impianto, i componenti necessari e le sue prestazioni. Sono inoltre elencate alcune alternative di progetto, esplorando il range in cui possono variare i parametri al contorno definiti nel Capitolo 4;
- Nel Capitolo 6 sono presentate le modalità di conversione della piattaforma e i criteri riguardanti la disposizione delle nuove apparecchiature in relazione al layout dell'impianto prima della conversione; viene inoltre effettuata un'analisi comparativa tra le due configurazioni.
- Il Capitolo 7 infine contiene il riepilogo dei risultati ottenuti e le conclusioni tratte da essi.

2 Il contesto

2.1 Piattaforme a fine vita

L'utilizzo delle fonti fossili ha permesso, dai tempi delle rivoluzioni industriali, di trasformare completamente lo stile di vita e la società fino ad allora conosciuti; prima con il carbone nella seconda metà del '700 nella prima rivoluzione industriale e poi, circa un secolo dopo, con il petrolio nella seconda rivoluzione industriale, la società è transitata da una configurazione agricolo-commerciale ad una tipicamente industriale, notevolmente energivora e sempre più dipendente dalle fonti fossili. Il crescente bisogno di petrolio e gas del secolo scorso ha portato alla realizzazione di innumerevoli impianti di estrazione dapprima onshore e successivamente offshore a bordo delle piattaforme petrolifere. La limitata quantità di idrocarburi nei giacimenti, congiuntamente alla loro estrazione intensiva, porta, però, all'inevitabile esaurimento del giacimento e al conseguente abbandono della piattaforma. Inoltre, come è facile intuire, in futuro il ritmo di crescita del numero di queste piattaforme in dismissione sarà tanto celere quanto lo è stato il ritmo a cui sono state realizzate in passato. Nei successivi paragrafi verrà svolta, a valle di un breve inquadramento storico, un'analisi ad alto livello sulle principali tipologie di piattaforme e sull'impatto derivante dalla loro dismissione.

2.1.1 Storia delle piattaforme

Nel 1896 fu scavato il primo pozzo petrolifero offshore al largo della costa di Summerland nella contea di Santa Barbara, California. L'impianto, come quelli rappresentati in Figura 1, estraeva petrolio ed era sfruttato per mezzo di un pontile che si estendeva da terra [5].

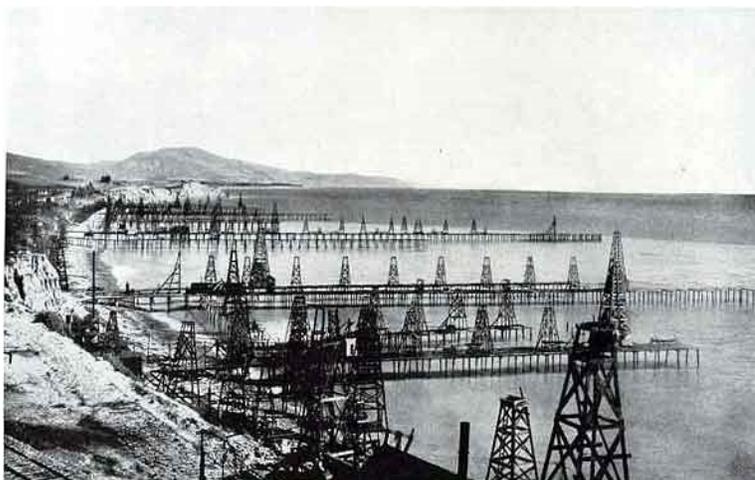


Figura 1: I primi pozzi estrattivi realizzati a Summerland, California [6]

Negli anni 20 fu invece scavato il primo pozzo da una piattaforma di cemento nel lago Maracaibo in Venezuela e il pozzo “Bibi Eibat” in Azerbaijan sopra un’isola artificiale nel mar Caspio. Risalgono invece agli 30 le prima chiatte realizzate per la perforazione di pozzi petroliferi dalla compagnia Texas Co. (oggi Chevron) ed è nel 1937 che viene realizzata, a 1,6 km dalle coste del Louisiana su un fondale profondo 4,3 m, la prima piattaforma fissa per l’estrazione di idrocarburi. Da questi in anni in avanti verranno realizzate piattaforme sempre più distanti dalla costa e in acque sempre più profonde, con l’arrivo delle prime piattaforme dotate di jacket negli anni 50 e le prime piattaforme semisommersibili negli anni 60 [7].

In Italia la ricerca di giacimenti petroliferi in mare è cominciata nel 1959 con la realizzazione del primo pozzo offshore in Europa occidentale nelle acque al largo di Gela, Sicilia. Durante gli anni 60, a seguito dell’approvazione della nuova legislazione dedicata, avvennero importanti scoperte nell’Adriatico Ravennate ed iniziò il periodo più florido per le attività estrattive italiane: diverse compagnie internazionali (anche di grosso calibro come Shell, Total, Elf, Chevron, Texaco, ...) realizzarono i loro impianti nelle acque italiane e si arrivò a produrre volumi comparabili a quelli del Regno Unito e dell’Olanda. In seguito iniziò una fase di declino dovuta ai sempre più difficili rapporti tra le compagnie petrolifere e le Autorità, ai lunghi tempi burocratici, alle questioni ambientali e, in ultimo, alla crisi economica [7].

Di seguito, in Figura 2 e Figura 3, sono riportati i grafici che ripercorrono l’andamento temporale del numero di piattaforme realizzate in Italia. I grafici sono stati creati elaborando i dati resi disponibile dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE), nello specifico dalla DGISSEG-UNMIG, aggiornati al 19 ottobre 2020 [8]. Ad oggi sono 138 le piattaforme marine presenti in Italia e di queste circa il 90% si trova nel Mar Adriatico settentrionale, tutte quasi totalmente dedicate all’estrazione di gas naturale.

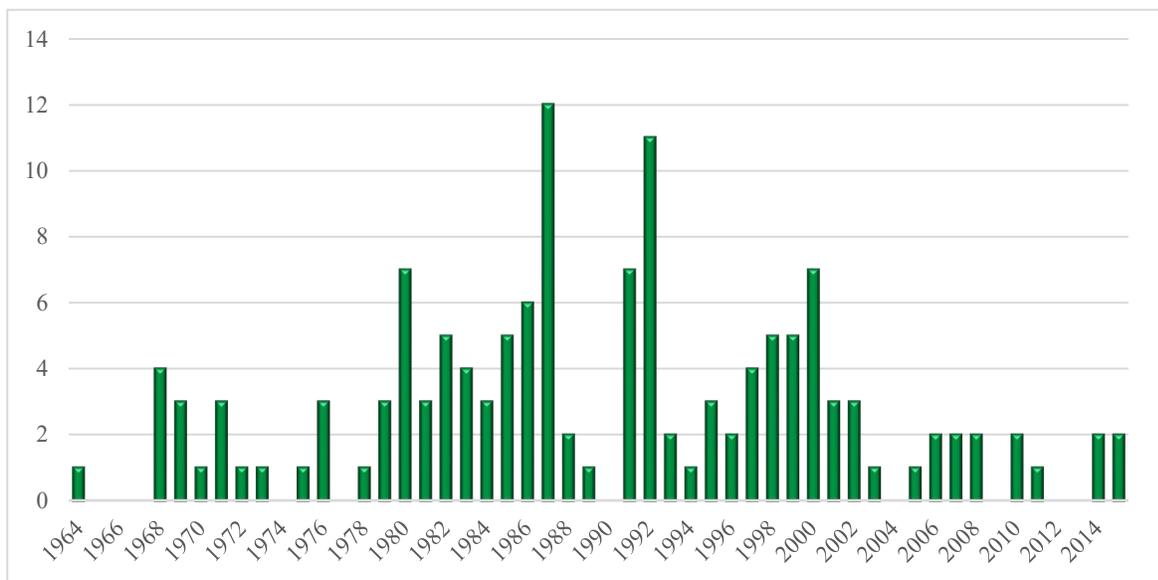


Figura 2: Piattaforme petrolifere italiane realizzate per ogni anno

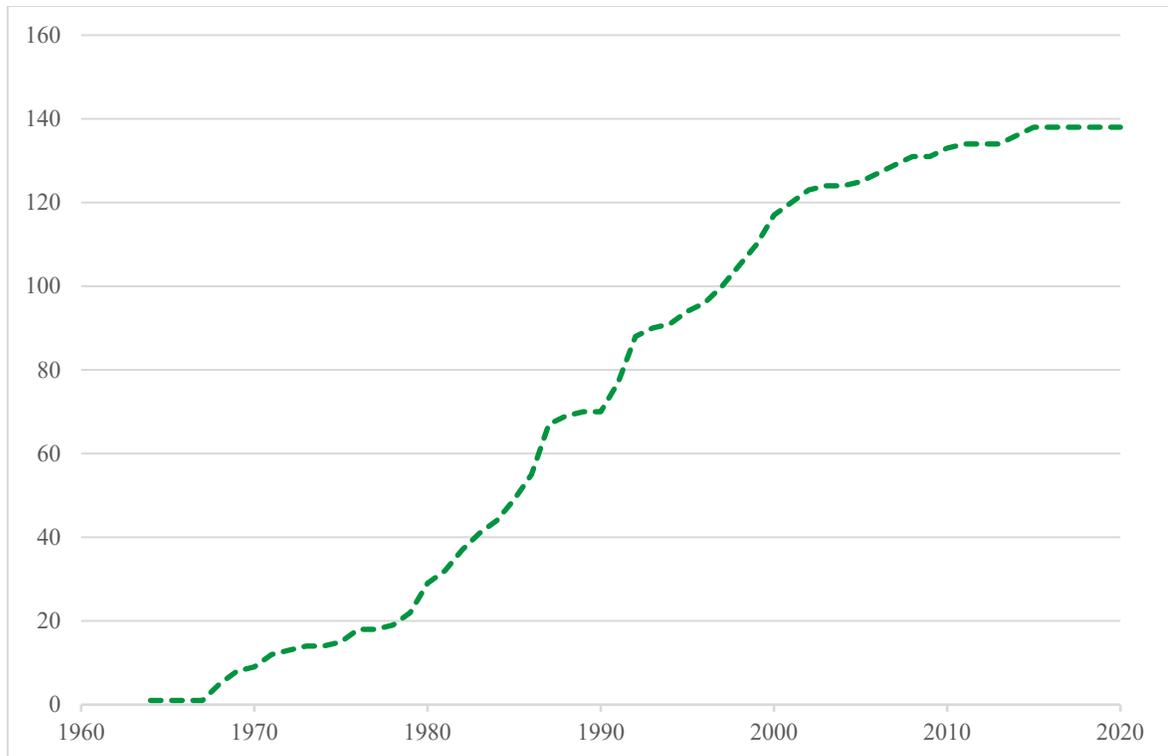


Figura 3: Numero totale di piattaforme italiane costruite

Considerando che la vita prevista per gli impianti di questo tipo è minore di 50 anni [9] si può intuire come il numero di questi che necessiteranno di un'attività di decommissioning continuerà a crescere nei prossimi anni e per tal motivo sarà sempre più di interesse l'alternativa di un secondo utilizzo rispetto allo smantellamento.

2.1.2 Tipologie di piattaforme

Esistono diverse tipologie di piattaforme dedicate all'estrazione di idrocarburi offshore: alcune di queste si appoggiano direttamente sul fondale marino per mezzo di lunghe strutture composte di travi di acciaio, i cosiddetti "jacket", come nel caso delle piattaforme fisse, e sono utilizzate su fondali poco profondi; per maggiori profondità invece sono state appositamente progettate piattaforme galleggianti o semisommersibili, mantenute in posizione da ancore o da sistemi di posizionamento dinamico [5].

Queste strutture hanno una gran varietà di forme e dimensioni, in relazione alle attività svolte a bordo, alla tipologia di idrocarburi estratti, alla profondità, alle condizioni marine locali e a tante altre caratteristiche proprie del sito di estrazione. Inoltre ad una stessa piattaforma possono corrispondere più pozzi, anche con profondità differenti e a distanze considerevoli tra loro, e vi può essere o meno la presenza costante o occasionale di personale. [5]

Di seguito è riportato un elenco delle principali tecnologie ad oggi adottate per la realizzazione di piattaforme offshore [14]:

- Fisse convenzionali

- A torre flessibile
- A gambe in tensione
- SPAR
- Semisommersibili
- Unità galleggiante di produzione
- Sottomarina



Figura 4: Piattaforma fissa convenzionale [10]

La prima tipologia rappresentata in Figura 4 è adatta per fondali poco profondi, solitamente a profondità minori di 200 m e in ogni caso non maggiori di 400 m [15]. Sono di questa famiglia la maggior parte delle piattaforme italiane che, trovandosi quasi tutte nel mar Adriatico, non necessitano di strutture adatte a fondali profondi. Tali piattaforme fisse sono sorrette da una struttura reticolare in acciaio, detta jacket, che viene tipicamente realizzata onshore e poi trasportata e calata nella posizione di riferimento. Esistono anche piattaforme fisse sorrette da strutture massicce realizzate in cemento che vengono appoggiate al fondale e il cui notevole peso è sufficiente a mantenerle in posizione. Tale tipologia è detta “a gravità”.

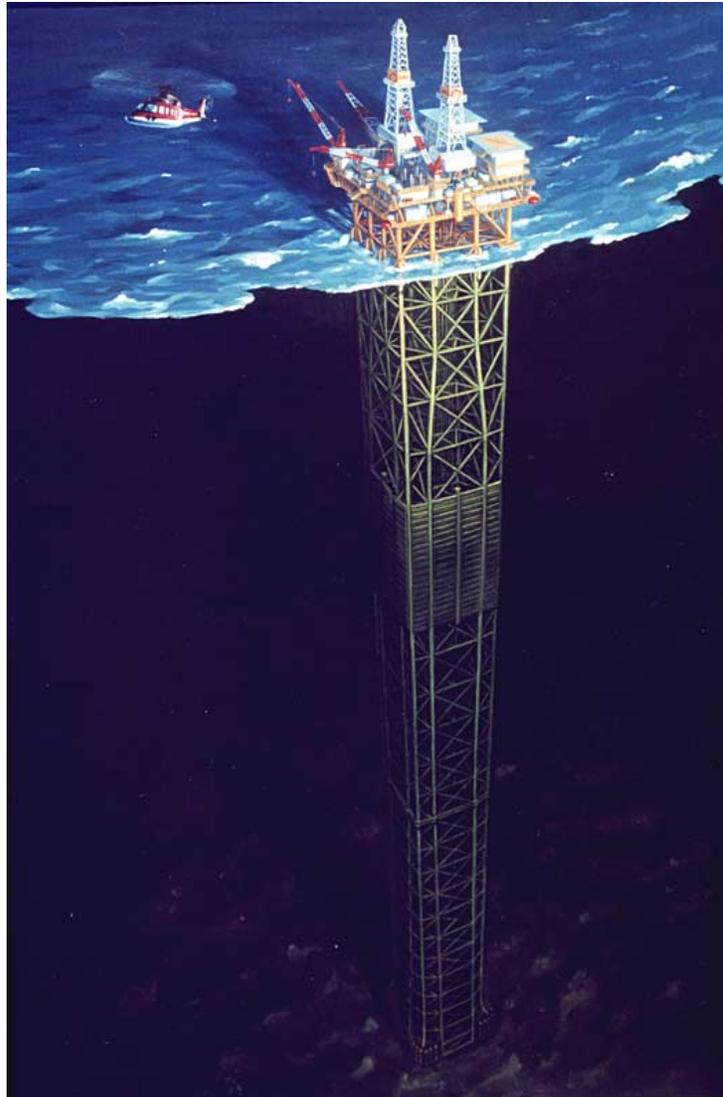


Figura 5: Piattaforma a torre flessibile [11]

Per fondali più profondi le strutture fisse, invece, non sono adatte a resistere agli sforzi strutturali causati dal moto ondoso e vi è la necessità di adottare tecnologie alternative. La terza tipologia elencata sopra a torre flessibile, rappresentata in Figura 5 è infatti, come intuibile dal nome, dotata di una struttura simile al jacket delle piattaforme fisse, ma molto più snella e flessibile, in grado di assorbire le spinte del moto ondoso tramite l'utilizzo di cerniere ed elementi resistenti con la funzione di molle; questa piattaforma è adatta per fondali mediamente profondi, fino a 600 m [15]. Per profondità maggiori gli impianti abbandonano l'utilizzo di una struttura che sorregga la piattaforma poggiando sul fondale, diventando invece piattaforme galleggianti, dotate di un sistema di ancoraggio per mantenerle in posizione. È questo il caso delle piattaforme a gambe in tensione, dotate di un sistema di ancoraggio al fondale realizzato mediante funi di acciaio e adatte a profondità fino a 1200 m, e delle piattaforme SPAR (termine inglese per “boa verticale”) rappresentate in Figura 6, dotate di una struttura cilindrica cava sommersa per il 90 %, ancorata con funi di acciaio disposte in modo radiale e adatta a fondali fino a 1700 m di profondità.



Figura 6: Piattaforma SPAR [12]

Per profondità ancora maggiori non è più possibile la realizzazione a bordo della piattaforma della testa pozzo, ovvero l'insieme dei componenti posizionati alla sommità del pozzo estrattivo, ma è opportuno, per motivi di sicurezza, realizzare i vari sistemi ad essa associati direttamente sul fondale. In questo modo il collegamento della testa pozzo con le restanti unità di produzione a bordo può essere realizzato con una condotta (o *riser*) più flessibile, a favore di una maggiore possibilità di movimento della piattaforma in superficie. È il caso delle piattaforme semisommersibili, che mantengono comunque un layout simile alle piattaforme elencate in precedenza, e delle unità di produzione galleggianti, che invece sono spesso delle vere e proprie navi in disarmo ristrutturare e convertite in impianti di estrazione (Figura 7). Il mantenimento in posizione di queste tipologie è realizzato tramite l'utilizzo di ancore o di sistemi dinamici di posizionamento costituiti da propulsori marini.

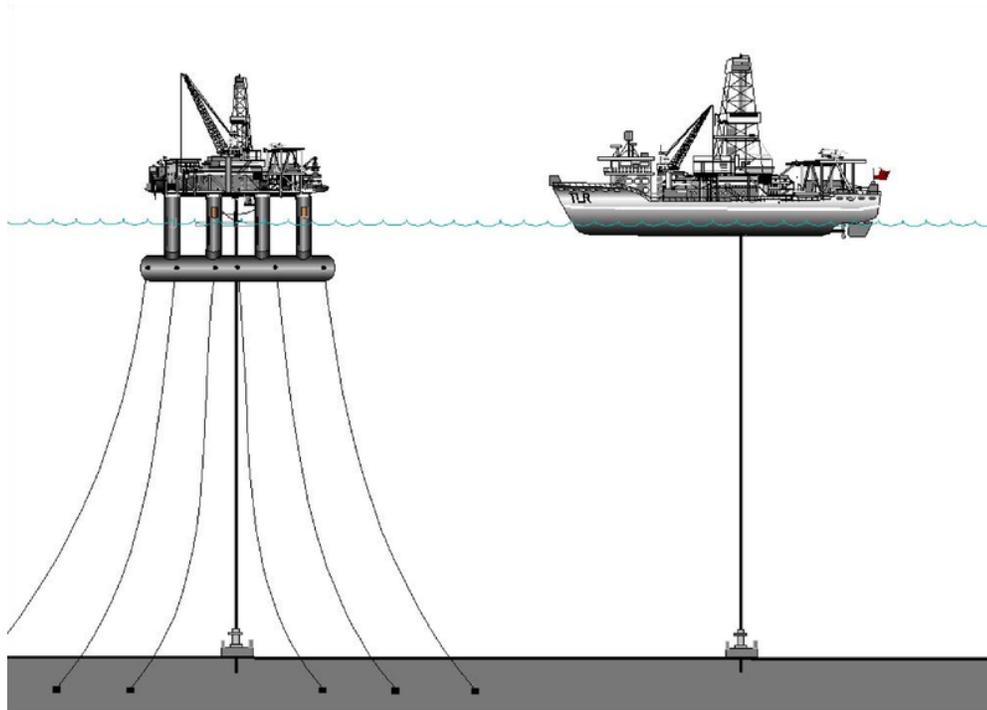


Figura 7: Piattaforma semisommersibile (a sinistra) e unità galleggiante (destra) [13]

2.1.3 Impatto/costo del decommissioning

Gli impianti offshore, in misura maggiore rispetto ai comuni impianti industriali, presentano nella loro vita un'aggiuntiva terza fase di costo: oltre ad una prima fase di recupero del capitale speso per la loro realizzazione e ad una seconda fase di guadagno, o *positive cash-flow*, vi è un'ulteriore terza fase di costo, o *negative cash-flow*, caratterizzata dal loro smantellamento (*decommissioning*). Tale ulteriore costo è a carico del gestore che, in fase di progetto, ne deve già preventivamente tenere conto.

Le tecnologie, le conoscenze e le normative atte alla dismissione delle piattaforme offshore sono fisiologicamente ambiti meno maturi rispetto a quelli relativi alla realizzazione di tali impianti, e per questo motivo esiste una grande varietà di problematiche ad essi associate e di diverse soluzioni; addirittura gli stessi paesi produttori presentano, da uno all'altro, diverse legislazioni e norme relative al decommissioning [16]. Per quanto riguarda l'Italia, con il D.M. 15/02/2019, "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione d'idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse" [17] sono definiti i criteri secondo cui un pozzo minerario offshore viene giudicato esaurito e sono definite le modalità di dismissione del corrispondente impianto di produzione. Le opzioni previste dalla normativa sono sostanzialmente due: la prima è l'avvio della fase di smantellamento della struttura secondo il progetto presentato dal proprietario dell'impianto, mentre la seconda riguarda la valutazione di un eventuale progetto di riutilizzo della piattaforma per scopi diversi da quelli per cui era stata realizzata e, in caso di esito positivo della suddetta valutazione, l'effettiva conversione.

La dismissione e rimozione di una piattaforma è sicuramente un processo impattante sia dal punto di vista dei costi, sia dal punto di vista delle ripercussioni sull'ambiente marino, specialmente se si considera che esistono piattaforme che, all'epoca della loro realizzazione, non furono

concepito per essere rimosse [16]. L'impatto del decommissioning è strettamente correlato alla tipologia di piattaforma e generalmente la rimozione di quelle mobili risulta più semplice di quelle fisse.

Un problema comune a quasi tutti i paesi produttori di idrocarburi offshore è tipicamente l'affidamento delle operazioni di rimozione a enti inesperti o non sufficientemente scrupolosi e privi delle abilità tecniche richieste per trattare il problema in modo consono. Inoltre, anche se lo smantellamento avviene nel rispetto di tutte le regole previste, vi è una componente di impatto e di costi che non può essere evitata. Tra le attività più costose della fase di decommissioning di una piattaforma c'è infatti la chiusura del pozzo estrattivo, detta *well-plugging*, e l'abbandono del sito dell'impianto [16]. Dal punto di vista invece degli impatti ambientali vi sono le emissioni gassose relative ai processi di smantellamento, gli scarichi e i materiali da smaltire, il consumo di energia, gli impatti visivi, le emissioni di rumore e di odori e l'alterazione del normale traffico marittimo della zona interessata. Vi è anche una componente di impatto relativa all'adattamento dell'ambiente marino, raggiunto negli anni in cui la piattaforma era presente: una singola piattaforma, infatti, può arrivare a occupare 8000-12000 m² di superficie sul fondale marino, fungendo da unico punto di rilievo nel raggio di anche centinaia di chilometri. Ciò fa sì che la struttura funga da appiglio per alghe ed invertebrati e da nascondiglio e luogo sicuro per la fauna ittica. La parte emersa della piattaforma può infine essere colonizzata dagli uccelli marini, oppure essere solo un appoggio temporaneo, come succede per le specie migratorie [5]. Tanto quanto il problema dei costi non ha ripercussioni sulla comunità locale, in quanto a carico del gestore di impianto, gli impatti ambientali, al contrario, hanno conseguenze sia sull'ecosistema marino che sulla popolazione; per questo motivo l'alternativa di un secondo utilizzo della piattaforma, evitando questi impatti, risulta di grande interesse in un'ottica di sostenibilità.

Attualmente le più comuni opzioni di conversione di piattaforme riguardano il loro riutilizzo per lo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili eventualmente disponibili nel luogo in cui sorgono. Dai risultati derivanti da una dedicata attività di ricerca proposta dal MiSE [18] si è concluso che le risorse rinnovabili possibilmente sfruttabili dalle piattaforme offshore sono principalmente tre: la risorsa eolica, la risorsa solare e la risorsa marina derivante dal moto ondoso o dalle correnti. Rientra in questa tipologia di riutilizzo l'Opzione 1 del progetto citato nel paragrafo 1.1 e che verrà analizzato più nel dettaglio nel paragrafo successivo. Tale Opzione 1 è mirata infatti allo sfruttamento dell'energia derivante dalla radiazione solare per la produzione di acqua dissalata.

Vi sono però occasioni di riutilizzo non dedicate specificatamente alla produzione di energia rinnovabile, come per esempio l'Opzione 2, facente parte sempre del suddetto progetto e oggetto della trattazione di questo lavoro di tesi; tale opzione, come già anticipato, è incentrata sul riutilizzo delle piattaforme come siti di stoccaggio gas e ha, inoltre, l'innovativa prerogativa di riutilizzare anche i giacimenti a cui esse sono asservite. Altre conversioni non dedicate alla produzione di energia sono invece la destinazione d'uso per attività ricreative e turistiche, o come stazioni di monitoraggio ambientale e/o meteorologico.

2.2 Tre opzioni di conversione

Come già anticipato, il presente lavoro di tesi rientra nell'ambito del progetto di ricerca volto allo studio di attività innovative in relazione allo sviluppo sostenibile e alla dismissione delle piattaforme offshore giunte al termine della loro vita produttiva. Nello specifico sono allo studio tre alternative allo smantellamento della struttura riportate di seguito:

L'Opzione 1 consiste nell'installazione a bordo della piattaforma, destinata alla dismissione, di un sistema di produzione di acqua dissalata e/o di un elettrolizzatore alimentato da un impianto fotovoltaico. I moduli fotovoltaici sono dei dispositivi optoelettronici in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica; sono ormai una tecnologia ben consolidata, in grado di raggiungere rendimenti medi relativamente elevati. L'energia elettrica prodotta alimenta un sistema di produzione di acqua dissalata di origine marina; esso permette di rispondere alla domanda di acqua potabile delle piattaforme limitrofe e/o di inviare a terra l'acqua potabile prodotta. In seconda battuta l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico potrebbe alimentare un elettrolizzatore; esso è un dispositivo elettrochimico in grado di separare gli atomi della molecola d'acqua ed ottenere idrogeno puro.

L'Opzione 2 invece prevede l'installazione a bordo della piattaforma di un impianto di compressione che, sfruttando i pozzi preesistenti, trasforma il giacimento di idrocarburi al di sotto della struttura in un sito di stoccaggio temporaneo di una miscela di gas naturale e idrogeno. Lo stoccaggio di gas naturale è ormai una pratica matura e necessaria a rispondere alla variabilità della domanda durante i mesi invernali e, come verrà illustrato nei capitoli successivi, nell'ottica della decarbonizzazione, l'aggiunta di una percentuale di idrogeno risulta di elevato interesse per la transizione energetica.

Infine, l'Opzione 3, similmente all'Opzione 2, prevede l'installazione di un impianto di compressione che dovrà però processare e stoccare CO₂. La Carbon Capture (CC) è un processo di cattura dell'anidride carbonica prodotta dal consumo di combustibili e contenuta nei fumi di scarico; questa è una tecnologia ormai affermata a livello globale ed è una delle più efficaci strategie per abbattere la concentrazione di CO₂ oggi presente in atmosfera. Lo step successivo alla cattura è lo stoccaggio dell'anidride carbonica nel sottosuolo, così da rimuoverla dall'atmosfera e renderla disponibile per un suo eventuale riutilizzo, evitando che continui ad esercitare la sua azione climalterante.

3 L'idrogeno

L'introduzione delle fonti rinnovabili, per far fronte ai cambiamenti climatici dovuti al consumo di idrocarburi e alla conseguente emissione di gas climalteranti, richiede necessariamente la contemporanea adozione di sistemi di accumulo energetico di grande taglia. Le fonti rinnovabili, infatti, sono caratterizzate da un'elevata irregolarità ed imprevedibilità, caratteristica che rende, di per sé, praticamente impossibile il loro allineamento alla domanda energetica. Di tutte le tecnologie adatte allo stoccaggio di energia, sicuramente la più pratica, versatile ed efficiente è lo stoccaggio sotto forma di energia chimica, ovvero l'energia ottenibile da reazioni chimiche; lo stoccaggio chimico consiste quindi nella produzione di tali sostanze, tipicamente combustibili, utilizzando l'energia in surplus derivante dalle risorse rinnovabili. L'esempio più calzante di questa metodologia è sicuramente la produzione di idrogeno dall'acqua, utilizzando l'energia elettrica in un processo di elettrolisi [19].

L'idrogeno è l'elemento più semplice della tavola periodica: il suo atomo è composto da un solo protone e un solo elettrone. Elemento più comune nell'universo, ne costituisce il 75% della materia. A pressione e temperatura ambiente forma molecole biatomiche H_2 legate da un legame covalente puro, si trova allo stato gassoso ed è inodore, insapore, incolore ed estremamente leggero. A causa della sua bassa densità e della sua notevole diffusività, è molto difficile da gestire: gli ampi limiti di infiammabilità in aria, infatti, fanno sì che in caso di rilascio si crei molto velocemente un'atmosfera esplosiva, anche se parzialmente il fenomeno è attenuato dalla sua grandissima tendenza a diffondere nella materia e quindi a ridurre spazialmente la sua concentrazione.

3.1 Idrogeno come vettore energetico

Data la sua scarsa presenza in natura come sostanza pura, a differenza degli idrocarburi, l'idrogeno non viene considerato una fonte primaria di energia, bensì un vettore energetico, ovvero una sostanza prodotta da fonti primarie e destinata ad essere consumata in un luogo diverso così da riottenere, a valle dei relativi rendimenti, l'energia originariamente immagazzinata in essa. L'idrogeno è infatti molto più semplice e meno costoso da produrre, trasportare e stoccare nel lungo periodo rispetto all'energia elettrica ed è dotato di un elevatissimo potere calorifico per unità di massa [20]. Meno inquinante rispetto ai tradizionali combustibili, la sua reazione con l'ossigeno non genera prodotti di combustione impattanti, ma solamente vapor d'acqua. La caratteristica di non produrre CO_2 lo rende una valida alternativa agli idrocarburi in un futuro in cui le emissioni di gas climalteranti dovranno essere minimizzate. L'idrogeno infatti può essere utilizzato nelle celle a combustibile dei veicoli elettrici (i cosiddetti FCEV, *Fuel Cell Electric Vehicle*), riducendo la produzione di diossido di carbonio e di diversi altri inquinanti come il diossido di zolfo (SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x) e le particelle sottili. Il suo impiego nelle celle a combustibile può anche essere sfruttato in sistemi fissi atti alla produzione distribuita di energia termica ed elettrica, in

generatori di emergenza o alla generazione di potenza elettrica in larga scala. Infine, l'utilizzo dell'idrogeno può rendere possibile lo sfruttamento, mediante il suo stoccaggio, di quella frazione di energia in esubero generata dalle fonti rinnovabili che verrebbe altrimenti inutilizzata.

3.2 “Colori” dell'idrogeno

Proprio in base al rapporto tra la sua produzione e la relativa emissione di diossido di carbonio, l'idrogeno viene suddiviso in diversi “colori” [21]:

- Idrogeno nero e marrone: le tipologie più inquinanti e impattanti di idrogeno, sono quelle prodotte dalla gassificazione del carbone (idrogeno nero) e della lignite (idrogeno marrone): in appositi reattori e in difetto di ossigeno, tali sostanze vengono portate ad elevate temperature e reagiscono con vapor d'acqua per generare idrogeno, metano, monossido e diossido di carbonio. In questo modo vengono prodotti il cosiddetto “gas di città” (composto da idrogeno, metano e monossido di carbonio) e il *syngas* (composto principalmente da idrogeno e monossido di carbonio). La produzione di queste due tipologie libera grandi quantità di CO₂.
- Idrogeno grigio: meno inquinante rispetto alle suddette tipologie, è idrogeno prodotto dagli idrocarburi. La reazione più comune è quella tra metano e vapor d'acqua, chiamata *steam methane reforming*, da cui si generano anidride carbonica e idrogeno. Anche questo tipo di idrogeno presenta, però, lo svantaggio di produrre anidride carbonica.
- Idrogeno blu: è l'idrogeno prodotto nelle stesse modalità dell'idrogeno grigio, ma a cui viene associato un processo di cattura e sequestro della CO₂ (CCS, *Carbon Capture and Sequestration*). A valle del processo di produzione dell'idrogeno l'anidride carbonica generata viene catturata e stoccata invece che rilasciata in atmosfera. Questa tipologia ha la caratteristica di essere neutra rispetto agli impatti sul clima, producendo al contempo l'idrogeno richiesto nel prossimo futuro in attesa dello sviluppo delle tecnologie per la produzione dell'idrogeno verde.
- Idrogeno viola: generato attraverso l'elettrolisi dell'acqua, viene prodotto utilizzando l'energia elettrica proveniente dalle fonti nucleari e per questo è, oltre all'idrogeno verde, un'altra tipologia che non emette anidride carbonica in atmosfera, sebbene vi sia la generazione di scorie radioattive.
- Idrogeno verde: rappresenta la tipologia di idrogeno più “pulita”: è infatti l'idrogeno prodotto con l'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili quali l'eolica, la solare, la fotovoltaica, la marina, etc. in assenza di emissione di CO₂ o di altri inquinanti; inoltre questa tipologia di idrogeno favorisce, utilizzandolo per bilanciare la rete in base alla produzione di energia, la penetrazione di queste fonti non programmabili nel panorama energetico.

Al momento, però, il 99% dell'idrogeno prodotto è della tipologia nero o grigio: su base annuale 70 milioni di tonnellate di idrogeno (circa il 76% del fabbisogno mondiale) sono prodotte utilizzando 250 miliardi di metri cubi di gas naturale e un altro 23% è prodotto dalla gassificazione del carbone. Solo meno dell'1% viene prodotto da energia elettrica e la principale causa di ciò è l'elevato costo dell'idrogeno verde rispetto all'idrogeno grigio [21]. Come si può notare in Figura 8 al momento, infatti, il costo dell'idrogeno verde risulta ancora circa il doppio del costo di quello

grigio; si prevede di raggiungere la parità per il 2030, a causa dell'aumento della potenza rinnovabile installata in concomitanza all'incremento del prezzo dell'anidride carbonica prodotta.

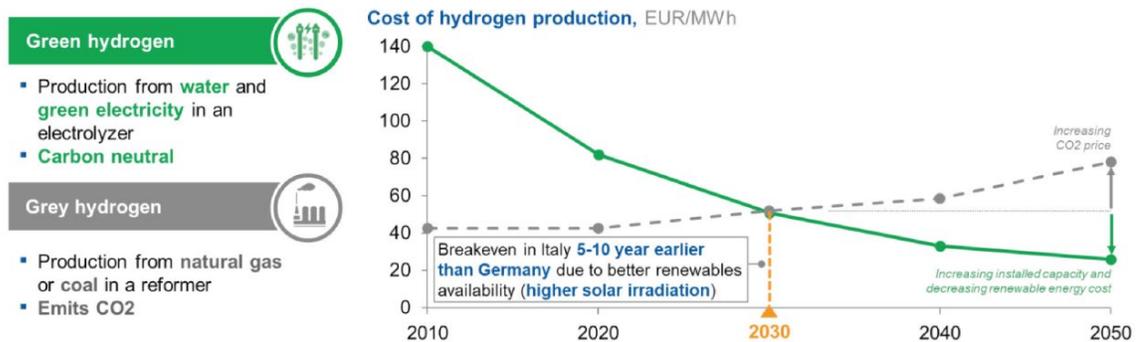


Figura 8: Evoluzione del costo dell'idrogeno verde e dell'idrogeno grigio previsto in Italia. [21]

3.3 Utilizzo nella rete del gas

L'utilizzo di una miscela di idrogeno e gas naturale risale a più di due secoli fa [22]. L'impiego già nel diciannovesimo secolo del cosiddetto "gas di città" o "gas illuminante" all'interno, come suggerisce il nome, dei sistemi di illuminazione delle strade pubbliche, ma anche nelle apparecchiature domestiche, rappresenta infatti uno dei primi esempi di utilizzo di miscele di idrogeno e metano. Come già anticipato nel paragrafo precedente, la produzione di tale miscela utilizzava il carbone secondo processi altamente inquinanti e impattanti. Con il passare del tempo, infatti, questa miscela venne sostituita dal gas naturale, molto più efficiente e pulito del gas di città, e l'illuminazione pubblica passò ad essere elettrica: la luce derivante dalla combustione del gas illuminante derivava, infatti, essenzialmente dalla combustione e dall'incandescenza delle particelle solide in sospensione all'interno di esso e ciò creava residui e incrostazioni ad un ritmo tale da obbligare i manutentori a pulire gli ugelli dei lampioni quotidianamente, e portava all'emissione di notevoli quantità di inquinanti.

Con l'affermarsi di problematiche sempre più serie nei confronti delle emissioni serra e il crescente e impellente bisogno di soluzioni energetiche alternative ai combustibili fossili, negli ultimi decenni è stata condotta una moltitudine di studi su una possibile miscelazione dell'idrogeno nell'esistente rete del gas naturale e da questi sono stati identificati principalmente tre benefici [22]:

- Il consumo di tale miscela al posto del gas naturale puro aiuterebbe a "decarbonizzare" i settori e le attività energivore, ovvero a ridurre la produzione di anidride carbonica derivante dai loro processi; tale riduzione risulterebbe tanto più significativa quanto più alta è la percentuale di idrogeno miscelato. Inoltre, le perdite di gas, che inevitabilmente si verificano dalle linee di trasmissione e distribuzione, avrebbero un contenuto di metano ridotto rispetto al caso del gas naturale puro e questo ridurrebbe ulteriormente l'emissione di gas serra (il metano ha un potere climalterante o GWP molto più elevato rispetto all'anidride carbonica).

- Il suo utilizzo nel settore dei trasporti migliorerebbe la qualità dell'aria riducendo l'emissione di sostanze inquinanti come gli ossidi di azoto e zolfo o le particelle sottili, generate invece dalla combustione dei carburanti di origine fossile come gasolio, benzina, kerosene, etc.
- Si renderebbe più “green” il settore energetico del gas naturale, in analogia a quanto fatto per il settore elettrico quando si optò per immettere in rete una parte di potenza elettrica generata dalle fonti rinnovabili e creando un relativo sistema di incentivi per la loro installazione ed il loro sfruttamento.

Oltre all'iniezione di idrogeno nel gas naturale per il successivo consumo della miscela, la rete del gas può essere sfruttata per il trasporto dell'idrogeno dalle zone di produzione verso gli usi finali, dove verrebbe separato e utilizzato puro. Questo sistema risulterebbe utile in tutte quelle applicazioni che necessitano dell'idrogeno come fonte di energia, ma che si trovano in luoghi geografici ove non è possibile, conveniente o efficiente la sua diretta produzione. Inoltre, nell'immediato futuro, questo sistema di trasporto faciliterebbe la transizione verso l'utilizzo di queste applicazioni evitando al tempo stesso la realizzazione di pipeline dedicate al puro idrogeno.

Come d'altronde si può intuire, però, la miscelazione di una percentuale di idrogeno nell'esistente rete del gas naturale richiede un'attenta analisi degli effetti che questo può avere sulle infrastrutture e sugli usi e utilizzatori finali, oltre che l'individuazione di tutti gli accorgimenti necessari per un sicuro e corretto funzionamento. Nei paragrafi successivi verrà analizzata più dettagliatamente la miscela di idrogeno e gas naturale e verranno argomentate le relative criticità circa il suo utilizzo.

3.4 La miscela idrogeno – gas naturale

SNAM S.p.A., una delle principali società di infrastrutture energetiche italiane e nel mondo, negli ultimi anni ha svolto molteplici sperimentazioni riguardanti l'idrogeno. Con i comunicati stampa dell'aprile [23] e del dicembre 2019 [24] l'azienda ha infatti annunciato il successo di due sperimentazioni circa l'immissione di una percentuale pari rispettivamente al 5 e al 10% di idrogeno nella propria rete di trasmissione gas. Per circa un mese la miscela è stata fornita a diversi stabilimenti industriali nella zona di Contursi Terme in provincia di Salerno senza evidenziare particolari problemi o criticità. Successivamente, con il comunicato stampa del maggio 2021, SNAM ha annunciato di aver utilizzato una miscela al 30% di idrogeno per alimentare con successo i forni di un'acciaieria a Rho nella città metropolitana di Milano [25]. In tutte le sperimentazioni sono stati utilizzate le apparecchiature industriali già esistenti progettate per il gas naturale e non si sono riscontrati impatti né su di esse né sui prodotti finali.

3.4.1 Compatibilità con componenti e materiali

Come già anticipato, l'introduzione di una frazione di idrogeno nella rete del gas naturale richiede necessariamente un'esauriva attività di studio, testing e individuazione delle modifiche da apportare alle strumentazioni dedicate e agli standard che regolano le attuali attività di monitoraggio e manutenzione. Il progetto europeo “NaturalHy”, guidato dalla Loughborough University (UK) e con la collaborazione di diversi istituti ed università dal Belgio, Olanda, Portogallo, Germania e Danimarca, si è concentrato sulla qualificazione e quantificazione delle criticità derivanti

dall'utilizzo della miscela idrogeno-gas naturale cercando di stabilire dei valori soglia di concentrazione al di sotto dei quali non sussistono particolari problematiche e non sono necessari particolari accorgimenti o modifiche alle apparecchiature. Certamente le entità di tali impatti dell'idrogeno saranno funzione della percentuale di esso nella miscela e quindi funzione di quanto la miscela sia distante dalla similitudine con il gas naturale puro.

3.4.1.1 Usi finali

L'ambito più restrittivo, e che vincola maggiormente la concentrazione di idrogeno nel gas naturale, riguarda l'ambito degli usi finali della miscela, in quanto, specialmente per l'introduzione di elevate concentrazioni, è richiesto un opportuno adattamento delle apparecchiature gas-consumanti. Proprio in virtù della necessità di effettuare tali aggiornamenti sulle applicazioni e della relativa inerzia all'adattamento alla nuova tipologia di combustibile, la concentrazione di idrogeno nella rete deve essere aumentata gradualmente, così da dare il tempo necessario, agli utilizzatori e all'intera infrastruttura energetica, di effettuare i corretti adeguamenti. Secondo uno studio svolto sui risultati ottenuti dal progetto NaturalHy [26], l'impatto della miscela sulle applicazioni dipende, oltre che dalla concentrazione, anche dallo stato di conservazione degli apparecchi domestici e industriali, stato spesso molto distante da quello ideale caratterizzato da perfette condizioni di manutenzione e funzionamento. Sempre secondo tale studio, in caso di applicazioni domestiche perfettamente mantenute, concentrazioni al di sotto del 28% sono da considerarsi sicure e non richiedenti particolari accorgimenti. Per quelle invece in uno stato non corretto non esistono valori accettabili di concentrazione, fatto essenzialmente dovuto alla grande variabilità di problematiche che tali strumenti possono presentare a causa del loro inappropriato mantenimento. È bene infine precisare che gli effetti e la compatibilità con i materiali a lungo termine (oltre i 15 anni) sono ancora aspetti incerti e sconosciuti e richiederanno ulteriori e mirati studi a riguardo.

Per quanto invece riguarda le applicazioni industriali, tra i componenti più critici vi sono i motori fissi e le turbine a gas naturale. Tali macchinari, infatti, impongono rigide specifiche al gas combustibile e l'aggiunta di idrogeno comporterebbe la necessità di un intervento di adeguamento oltre all'autorizzazione da parte del produttore, il tutto tradotto in un relativo costo. Per tutti gli scenari industriali è quindi raccomandato lo studio puntuale caso per caso di ogni applicazione [22].

Ad ogni modo, dai test già svolti in ambito industriale, includendo anche i più sensibili componenti appena citati, si può dedurre che una concentrazione compresa tra il 5 ed il 15% non aumenta in modo significativo il rischio di incidente o guasto; in linea di massima tale percentuale è quindi da considerarsi accettabile per quanto riguarda le esigenze dettate dagli usi finali, ribadendo comunque la necessità di uno studio specifico sulla singola applicazione.

3.4.1.2 Perdite

Un altro aspetto particolarmente sensibile all'introduzione di idrogeno nella rete è quello delle perdite di gas che si verificano inevitabilmente già di per sé nell'infrastruttura del gas naturale. L'idrogeno gassoso, la cui molecola è la più piccola esistente, è infatti dotato di una notevole capacità di diffondere nella materia, capacità molto più ridotta per il gas naturale. Per questo il trasporto e lo stoccaggio di idrogeno, soprattutto in alte concentrazioni, richiede l'utilizzo di materiali e tecnologie appositamente create per far fronte a questa sua particolare caratteristica, utilizzo delle quali non è previsto nella comune rete del gas naturale. Questo fa sì che l'introduzione di un certo quantitativo di idrogeno debba essere anticipato da accurati studi e test e che vi sia un attento monitoraggio delle perdite, specialmente nell'ambito di ambienti chiusi. Una perdita di idrogeno rappresenta infatti una fonte di pericolo, soprattutto per la rete del gas più capillare,

ovvero la rete di distribuzione e di servizio (Figura 9), dove spesso i materiali delle condotte non sono metallici ma plastici, e dove generalmente le perdite avvengono in ambienti confinati. La dispersione di idrogeno, inoltre, costituisce anche un impatto economicamente negativo per le aziende e i gestori delle reti gas, la cui valutazione deve essere accuratamente eseguita.

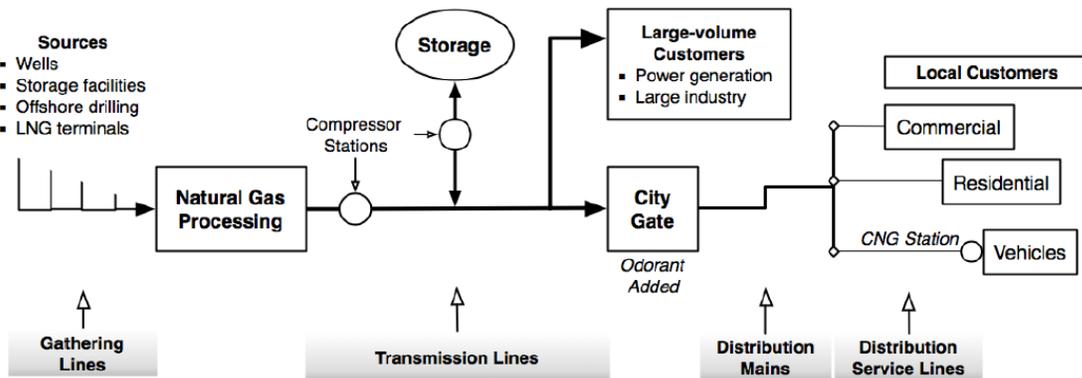


Figura 9: Schema tipico di suddivisione della rete del gas naturale

Vi sono tendenzialmente due modi attraverso cui l'idrogeno riesce a diffondere al di fuori delle pipeline: attraverso saldature, inserti, guarnizioni, etc. o diffondendo attraverso il materiale stesso costituente la condotta. I materiali più suscettibili sono i materiali plastici e polimerici come il polietilene, per cui l'idrogeno riesce a sfuggire attraverso di esso. Le perdite per questo tipo di materiali sono distribuite sull'intera lunghezza della pipeline. Le condutture metalliche, al contrario, offrono una assai minore permeabilità all'idrogeno e per esse la tipologia più rilevante di perdite è quella delle perdite concentrate attraverso saldature, giunzioni, guarnizioni, etc. In entrambi i casi le principali forzanti del fenomeno della perdita sono la pressione e la concentrazione, in quanto più alti sono i loro valori, maggiore sarà la quantità di idrogeno rilasciato.

È bene specificare che nonostante alcuni fenomeni risultino anche diverse volte più accentuati rispetto al caso del puro gas naturale, l'entità di tali perdite continua ad essere in sicurezza ed economicamente irrilevante.

3.4.1.3 Materiali

Quando esposti ad esso per lunghi periodi, l'idrogeno può ridurre la durabilità dei materiali metallici e plastici di cui sono composte le condotte, soprattutto in caso di alte concentrazioni e pressioni. Le molecole possono infatti penetrare tra i microscopici grani dei materiali, portando a fenomeni come l'infragilimento (o *embrittlement*), sebbene l'effetto di tali fenomeni dipenda fortemente dalla tipologia dei materiali e sia necessaria una valutazione caso per caso. In ogni caso, gli acciai comunemente utilizzati nelle condotte della rete del gas generalmente non risentono di fenomeni di degradazione dovute all'idrogeno nelle normali condizioni operative di temperatura e pressione e non emergono particolari criticità circa l'integrità delle tubazioni, aspetto condiviso peraltro con gli altri materiali metallici utilizzati quali rame, ferro, ghisa, etc. Anche per i materiali plastici come il polietilene (PE) o il polivinilcloruro (PVC) non risultano problematiche di invecchiamento precoce e la maggior parte dei materiali di cui sono composti diaframmi, elastomeri e membrane sono idrogeno-compatibili [22].

3.4.2 Sicurezza

L'ambito più restrittivo dopo quello degli usi finali è l'ambito della sicurezza. I principali rischi associati all'inserimento di una percentuale di idrogeno nella rete del gas naturale e analizzati dal progetto Naturalhy sono sostanzialmente tre: l'accumulo di gas (o *gas buildup*) in seguito a rilascio, l'esplosione in ambiente confinato e il rischio derivante dalla rottura di un gasdotto. Ogni rischio è valutato in relazione alla stessa situazione nel caso di puro gas naturale.

Per concentrazioni di idrogeno minori del 50% non si verificano particolari differenze nel fenomeno del buildup rispetto alla cinetica caratterizzata dal puro gas naturale, mentre le differenze diventano significative al di sopra del 70%. Per alte concentrazioni, infatti, si sono registrati flussi di rilascio superiori al caso di puro gas naturale, sebbene l'estensione di tale rilascio sia minore a causa delle maggiori forze di galleggiamento della miscela. In ogni caso non si è osservata la separazione dei due gas.

Per quanto riguarda il rischio derivante dall'esplosione della miscela in ambienti confinati non sono stati evidenziati aumenti significativi per concentrazioni minori del 20%, mentre i danni da sovrappressione aumentano significativamente per concentrazioni superiori al 50%. È bene specificare che per alte concentrazioni tali danni possono essere ridotti drasticamente ventilando i locali.

Infine, per la gravità del rischio associato alla rottura di una pipeline di alta pressione, tipica dei gasdotti, è emerso che essa tende a variare spazialmente in funzione della percentuale di idrogeno. All'aumentare della concentrazione, infatti, l'entità di tale rischio tende a diminuire sulla lunga distanza e ad aumentare in prossimità della zona di rottura. Per il puro gas naturale i danni associati all'esplosione di una pipeline sono prossimi a zero per distanze maggiori di 400 metri, mentre per una miscela al 25% di idrogeno tale distanza è ridotta di circa 25 metri a fronte di un leggero aumento nelle immediate vicinanze della condotta. Per una concentrazione del 75% la distanza è ridotta di 100 metri, sebbene l'aumento del rischio nella breve distanza sia decisamente più significativo [22]. Il principale responsabile di questo comportamento è l'elevata capacità di diffondere dell'idrogeno, molto più alta di quella del gas naturale: ciò fa sì che la concentrazione della miscela tenda a diminuire molto più rapidamente, entrando all'interno del range di infiammabilità in una più breve distanza rispetto al gas naturale, ma al contempo disperdendosi maggiormente nella lunga distanza.

A differenza delle pipeline di trasmissione, la rete di distribuzione e di servizio, in virtù dei minori valori di pressione, è raramente soggetta a rottura, mentre è significativamente più rilevante il rischio associato alle perdite di gas. In generale, aggiungere idrogeno comporta un aumento del rischio rappresentato dalle perdite, sebbene tale aumento sia contenuto per concentrazioni inferiori al 25%.

3.4.2.1 Limiti di infiammabilità

Per quantificare quanto detto finora nell'ambito della sicurezza, in questo paragrafo sono riportati i risultati di un'analisi condotta sulla variazione del range di infiammabilità di una miscela idrogeno-gas naturale in funzione della concentrazione. Lo studio di suddetti limiti è infatti alla base della valutazione del rischio per tutti gli scenari caratterizzati dall'ignizione di un mix di tale gas e di aria, in quanto la conoscenza dei pericoli di esplosione è di fondamentale importanza per assicurare la sicurezza nelle applicazioni industriali e domestiche che utilizzano un combustibile gassoso. I limiti (inferiore e superiore) di infiammabilità rappresentano quell'intervallo di valori

della frazione gas combustibile/aria all'interno del quale la fiamma può propagarsi e sono i principali e più utilizzati indicatori per la caratterizzazione del comportamento di un gas infiammabile [27].

Per ottenere i risultati riportati in Tabella 1 è stata applicata la regola di Le Chatelier riportata di seguito:

$$LFL(HFL) = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{LFL(HFL)_i}}$$

dove i indica l' i -esimo componente della miscela di gas, y la frazione molare e LFL e HFL indicano rispettivamente il limite inferiore e il limite superiore di infiammabilità.

Le assunzioni alla base della regola di Le Chatelier sono le seguenti:

- il calore specifico dei prodotti di combustione è costante;
- il numero di moli di gas è costante;
- la cinetica della combustione dei composti puri è indipendente e immutata dalla presenza delle altre specie combustibili;
- la temperatura adiabatica di fiamma è uguale per ogni gas al proprio limite di infiammabilità.

Queste assunzioni trovano un maggiore riscontro per il calcolo del limite inferiore, mentre non sono sempre valide per il limite superiore di infiammabilità, soprattutto in presenza di idrocarburi insaturi, etere dietilico o CO₂ [28]. Nel caso della miscela di gas naturale e idrogeno non si prevede la presenza di tali sostanze e si è proceduto all'utilizzo della regola anche per l'HFL.

Tabella 1: Limiti di infiammabilità al variare della concentrazione di idrogeno nel mix con il gas naturale

Idrogeno %	Gas Naturale %	Metano %	Etano %	Propano %	LFL %	HFL%
0,0	100,0	93,6	4,1	0,6	4,9	14,4
5,0	95,0	88,9	3,8	0,6	4,9	15
10,0	90,0	84,2	3,6	0,5	4,8	15,7
15,0	85,0	79,6	3,4	0,5	4,7	16,4
20,0	80,0	74,9	3,2	0,5	4,7	17,2
25,0	75,0	70,2	3,0	0,4	4,6	18
30,0	70,0	65,5	2,8	0,4	4,6	19
100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 [29]	75 [29]

3.4.3 Proprietà fisiche

Ai fini di questo lavoro di tesi, a valle di quanto detto finora, la concentrazione della miscela idrogeno – gas naturale di riferimento per la progettazione è stata scelta pari al 10% in volume da idrogeno; questo per inserirsi in una posizione il più neutrale possibile circa le criticità di

compatibilità e sicurezza elencate nei precedenti paragrafi, ma, allo stesso tempo, cercando di fornire un appropriato significato innovativo e attuale al lavoro, in relazione alle recenti sperimentazioni svolte nel campo.

Dalla scelta della concentrazione di idrogeno di riferimento si è proceduto ad analizzare le proprietà fisiche caratterizzanti la miscela. Il primo fra i parametri che è stato analizzato è il coefficiente, o fattore, di comprimibilità Z definito come:

$$Z = \frac{pV}{nRT}$$

Si noti che, per un gas ideale, Z è costantemente pari a 1, indipendentemente dalla pressione o dalla temperatura; per questo motivo nell'ambito del presente lavoro di tesi si è deciso di considerare il gas come ideale, o perfetto, a condizione che il suo coefficiente di comprimibilità presenti circa questo valore in funzione di T e p .

Osservando infatti la Tabella 2 e il diagramma in Figura 10, che riportano rispettivamente il valore di temperatura critica T_C e pressione critica p_C di alcune sostanze e il coefficiente di comprimibilità Z per un gas in funzione della temperatura ridotta $T_R = T / T_C$ e pressione ridotta $p_R = p / p_C$, si può per il momento dedurre che la condizione sopracitata, in condizioni standard, è rispettata e che quindi la miscela idrogeno – gas naturale possa essere assimilata ad un gas ideale.

A pressione e temperatura standard, ovvero 1 atm e 15 °C, T_R e p_R valgono, infatti, rispettivamente 8,7 e 0,078 per l'idrogeno e 1,51 e 0,022 per il gas naturale (considerato come puro metano) e dal diagramma si può notare come per entrambi il coefficiente Z coincida con 1; dall'idealità dei suoi componenti si è quindi dedotta l'idealità della miscela stessa.

Tabella 2: Costanti critiche per alcune sostanze [30]

Sostanza	T_C (K)	P_C (bar)
I-butene	419.50	40.20
Acqua	647.14	220.64
Ammoniaca	405.40	113.53
Argon	150.86	48.98
Aria	133.29	38.09
Azoto	126.20	33.98
Benzene	562.05	48.95
Biossido di carbonio	304.20	73.74
Elio	5.19	2.27
Etano	305.32	48.72
Etil etere	466.70	36.40
Etilene	282.34	50.41
Fluoruro di metile	315.00	55.48
Idrogeno	33.25	12.97
Isobutano	407.85	36.40
Isopentano	460.39	33.81
Metano	190.56	45.99
Monossido di carbonio	132.85	34.94
n-butano	425.12	37.96
n-deuterio	38.35	16.65
Neon	44.40	27.60
n-eptano	240.20	27.40
n-esano	507.60	30.25
n-pentano	469.70	33.70
Ossido d'azoto	180.00	64.80
Ossigeno	154.58	50.43
Propano	369.83	42.48
Propilene	364.90	46.00
Solfuro di idrogeno	373.40	89.63
Xenon	289.74	58.40

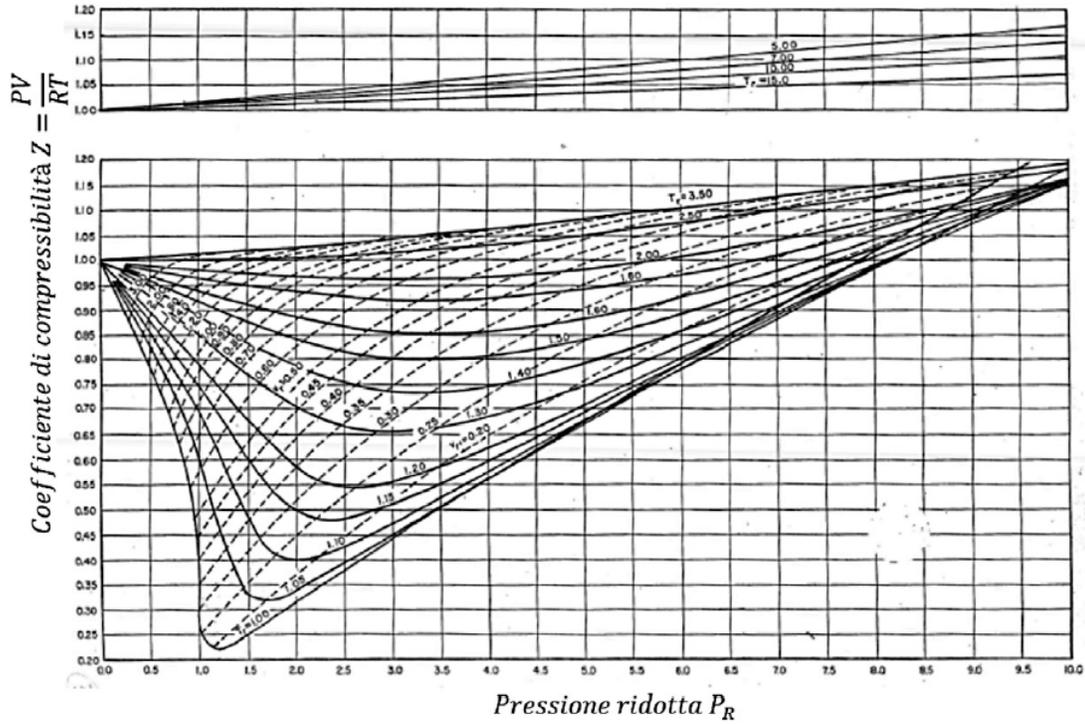


Figura 10: Coefficiente di compressibilità in funzione delle variabili ridotte P_R , T_R [31]

Una volta assunta l'ipotesi di gas perfetto è stato possibile utilizzare le equazioni riportate di seguito per la stima delle proprietà fisiche:

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

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

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

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

$$x_{GN} = y_{GN} * \frac{\rho_{GN}}{\rho}$$

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

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

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

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

dove:

- PM è il peso molecolare che per l'idrogeno e per il gas naturale è pari rispettivamente a 0,002 e 0,016 kg/mol;
- y è la frazione molare (che in caso di gas perfetto coincide con la frazione in volume) del gas nella miscela e che in questo caso per l'idrogeno e il gas naturale vale rispettivamente 0,1 e 0,9;
- R* è la costante specifica del gas, mentre R = 8,314 J/(kg K) è la costante universale dei gas;
- ρ è la densità espressa in condizioni standard, per l'idrogeno pari a 0,085 kg/Sm³ e per il gas naturale 0,677 kg/Sm³;
- x è la frazione massica del gas nella miscela;
- c_p è il calore specifico a pressione costante, considerato pari a 14,3 kJ/(kg K) per l'idrogeno e 2,24 kJ/(kg K) per il gas naturale;
- PCI è il potere calorifico, considerato pari a 120 MJ/kg per l'idrogeno e 51,76 MJ/kg per il gas naturale;

Tabella 3: Parametri fisici della miscela al 10% di idrogeno

Proprietà	Simbolo	Valore per Gas naturale	Valore per Idrogeno	Valore per Miscela al 10%	U.M.
Frazione molare	y	90	10	100	% mol
Massa molare	PM	0,016	0,002	0,0146	kg/mol
Costante specifica	R*	519,6	4157	569,45	J/(kg K)
Densità	ρ	0,6769	0,0846	0,6175	kg/Sm ³
Frazione massica	x	98,66	1,34	100	% kg
Calore specifico	cp	2,24	14,3	2,41	kJ/(kg K)
Calore specifico	cp	1,52	1,21	1,49	kJ/(Sm ³ K)
Potere cal. inf.	PCI	51,742	120	52,692	MJ/kg
Potere cal. inf.	PCI	35,024	10,153	32,537	MJ/Sm ³

Come si vedrà in seguito, nell'impianto descritto in questo progetto, è necessario operare una laminazione isoentalpica sulla portata di gas per cui, per completezza, si è deciso di stimare anche il coefficiente Joule-Thomson μ, così da prevedere la variazione di temperatura in funzione della variazione di pressione.

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right) \Big|_{h=const} \left[\frac{K}{MPa} \right]$$

È bene specificare che questo si discosta dall'ipotesi di gas ideale, in quanto una trasformazione isoentalpica per un gas perfetto è anche isoterma e quindi μ = 0; la scelta di

considerare, almeno per questo aspetto, il gas come un gas reale è stata dettata da due motivi principali:

- l'idrogeno, come l'elio e il neon, a differenza degli altri gas presenta un coefficiente Joule-Thomson negativo nel range di pressione e temperatura previsto per questo progetto, il che significa che ad un'espansione isoentalpica corrisponde un riscaldamento, contrariamente a quanto comunemente accade agli altri gas, che si raffreddano;
- l'espansione a cui si farà riferimento nei capitoli successivi è caratterizzata da una notevole riduzione di pressione, a causa della quale la considerazione di trasformazione isoterma è sembrata eccessivamente irrealistica.

Per la stima di μ si è impostato un programma MATLAB per generare la funzione interpolante $\mu(T,p)$ per alcuni valori empirici del coefficiente; in questo modo è possibile calcolare la variazione di temperatura lungo una trasformazione isoentalpica con, ad esempio, il metodo alle differenze finite, fornendo in input il valore iniziale e finale della pressione ed il valore iniziale della temperatura. I valori empirici di μ sono stati ottenuti da un articolo pubblicato sulla rivista ACS Omega il 21 giugno 2021 [32] per una miscela al 10% di idrogeno. In Figura 11 è riportato il grafico dei risultati ottenuti, mostrando a titolo d'esempio anche una trasformazione isoentalpica simulata con il programma.

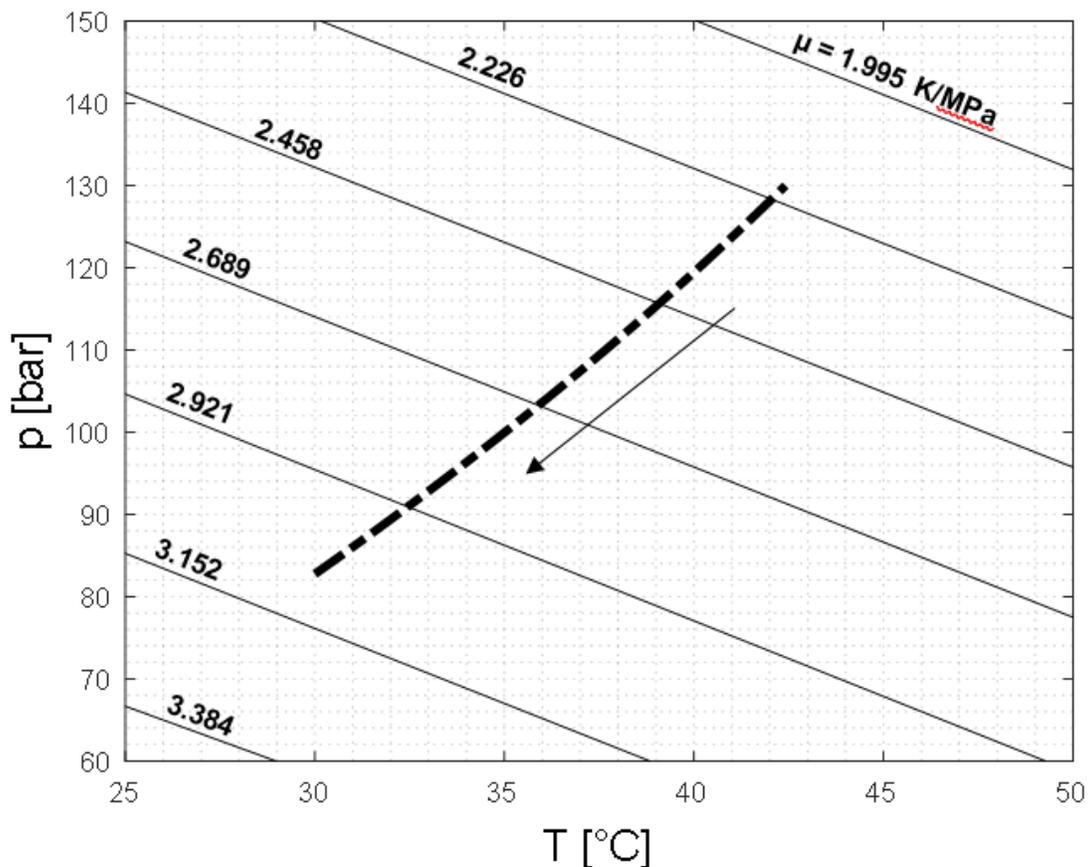


Figura 11: Valori del coefficiente di Joule-Thomson per una miscela al 10% di idrogeno in funzione della pressione e della temperatura

3.4.4 Indice Wobbe

La principale proprietà correlata allo sfruttamento di gas combustibili è l'indice Wobbe, definito come il rapporto tra il potere calorifico superiore di un gas e la radice quadrata della sua densità relativa. Il potere calorifico di un gas è la quantità di energia (espressa in tipicamente in MJ o kWh) che viene liberata dalla combustione completa di un chilogrammo o di un metro cubo del suddetto gas in condizioni standard, ovvero pressione pari a 1 atm e temperatura 15 °C [33]. La differenza che intercorre tra il potere calorifico superiore (PCS) o inferiore (PCI) risiede nell'inclusione (o nella non inclusione) nel conteggio dell'energia liberata la quantità di calore ottenuta condensando la massa di acqua prodotta dalla reazione del gas. Per quanto invece riguarda la densità relativa essa è il rapporto tra la massa contenuta in un metro cubo di gas in condizioni standard e quella contenuta in un metro cubo di aria secca nelle stesse condizioni. La relazione che intercorre tra l'indice Wobbe e questi due fattori è la seguente [34]:

$$I_w = \frac{PCS}{\sqrt{SG}} \left[\frac{kWh}{Sm^3} \right]$$

dove PCS è il potere calorifico superiore e SG è la gravità specifica.

L'importanza dell'indice Wobbe risiede nella sua capacità di comparare diversi gas combustibili o miscele di essi in relazione alla loro combustione a parità di pressione. Solitamente viene utilizzato per analizzare le diverse tipologie di gas naturali e può essere usato in ugual modo per valutare gli effetti della miscelazione di idrogeno in esso. Infatti, due gas carburanti che presentano ugual valore di indice Wobbe presentano analoghe velocità di combustione, temperatura massima, forma e altezza del cono di fiamma e può essere considerata la loro interscambiabilità per una stessa applicazione. Per garantire la sicurezza degli usi finali viene identificato e normato [35][36][37] un determinato range di accettabilità dell'indice Wobbe per il gas ammesso nella rete distribuzione. Dal codice di SNAM [38] tale range è compreso tra 47,31 e 52,33 MJ/Sm³ (o 13,14 kWh/Sm³ e 14,54 kWh/Sm³) dove con l'unità di misura Sm³ è inteso un metro cubo in condizioni standard ed il potere calorifico di riferimento è quello superiore (PCS). Tali limiti sono stabiliti per evitare la formazione di fuliggine e fenomeni come il ritorno di fiamma, che consiste nell'arretramento del fronte di fiamma all'interno dell'ugello del bruciatore causando surriscaldamento e combustione instabile, o il *blow-off*, ovvero lo spegnimento della fiamma dovuto all'eccessiva velocità del gas combustibile in uscita dal bruciatore. Considerando inoltre che le apparecchiature domestiche e industriali spesso non ricevono una perfetta manutenzione o che mostrano segni di invecchiamento, nella valutazione del range accettabile sono conservativamente considerati anche fattori indipendenti dalle proprietà della miscela.

Ai fini di questo lavoro di tesi è stato studiato il valore dell'indice Wobbe al variare della concentrazione di idrogeno nella miscela e i risultati sono riportati nella seguente Tabella 4.

Tabella 4: Calcolo dell'indice Wobbe per diverse concentrazioni di idrogeno

Idrogeno		Gas Naturale	
PCI (kWh/Sm ³)	2,82	PCI (kWh/Sm ³)	9,729
PCS (kWh/Sm ³)	3,3	PCS (kWh/Sm ³)	10,779
Gravità Specifica	0,0694	Gravità Specifica	0,593

yH ₂ (%)	yGN(%)	PCI (kWh/Sm ³)	PCS (kWh/Sm ³)	Gravità specifica	Indice Wobbe (PCS) (kWh/Sm ³)
0	100	9,729	10,779	0,593	13,998
5	95	9,388	10,408	0,567	13,824
10	90	9,048	10,037	0,541	13,650
15	85	8,708	9,666	0,514	13,476
20	80	8,368	9,294	0,488	13,301
25	75	8,028	8,923	0,462	13,127
30	70	7,688	8,552	0,436	12,953

In questa tabella la gravità specifica è ottenuta dividendo la densità della miscela, ottenuta secondo i calcoli mostrati nel paragrafo precedente, per la densità dell'aria in condizioni standard pari a 1,225 kg/Sm³. Il potere calorifico è anch'esso calcolato come nel paragrafo precedente.

Si noti come il valore dell'indice Wobbe decresca all'aumentare del quantitativo di idrogeno miscelato. Ciò è dovuto al minore potere calorifico volumetrico dell'idrogeno rispetto al gas naturale: il primo è infatti caratterizzato da una densità estremamente bassa (in condizioni standard il gas naturale è circa 8 volte più denso dell'idrogeno) e, sebbene il potere calorifico per unità di massa dell'idrogeno sia più del doppio rispetto al gas naturale (120 MJ/kg contro circa 52 MJ/kg, poteri calorifici inferiori), per unità di volume la maggiore densità del gas naturale fa sì che questo liberi più energia. Nella formula la densità specifica appare sotto radice quadrata, il che comporta che la diminuzione del potere calorifico dovuto alla minore densità della miscela sia in proporzione maggiore rispetto alla diminuzione della densità relativa, portando una generale riduzione dell'indice Wobbe. In relazione proprio al diverso comportamento del numeratore e del denominatore, entrambi però dipendenti dalla densità della miscela, l'indice Wobbe raggiunge un valore minimo intorno alla concentrazione di idrogeno dell'80% e torna a risalire arrivando al valore corrispondente all'idrogeno puro, comunque minore rispetto a quello del puro gas naturale (Figura 12).

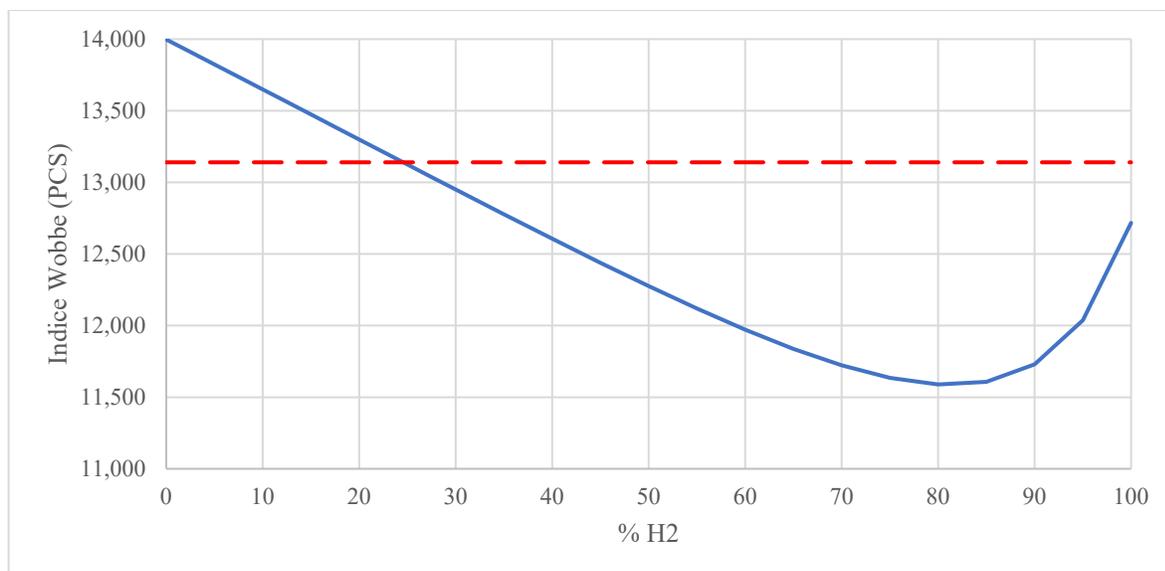


Figura 12: Indice Wobbe in funzione della concentrazione di idrogeno e (in rosso) valore limite ammissibile in rete

Secondo gli attuali standard dettati dal codice di rete di SNAM una miscela di idrogeno e gas naturale è accettabile solo fino ad una concentrazione pari circa al 24% in volume. È bene sottolineare che questa considerazione è stata ottenuta osservando il solo comportamento dell'indice Wobbe nel range definito per il gas naturale. Secondo uno studio recente [34] nel caso di una miscela con idrogeno tale intervallo risulta più ampio avendo l'idrogeno la proprietà di stabilizzare la fiamma e quindi di rendere meno probabili i fenomeni di *blow-off* e ritorno di fiamma.

3.4.5 Compatibilità con il giacimento

Nel presente lavoro di tesi la miscela di idrogeno e gas naturale viene stoccata in un giacimento idrocarburico esaurito e per tale motivo si è reso necessario un approfondimento circa la compatibilità di tale gas con il sistema geofisico e chimico rappresentato dal reservoir. Per assicurare un'adeguata funzione di stoccaggio è quindi necessario valutare eventuali interazioni indesiderate tra il gas iniettato e il giacimento stesso. Nello specifico, bisogna prestare particolare attenzione alle interazioni dell'idrogeno con le rocce, l'acqua e i batteri presenti nel sottosuolo, in quanto tali interazioni si traducono infine in una perdita del contenuto di idrogeno.

Per quanto riguarda il consumo di idrogeno da parte dei batteri, le principali reazioni chimiche operate da questi sono il processo di metanogenesi, il processo di acetogenesi, la produzione di acido solfidrico e la riduzione dell'ossido ferrico a ossido ferroso. Tutte queste reazioni sono ad opera di batteri specializzati e avvengono ad una temperatura che circa coincide con quella tipica dei giacimenti (30-50 °C), comportando una perdita complessiva di idrogeno pari a circa il 2% della quantità iniettata [39].

Esistono anche meccanismi di perdita dell'idrogeno abiotici, cioè non ad opera di batteri, bensì dovuti a cause legate alla fisica e alla chimica del giacimento. Tra questi vi è il processo di metanazione, ovvero la produzione di metano e acqua in presenza di monossido di carbonio e idrogeno, catalizzata da diversi minerali presenti nella roccia. Un processo di perdita di carattere più fisico è invece il fenomeno della diffusione attraverso la roccia di copertura, ovvero la roccia

impermeabile posizionata sopra alla roccia porosa che contiene il gas, e della dissoluzione dell'idrogeno nella roccia del reservoir e nel gas naturale residuo non estratto durante gli anni di coltivazione del giacimento e perciò rimasto all'interno di esso. Tale perdita di idrogeno, però, si riduce nel tempo man mano che la roccia, l'acqua e il gas residuo nel giacimento si saturano. In questo lavoro di tesi verrà considerata la situazione "a regime", ovvero al termine di questo transitorio di saturazione.

La differenza di densità tra il gas naturale e l'idrogeno porterebbe portare, nel lungo periodo, ad una naturale separazione gravimetrica dei due e quindi all'accumulo di idrogeno nella parte superiore del reservoir, ivi aumentando il gradiente di concentrazione e, conseguentemente, la possibilità di diffusione attraverso la roccia di copertura. Tale fenomeno è però molto limitato nel caso di uno stoccaggio di gas, in quanto la continua movimentazione del gas dovuta all'iniezione/estrazione evita tale separazione.

In generale tutti i meccanismi descritti sopra hanno un effetto ancora più limitato nell'ambito di questo progetto, in quanto la concentrazione di partenza dell'idrogeno nella miscela è ridotta di per sé (pari al 10%). Per tal motivo, considerando tutto ciò detto in precedenza, si è optato per considerare trascurabili questi effetti e di reputare la concentrazione della miscela estratta dal giacimento pari alla concentrazione di quella che è stata iniettata, consci della vicinanza di tale supposizione alla realtà.

4 La scelta del caso studio

Il progetto descritto nel qui presente lavoro di tesi ha lo scopo di mostrare in linea generale, essendo un design di tipo basic, le principali considerazioni e le principali attività richieste per la conversione a impianto di stoccaggio di una piattaforma marina giunta alla fine della sua vita produttiva. Proprio per questo motivo la piattaforma su cui verrà realizzata virtualmente la conversione non è una reale piattaforma esistente, ma, così da essere in linea con la generalità del progetto, è una piattaforma “tipica” denominata GREEN1 e creata ad hoc in modo da essere rappresentante della maggior parte di quelle realmente esistenti su suolo italiano. GREEN1 è, inoltre, la piattaforma scelta per rappresentare le piattaforme italiane non solo nell’ambito dell’Opzione 2, ma anche nelle altre due opzioni di conversione citate nel paragrafo 2.2. Per tutti questi motivi ogni suo parametro, inclusi quelli del giacimento stesso e i dati meteorologici, sono scelti in riferimento ad impianti esistenti.

4.1 Metodologia di lavoro

4.1.1 Filosofia di Progetto

Come già specificato, questo lavoro di tesi ha come scopo principale l’elaborazione e la descrizione di un progetto preliminare per il riutilizzo di una piattaforma marina giunta ormai a fine vita, evidenziando i vantaggi di tale conversione, sia in ambito tecnico che economico, e i contributi di tale progetto sullo sfondo dell’attuale transizione economica. Le idee di sostenibilità alla base della filosofia di progetto sono le seguenti:

- La conversione e il riutilizzo della piattaforma evita il danno che altrimenti verrebbe arrecato alla fauna marina dall’attività di smantellamento dell’impianto e l’impatto ambientale ad essa associato;
- L’Opzione 2 di conversione in stoccaggio di gas ha la funzione di modulare la domanda e la produzione di energia, così da garantire un punto di incontro tra le due e rendendo competitive le fonti di energia rinnovabile, altrimenti poco sfruttabili a causa della loro intrinseca imprevedibilità;
- La funzione di stoccaggio di una miscela di idrogeno e gas naturale si allinea con il panorama della transizione energetica, facilitando la penetrazione delle nuove tecnologie basate sull’idrogeno. Lo sforzo e l’impegno profusi nella ricerca di soluzioni progettuali che permettano, in un primo periodo, di riutilizzare le infrastrutture energetiche esistenti per l’introduzione delle nuove tecnologie a idrogeno, trovano la loro ragion d’essere nell’incalzante minaccia rappresentata dai cambiamenti climatici causati dagli attuali consumi di fonti energetiche fossili.

4.1.2 Metodologia seguita per la progettazione preliminare

Per la progettazione preliminare di questo lavoro di tesi ci si basa su quattro punti fondamentali, che ripercorrono il flusso logico di lavoro e di sviluppo caratterizzante il progetto:

1. Scelta del caso studio:

questo lavoro di tesi ha l'obiettivo di illustrare una conversione a stoccaggio secondo una metodologia che possa essere di riferimento per la maggior parte delle piattaforme italiane, evitando di rimandare ad una piattaforma specifica e selezionando il caso studio nelle modalità più generiche e rappresentative possibili. Per tal motivo la piattaforma soggetta alla conversione del presente studio è una piattaforma tipo, ideata in rappresentanza delle piattaforme italiane e strutturata in modo da possedere i componenti impiantistici che più comunemente si possono trovare a bordo di esse; con lo stesso criterio è inoltre identificato il relativo sito di riferimento e il giacimento. Per quest'ultimo, la selezione dei suoi parametri caratterizzanti per analogia con altri giacimenti diventa una necessità in quanto per l'acquisizione di tali parametri, in realtà, occorre svolgere un preciso studio del giacimento ed una sua puntuale modellizzazione. La realizzazione di tali modelli necessita di una grande mole di dati ottenuta direttamente dallo specifico giacimento di cui si intende realizzare la conversione a stoccaggio, ma, come già anticipato, questo progetto non è riferito a nessun caso specifico e ciò rende impossibile l'acquisizione di suddetti dati.

Infine, per gettare le basi della successiva progettazione, sono analizzate le principali caratteristiche che deve possedere un sito di stoccaggio gas;

2. Realizzazione di un diagramma a blocchi:

Osservando gli altri impianti e diversi studi di conversione simili, si delineano le operazioni preliminari da seguire per la conversione a stoccaggio del giacimento e viene realizzato un diagramma a blocchi di alto livello, dove, in modo generale, sono illustrati i modi di funzionamento e le principali unità che caratterizzano il futuro impianto;

3. Definizione dei criteri con cui sono stati scelti e dimensionati i componenti:

la selezione dei criteri con cui vengono scelti e dimensionati i vari componenti dell'impianto è di basilare importanza; per un impianto di stoccaggio è fondamentale conoscere la quantità immagazzinabile di gas, così da identificare i profili di portata e di pressione su cui si basa il dimensionamento degli equipment necessari ai processi svolti a bordo della piattaforma. La scelta dei componenti tiene conto di condizioni di funzionamento spesso non realistiche, ma che rappresentano quelle più critiche per ogni componente, in modo da operare seguendo un approccio conservativo; tali condizioni limite vengono selezionate combinando le condizioni al contorno ottenute nella fase di scelta del caso studio e del sito di riferimento;

4. Definizione di una strategia di smantellamento dell'impianto nella configurazione pre-conversione:

in un'ottica di minimizzazione dell'impatto ambientale è necessario stabilire, una volta dimensionato l'impianto e disposto il suo nuovo layout, quali componenti già presenti prima della conversione è necessario eliminare, cercando di rimuovere solamente gli equipment che impedirebbero il corretto funzionamento dell'impianto; questo perché la rimozione di tali componenti spesso richiede delle specifiche attività di smantellamento,

oltre all'impiego di macchinari e strumentazione ad-hoc, con la conseguente produzione di reflui, materiali da smaltire ed emissione di inquinanti, che si traducono infine in un notevole impatto ambientale. Per fare questo ogni componente già presente sulla piattaforma prima della conversione è categorizzato secondo tre tipologie:

- I. Componente utile al funzionamento dell'impianto dopo la conversione e per questo riutilizzabile e non rimovibile;
- II. Componente non utile alla nuova funzione dell'impianto, che però non ostacola l'installazione dei nuovi equipment o il corretto svolgimento delle operazioni e per questo non ne risulta necessaria la rimozione;
- III. Componente non utile che impedisce l'operazione di conversione (ad esempio a causa dell'eccessivo peso o della sua posizione a bordo) o il funzionamento del nuovo impianto e per questo da rimuovere.

Si specifica che in tutte e tre le categorie è prevista la bonifica e messa in sicurezza del componente, indipendentemente dal suo riutilizzo o dismissione.

Una volta compiute queste scelte, si procede alla valutazione dei nuovi carichi e della loro disposizione a bordo, in comparazione alla situazione precedente. In caso nella nuova configurazione risulti maggiore il peso dei componenti, si raccomanda una specifica analisi strutturale della piattaforma e la valutazione di eventuali interventi di rafforzamento.

4.2 Sito di riferimento

Per la progettazione, come anticipato nel paragrafo precedente, è necessario prima di tutto inquadrare tutto ciò che caratterizza il sito di riferimento nella configurazione pre-conversione, in special modo tutto ciò che dall'esterno interagisce o influisce su di esso. Il primo fra tutti questi fattori determinanti è sicuramente il luogo in cui sorge l'impianto, da cui derivano i dati meteorologici, la profondità del mare e altri importanti parametri condizionanti. Dalla scelta del luogo deriva, inoltre, l'identificazione del giacimento su cui GREEN1 è stata realizzata e da cui ha estratto il gas negli anni precedenti alla conversione ed è proprio dal giacimento che derivano a loro volta i principali parametri fisici, come pressione e temperatura, su cui sarà basato il dimensionamento degli equipment dopo la conversione. Nei successivi paragrafi sono quindi illustrati nel dettaglio il luogo in cui sorge la piattaforma, completo di dati sulla temperatura e dati sismici, la configurazione e struttura della piattaforma GREEN1 e il giacimento relativo ad essa.

4.2.1 Posizione della piattaforma

GREEN1 è situata a 18 km dalla costa nel mar Adriatico settentrionale, nell'area compresa tra Ancona e Rimini, dove il fondale è profondo 25 m. Come mostrato in Figura 13, è proprio in questa zona marina che si trova, infatti, la maggior parte delle piattaforme di produzione di idrocarburi italiane, per di più principalmente dedicate all'estrazione di gas naturale.

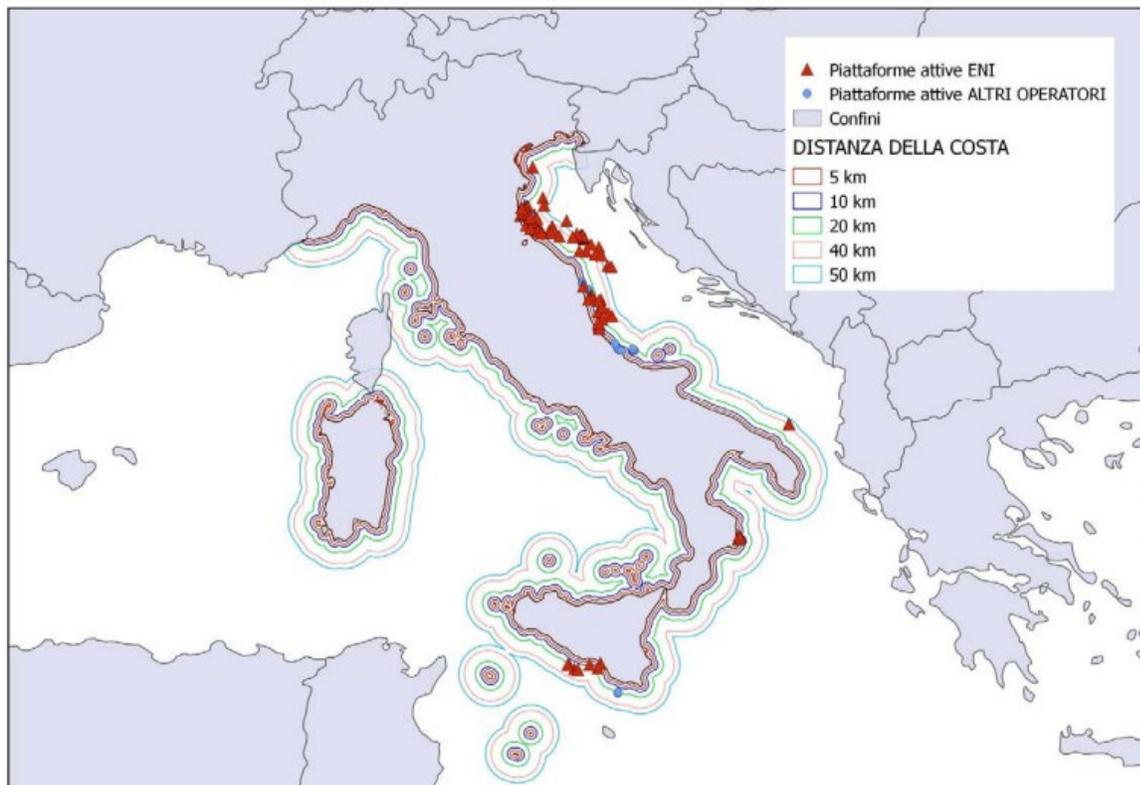


Figura 13: Posizione delle piattaforme marine italiane [40]

Per questa posizione è possibile raccogliere i dati di temperatura del mare, raccolti nella seguente Figura 14. Tali valori sono di fondamentale importanza per la successiva trattazione, in quanto il gas estratto è considerato, all’arrivo in piattaforma, in equilibrio termico con la temperatura dell’acqua attorno alla condotta.

I dati sono elaborati osservando gli andamenti della temperatura forniti dalla boa oceanografica denominata “Stazione multi-parametrica Meda S1-GB” [41] situata al largo di Ravenna, in una posizione quindi sufficientemente vicina alla zona scelta per GREEN1. La profondità di riferimento per la temperatura è scelta pari a 22,5 m, prossima quindi al fondale, in modo da evitare le fluttuazioni giornaliere dovute alla radiazione solare e alle condizioni atmosferiche. Tale temperatura è inoltre considerata come quella posseduta dal suolo immediatamente al di sotto del fondale marino, sostenendo l’ipotesi che il gas risalendo dal giacimento si porti in equilibrio termico con esso.

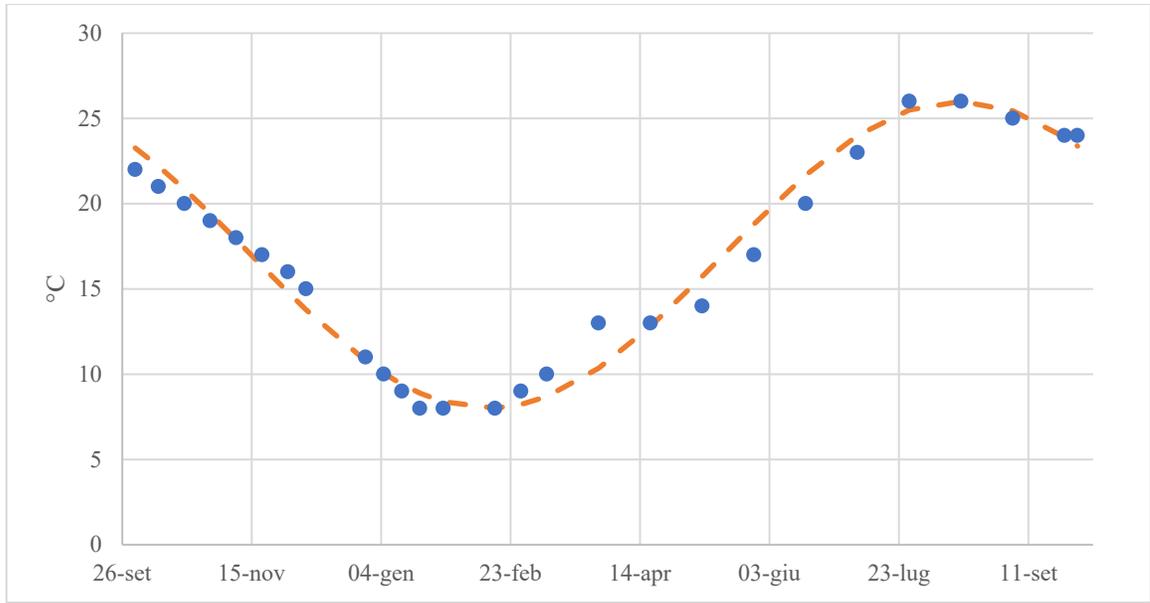


Figura 14: Dati di temperatura dell'acqua registrati a 22,5 m di profondità

Il grafico è stato ottenuto elaborando i dati con un foglio elettronico Excel e i punti di colore blu rappresentano i valori acquisiti dalla boa. Il valore massimo è in media pari a 26 °C in corrispondenza della metà del mese di agosto, mentre il minimo di 8 °C si verifica intorno alla metà di febbraio. La linea di tendenza viene calcolata considerando che la temperatura abbia un andamento cosinusoidale, di periodo pari a 365 giorni, oscillante tra i valori massimo e minimo appena enunciati. L'equazione che si ottiene è la seguente:

$$T(t) [^{\circ}C] = 17 + 9 \cos\left(\frac{2\pi}{365}t + \pi\left(1 - \frac{90}{365}\right)\right)$$

dove con t si intende il tempo misurato in giorni partendo dal 1° ottobre (ad esempio il 12 gennaio corrisponderà a t = 104). La scelta di partire da tale data sarà spiegata più chiaramente nella trattazione successiva e risiede nel fatto che l'attività di estrazione del gas dallo stoccaggio sarà fissata, per ogni anno, in questo giorno.

La Figura 15 rappresenta la mappa di pericolosità sismica del territorio italiano [42]. Si può osservare che la zona di interesse è caratterizzata da un'accelerazione massima del suolo con probabilità di eccedenza del 10% compresa tra 0,050g e 0,150g. Questi valori sono riferiti a suoli rigidi. Si ricorda che l'idoneità sismica del sito per attività di processo è stata preventivamente verificata per la precedente attività di produzione della piattaforma e le attività di conversione in analisi non modificano il risultato degli studi precedenti.

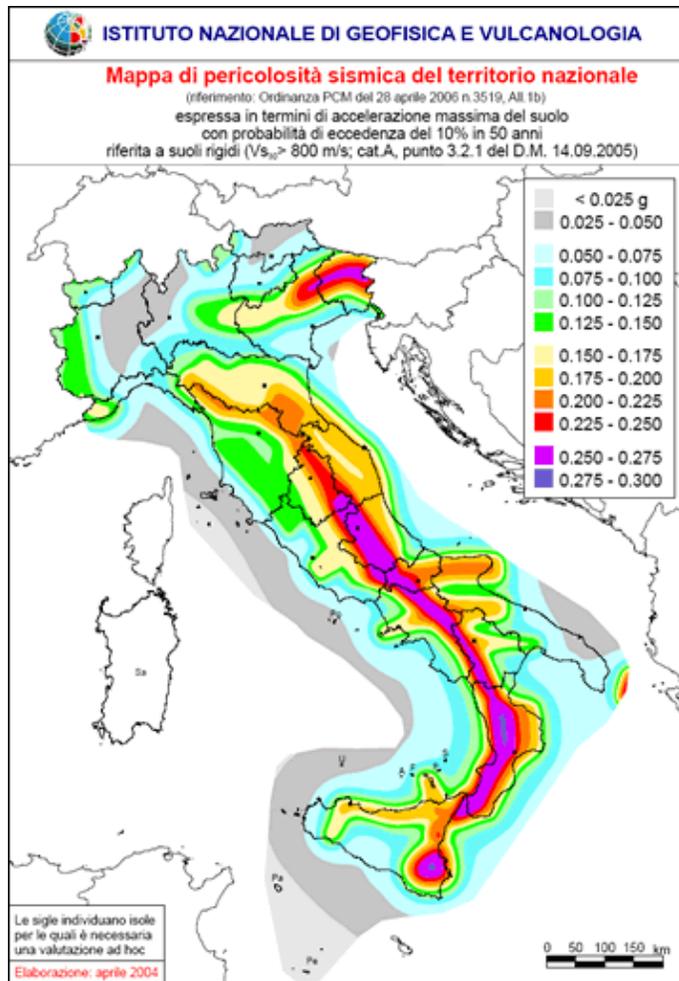


Figura 15: Mappa di pericolosità sismica del territorio italiano – Valori standard al 50° percentile [42]

4.2.2 GREEN1

GREEN1 è una piattaforma marina di produzione, ovvero di estrazione di idrocarburi, situata al largo della costa del Mare Adriatico nella posizione identificata al paragrafo 4.2.1, giunta al termine della sua vita produttiva e destinata alla conversione. Il complemento “di produzione” specifica che la piattaforma ha avuto il compito di estrarre il gas naturale dal giacimento fino alla chiusura del pozzo e serve a differenziarla dalle piattaforme “di perforazione”, utilizzate invece per l’esplorazione e la realizzazione di nuovi pozzi estrattivi, sebbene esistano piattaforme capaci di assolvere ad entrambi i compiti. Essa è inoltre rappresentante le piattaforme italiane e come tale deve avere le principali caratteristiche di esse; considerata la ridotta profondità del fondale (25 metri) su cui è realizzata, come la maggior parte delle piattaforme su fondali analoghi, GREEN1 è della tipologia fissa, ovvero con la tipica struttura reticolare del jacket fissata sul fondale marino.

Tale piattaforma, nell’ambito del progetto entro il quale è incluso il presente lavoro di tesi, è quella considerata comune ai design delle tre opzioni di conversione, e per questo già individuata e descritta nell’ambito del progetto dell’Opzione 1 (Figura 16) [43]. Di seguito è riportata una sua descrizione.

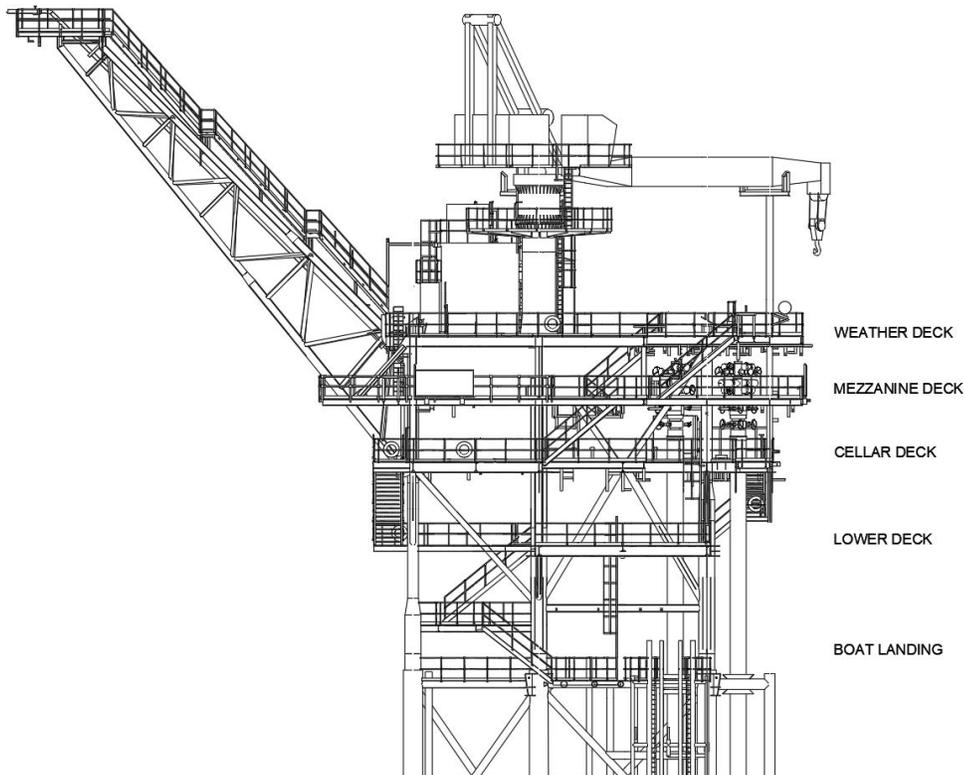


Figura 16: Vista laterale di GREEN1 [43]

GREEN1 è composta di 4 piani o *deck*, denominati, dal superiore all'inferiore, *weather deck*, *mezzanine deck*, *cellar deck* e *lower deck* e di un quinto, prossimo alla superficie del mare, chiamato *boat landing*, adibito all'attracco delle imbarcazioni e all'imbarco ed allo sbarco del personale; tali piani sono situati, *boat landing* escluso, dall'alto verso il basso, a 21 m, 18 m, 15 m e 11 m. Il deck più ampio è il *weather deck* la cui superficie è stata considerata pari a 440 m² (20mx22x), superficie che ben rappresenta le principali piattaforme nel panorama italiano. Delle 138 piattaforme italiane menzionate nel paragrafo 2.1.1, dalle quali sono state escluse 39 piattaforme monotubulari, bitubulari e sottomarine, risultano, infatti, 89 quelle adibite all'estrazione di gas naturale; di queste, 25 presentano una superficie compresa tra i 400 e i 500 m², mentre 59 sono comprese nel range 400-1000 m², specificando che quelle con superficie più ampia spesso presentano un *helideck* adibito all'atterraggio degli elicotteri e che occupa una porzione considerevole di essa [43]. L'esclusione delle monotubulari, bitubulari e sottomarine è dovuta alle ridotte dimensioni o alla totale assenza dei deck, risultando quindi inadatte agli scopi del presente lavoro di tesi. GREEN1, considerando che le altre 99 piattaforme italiane presentano un numero di gambe compreso tra 3 e 8, è dotata di un jacket a 6 gambe.

Altra caratteristica fondamentale per l'individuazione di GREEN1 è il numero di pozzi estrattivi che per la maggior parte delle piattaforme italiane è in numero compreso tra 3 e 5. Per GREEN1 sono scelte 4 teste pozzo a bordo, collegate ad altrettanti pozzi che nell'ambito di questo progetto sono considerati aventi gli stessi identici parametri e quindi elaboranti la stessa portata nelle stesse condizioni fluidodinamiche in ogni istante. Nella realtà ogni pozzo è collegato ad una specifica zona del giacimento, distribuite anche a profondità diverse, per cui ognuno presenterà i

suoi peculiari parametri e le cui analisi, nelle modalità in cui è stato definito questo progetto, trascendono la trattazione di questo lavoro di tesi.

A valle di tutte le considerazioni appena descritte, le piattaforme meglio rappresentate da GREEN1 risultano 11, elencate in Tabella 5:

Tabella 5: Piattaforme similari a GREEN1 [43]

Nome piattaforma	Minerale	Superficie [m ²]	Presenza dell'helideck	Numero di deck	Numero di teste pozzo
GARIBALDI D	GAS	777	si	3	12
REGINA	GAS	750	si	3	6
CLARA EST	GAS	650	si	4	4
CLARA NORD	GAS	650	si	4	5
ANNAMARIA B	GAS	630	si	4	9
AMELIA B	GAS	518	si	4	12
BARBARA A	GAS	484	si	3	6
CALIPSO	GAS	323	no	4	2
HERA LACINIA BEAF	GAS	323	no	3	3
ELETTRA	GAS	304	no	3	1
FAUZIA	GAS	304	no	3	2

Dal progetto riguardante l'Opzione 1 di conversione [43]:

“I deck sono per lo più plated, fatta eccezione per la zona delle teste pozzo, le muster area e il boat landing. La piattaforma non è presidiata e, di conseguenza, non è presente il modulo alloggi.

Le quattro teste pozzo sono connesse ai collettori di produzione e di test tramite delle flowline; ciascuna testa pozzo è dotata di un HIPPS (High Integrity Pressure Protection System) per proteggere i sistemi a valle da eventuali sovrapressioni.

Il collettore di test convoglia il fluido al separatore di test, dove viene analizzata la produzione di un pozzo alla volta per poi essere convogliata nuovamente al collettore di produzione.

La produzione dei pozzi è esportata tramite una sealine a valle dell'iniezione dei composti chimici necessari ad inibire la corrosione (per proteggere la sealine e le tubazioni a valle), ad abbassare il punto di scorrimento (pour point) e prevenire la formazione di cristalli di cera, a separare le emulsioni (emulsion breaker), etc. In piattaforma sono previsti stoccaggi dei suddetti composti per almeno sette giorni di iniezione continua. È presente, inoltre, una launching trap per permettere l'ispezione e la pulizia periodica della sealine. Un sistema di drain convoglia tutti i drenaggi dai vari equipment e sistemi della piattaforma, separando fisicamente i drenaggi di sostanze pericolose dai drenaggi di sostanze non pericolose.

Un sistema di stoccaggio, filtraggio e trasferimento del combustibile diesel è necessario per alimentare due generatori che forniscono potenza elettrica alla piattaforma sia in normal operation che in manutenzione.

La lista dei sistemi presenti in piattaforma è completata da:

- Sistema di Vent e Blowdown necessario a convogliare in modo sicuro i rilasci di idrocarburi e depressurizzare le linee in caso di necessita;
- Sistema inibitore della formazione di idruri necessario in fase di start up e shut down per evitare la formazione di idruri a causa della repentina caduta di pressione e temperatura;
- Sistema di attuazione idraulica per la movimentazione delle valvole del X-tree e delle HIPPS;
- Sistema antincendio e allarmi Fire&Gas.

Le caratteristiche di GREEN1 qui descritte risultano comuni a molte piattaforme non solo in Italia, ma in tutto il mondo. La presenza della gru, la pavimentazione per lo più plated e in parte grated e tutta la strumentazione descritta risulta necessaria al corretto svolgimento delle operazioni a bordo di una piattaforma e fa riferimento a standard di costruzione internazionali.”

4.2.3 Giacimento

Un giacimento di idrocarburi è una struttura geologica sotterranea formatasi in seguito alla sedimentazione di materiale organico avvenuta in precedenti ere geologiche ed intrappolato in rocce porose al di sotto di altre invece impermeabili, che ne hanno quindi reso impossibile la risalita in superficie. Nel tempo, grazie ai valori elevati di pressione e temperatura, il materiale organico si è decomposto e si è trasformato in quelli che comunemente sono conosciuti come idrocarburi, ovvero molecole formate principalmente da carbonio ed idrogeno. Nel caso di giacimenti di gas naturale il materiale organico si è trasformato per la maggior parte in metano che, intrappolato al di sotto della roccia impermeabile (tipicamente materiale argilloso), si è accumulato nel tempo all'interno della struttura porosa della roccia, costituendo il *reservoir*.

Centrale in tutta la fase di progettazione è, quindi, il giacimento che corrisponde alla piattaforma da convertire. Ormai svuotato della maggior parte del gas che vi era contenuto, esso è naturalmente un serbatoio adatto per il suo stoccaggio. Tipicamente, negli anni di estrazione o, con una terminologia più specifica, di “coltivazione”, il volume lasciato libero dal gas viene gradualmente riempito da acqua proveniente dall'acquifero nelle immediate vicinanze. Ciò fa sì che si instaurino complessi movimenti e meccanismi dinamici all'interno del reservoir, estremamente peculiari del giacimento e dipendenti da un enorme numero di variabili e di caratteristiche specifiche del campo idrocarburico. Al termine dell'attività estrattiva buona parte del volume originario risulta allagata dall'acqua che rende irreversibilmente inaccessibili delle zone di esso, richiedendo una lunga fase di movimentazione di gas per spostare nuovamente il fronte d'acqua e creare il volume richiesto per un'attività di stoccaggio. Di seguito sono quindi raccolti i principali parametri scelti per comporre un giacimento modello che ben rappresenti quelli reali presenti in Italia specificando che per ogni caso pratico dovrà invece essere svolto un preciso studio del giacimento ed una sua puntuale modellizzazione. È opportuno specificare che, data la posizione di GREEN1 nel Mar Adriatico settentrionale e la ridotta profondità del fondale ivi presente, si decide di non fare differenza tra i dati acquisiti per i giacimenti situati onshore e quelli situati offshore.

4.2.3.1 Profondità

Il primo parametro caratteristico analizzato è la profondità. La profondità è infatti la principale forzante nella determinazione sia della temperatura che della pressione del gas immagazzinato, ovvero le due principali variabili che poi a loro volta influenzano la maggior parte delle caratteristiche e dei meccanismi geofisici che avvengono in un campo idrocarburico, come i fenomeni di trasporto e di diffusione, la densità dei fluidi coinvolti, le eventuali reazioni chimiche

con le rocce, le relative costanti di equilibrio, etc. È bene specificare, inoltre, che ogni giacimento presenta una propria estensione verticale e che quindi zone diverse di esso si trovano a profondità differenti e che, a causa di ciò, le variabili suddette assumono valori diversi all'interno dello stesso reservoir.

La profondità, inoltre, influenza anche la tipologia di impianto installato per il suo sfruttamento, determinando ad esempio la lunghezza del pozzo e/o la scelta dei materiali e degli equipment appropriati. Influenzando la temperatura e la pressione, la profondità potrebbe rendere inadatte o non consigliate alcune tipologie di materiali per la realizzazione della condotta (come, per esempio, l'utilizzo di alcuni acciai e cementi in presenza di alte temperature e pressioni). Inoltre, la variazione di quota che subisce il gas in risalita nel pozzo influenza il suo valore di pressione all'arrivo in superficie, condizionando il dimensionamento e la scelta delle apparecchiature necessarie ai vari processi di produzione.

Ai fini della caratterizzazione del giacimento di GREEN1, a causa dell'estrema varietà delle estensioni verticali e quindi nell'impossibilità di stabilire un unico valore di profondità per un campo idrocarburico, si opta per prendere come riferimento la profondità di alcuni pozzi italiani e quindi di identificare il giacimento come interamente localizzato a tale quota. Risulta quindi fondamentale inquadrare un range di valori tipici, osservando le profondità di tali pozzi (onshore e offshore) del panorama Oil&Gas (O&G) italiano. In Tabella 6 sono riportati i valori di profondità raccolti dei pozzi relativi ai campi idrocarburici.

Tabella 6: Valori di profondità dei pozzi relativi ad alcuni campi idrocarburici italiani [44]

Giacimento	Profondità [m]	Posizione
Barbara NW	1324	Offshore
Porto Corsini	2746	Offshore
Ripalta	1647	Onshore
Verdicchio	1347	Onshore
Bagnolo Mella	1381	Onshore
Bordolano	1963	Onshore

Osservando i dati, ai fini di questo lavoro di tesi, il valore di profondità scelto è pari a 2000 m sotto il livello del mare e questa è la lunghezza considerata per le condotte dei 4 pozzi presenti sulla piattaforma; si noti come in questo modo non si tenga conto della reale distanza che intercorre tra i pozzi, nella realtà dislocati sul fondale marino e distanziati anche a diverse centinaia di metri l'uno dall'altro, ma che invece vengono considerate 4 condotte verticali e parallele che partendo dalla piattaforma raggiungono insieme il giacimento. In base agli obiettivi del presente lavoro di tesi, lo studio dettagliato dell'effetto di tale configurazione trascende quella che è la trattazione di questo progetto e per il quale si raccomanda l'approfondita e specifica analisi del giacimento.

4.2.3.2 *Pressione (iniziale e finale)*

La pressione è il parametro più importante per la progettazione di un impianto che debba estrarre o iniettare gas nel sottosuolo. Come già specificato, durante l'estrazione, ma anche in iniezione, si instaurano complessi meccanismi di trasporto dei fluidi, mossi da gradienti di pressione nella roccia causati dagli squilibri dovuti all'attività dell'impianto. Tali gradienti sono tipicamente

tridimensionali, sia orizzontali che verticali, e la loro puntuale modellizzazione trascende dagli scopi di questo lavoro di tesi e per la quale si rimanda ad uno studio approfondito del giacimento.

Come per il valore della profondità, per l'inquadramento del giacimento di GREEN1 è quindi fondamentale caratterizzare il reservoir dal punto di vista barometrico. Per fare ciò sono condotte alcune ricerche riguardo i valori di pressione tipici dei giacimenti italiani, sia onshore che offshore.

All'inizio dell'attività di coltivazione del campo idrocarburico la pressione è uguale al valore denominato "pressione originaria", ovvero quel valore di pressione a cui si trova il gas nel giacimento prima dell'inizio di qualunque tipo di attività. Ovviamente tale valore è un valore singolo e rappresentativo, ma non esaustivo, in quanto la pressione dipenderà sempre necessariamente dalla profondità a cui la si misura, oltre che da molti altri parametri geofisici. Tipicamente, man mano che negli anni l'attività estrattiva prosegue, la pressione media diminuisce fino ad arrivare ad un valore minimo a cui corrisponde la chiusura del pozzo e la sua catalogazione come pozzo esaurito. La chiusura avviene normalmente nel momento in cui l'estrazione di gas da esso non è più economicamente conveniente e ciò è causato, nella maggior parte dei casi, dall'eccessiva produzione di acqua (ovvero la risalita di eccessive quantità di acqua dal giacimento dovuto all'ormai elevato avanzamento dell'acquifero) e dalla pressione troppo bassa. Al momento della chiusura, quindi, vi è ancora una determinata quantità di gas nel reservoir a cui corrisponde un certo valore di pressione, quantità che non è più conveniente estrarre e che rimarrà all'interno della formazione rocciosa.

Entrambi questi dati sono determinanti nella conversione a sito di stoccaggio, in quanto, da normativa, il valore di pressione raggiunto iniettando il gas non deve superare il valore di pressione originaria, pena il rischio di compromettere la stabilità geologica del giacimento [45], e, allo stesso tempo per evitare l'eccessiva risalita di acqua, è buona norma che non scenda al di sotto del valore minimo raggiunto nella fase di produzione, ovvero quel valore raggiunto tipicamente nella fase di chiusura del pozzo [50]. In realtà quanto appena detto non è così rigidamente stabilito, sebbene ogni eccezione debba essere puntualmente valutata e studiata e debba essere autorizzata dall'Autorità competente. È il caso, per esempio, dell'impianto di stoccaggio "Ripalta" di STOGIT S.p.A. situato nei comuni di Ripalta Cremasca e Ripalta Guerina (CR); per quest'impianto sono stati svolti accurati studi di giacimento volti alla valutazione degli impatti relativi al superamento del valore di pressione originaria in iniezione, raggiungendo il 110% di essa. Ai fini di questo lavoro di tesi, per rimanere nella maggiore generalità possibile, si sceglie di mantenere i vincoli di pressione originaria e di pressione minima.

Di seguito in Tabella 7 e Tabella 8 sono riportati i valori di tali parametri per alcuni giacimenti:

Tabella 7: Valori di pressioni originaria per alcuni giacimenti

Giacimento	Pressione originaria [bar]
Barbara NW [46]	115
Porto Corsini [47]	159
Ripalta [48]	181,3
Verdicchio [49]	126,7
Bagnolo Mella [50]	133,5
Bordolano [51]	235,36

Tabella 8: Valori di pressione minima per alcuni giacimenti

Giacimento	Pressione minima [bar]
Porto Corsini [47]	79
Ripalta [52]	47
Verdicchio [49]	36
Bagnolo Mella [50]	86,3
Bordolano [51]	55

Per il giacimento di GREEN1, analogamente a quanto detto per la profondità, si sceglie, quindi, un valore di pressione originaria pari a 145 bar ed un valore di pressione minima pari a 79 bar.

4.2.3.3 *Temperatura*

Alla pari per importanza con la pressione vi è, nella caratterizzazione di un giacimento, la temperatura. Essa, infatti, gioca un ruolo fondamentale nella relazione che sussiste tra la pressione nel giacimento e la quantità di gas (e quindi il volume) ivi presente, oltre che per tutti quei parametri fisici, come per esempio l'umidità relativa, la densità o il coefficiente di diffusione del gas stoccato, che dipendono da essa. Il valore di temperatura dipende quasi esclusivamente dalla profondità del giacimento, in quanto dipendente dal flusso geotermico proveniente dal centro della Terra. L'energia generata nel nucleo terrestre è, infatti, condotta da meccanismi convettivi e conduttivi verso la superficie della crosta e da qui è dispersa per irraggiamento nello spazio. Come è noto, il trasporto di energia termica implica l'esistenza di un gradiente di temperatura, diretto nel verso opposto alla direzione del flusso (il calore diffonde da corpi a temperatura maggiore verso corpi a temperatura minore), e tale gradiente, denominato gradiente geotermico, nella crosta terrestre assume mediamente un valore costante nel tempo e compreso tra i 15 e 50 °C/km, dove per chilometri si intendono i chilometri di profondità [53]. È bene specificare che tale gradiente si instaura solo al di sotto di una certa quota, pari a circa 15 m nel sottosuolo, e che al di sopra di essa la temperatura subisce fluttuazioni stagionali, venendo influenzata dall'energia solare incidente sulla superficie. Alla profondità di 15 m invece la temperatura è considerata costantemente uguale alla media annuale della temperatura del sito di riferimento. Tale valore per la piattaforma GREEN1 risulta pari a 15 °C, considerando le temperature del fondale marino specificate nel paragrafo 4.2.1.

Ai fini di questo lavoro di tesi, per la conservatività del progetto, si opta per assumere il valore minore del gradiente geotermico tra quelli appena enunciati, ovvero 15 °C/km, in quanto ad un minor valore di esso corrisponde una temperatura minore ad una fissata profondità, una densità ed una quantità maggiore di gas stoccabile e, di conseguenza, un maggiore carico per l'impianto di stoccaggio nella sua totalità.

Nel caso di GREEN1, quindi, la temperatura del giacimento viene considerata costante nel tempo ed è calcolata in base alla profondità stabilita nel paragrafo 4.2.3.1, considerando un valore di 15 °C a livello della superficie. In questo modo alla profondità di 2 km la temperatura del giacimento risulta essere circa 45 °C.

4.2.3.4 Volume e quantità di gas

Man mano che il gas viene rimosso dal giacimento, la struttura porosa della roccia viene riempita di acqua spinta dallo squilibrio di pressione tra l'acquifero e la massa gassosa. Ciò fa sì che il volume occupato dal gas, come accade per la pressione, si riduca nel tempo e tramite il monitoraggio di diversi parametri ed un modello del giacimento si può tenere traccia di tale riduzione. Come per la pressione, esiste anche per il volume un valore iniziale, ovvero prima dell'inizio delle operazioni di estrazione, e a cui corrisponde una certa quantità di gas vergine contenuta nel reservoir. Tale quantità iniziale, espressa tipicamente in milioni di standard metri cubi (MSm^3), viene chiamata GOIP (*Gas Originally In Place*) e, proprio in virtù del fatto che è espressa in un'unità di misura standard e non riferita invece alla pressione e temperatura del giacimento, non è un'indicazione dell'effettivo spazio occupato dal gas del giacimento. Il GOIP è comunque fondamentale per tutta la trattazione che segue e in Tabella 9 sono riportati alcuni valori di esso per gli stessi giacimenti di riferimento presi finora.

Tabella 9: Valori di GOIP di alcuni giacimenti italiani

Giacimento	GOIP [MSm^3]
Barbara NW [46]	2983
Porto Corsini [47]	600
Ripalta [48]	4127
Verdicchio [49]	221
Bagnolo Mella [50]	1136

Sulla base delle precedenti valutazioni, si sceglie di utilizzare i dati riferiti a Porto Corsini, una piattaforma di dimensioni compatibili con GREEN1, situata nella stessa area operativa, e si ottiene un valore di GOIP di riferimento pari a 600MSm^3 . Per questo valore si decide di non procedere, come invece fatto per i parametri nei paragrafi precedenti scegliendo il valore medio tra quelli raccolti (valor medio che nel caso di GREEN1 sarebbe circa 1800MSm^3) poiché risulta strettamente collegato al GOIP il numero di pozzi dell'impianto estrattivo. Infatti, per elevati valori di GOIP, come quello dell'impianto onshore di Ripalta, vi possono essere fino a 30/40 pozzi, che risulterebbero, in una situazione offshore, a più piattaforme asservite allo stesso giacimento; per rimanere, invece, coerenti con la scelta di conversione di una singola piattaforma si è deciso di prendere di riferimento, almeno per quanto riguarda i dati volumetrici del giacimento, una piattaforma simile a GREEN1 quale è Porto Corsini.

Come già specificato nel paragrafo 4.2.3.2, al momento della chiusura di un pozzo rimane una certa quantità di gas all'interno del giacimento a cui corrisponde il valore di pressione minima. Nel presente lavoro di tesi tale quantità è stata stimata pari alla differenza tra il GOIP e la produzione totale di gas naturale effettuata dall'impianto nella fase di coltivazione. Per coerenza con il valore scelto di GOIP, la produzione totale di GREEN1 è stata considerata nuovamente coincidente a quella di Porto Corsini [47] pari a 485MSm^3 . Risulta, quindi, una quantità residua di gas di 115MSm^3 che, se considerati alla pressione minima di 79 bar e a 45°C e approssimando il comportamento del gas come quello del gas ideale, corrispondono ad un volume di $1,63 \text{Mm}^3$.

4.3 Stoccaggio di modulazione

L'obiettivo di questa tesi è la progettazione preliminare della conversione di una piattaforma marina in sito di stoccaggio gas; risulta quindi fondamentale illustrare brevemente le principali funzionalità che un impianto di stoccaggio di gas deve possedere. È bene sottolineare che, essendo l'impiego di una miscela di idrogeno e gas naturale un ambito ancora poco maturo, tutta la documentazione al momento disponibile in materia di stoccaggio gas è riferita al puro gas naturale; tuttavia, a valle delle considerazioni fatte nel capitolo 0 e trattandosi di una miscela con concentrazione al 10% di idrogeno, si ritiene trascurabile la deviazione del presente caso studio rispetto al caso di puro gas naturale, confondendo, in tutta la successiva trattazione, le due casistiche.

Al momento le tecnologie di stoccaggio sotterraneo più mature sono sostanzialmente tre [39]:

- Stoccaggio in giacimento esaurito: è la categoria più appropriata in quanto un giacimento esaurito, è adatto per natura all'immagazzinamento di gas al suo interno; inoltre, dai precedenti anni di sfruttamento, risulta già disponibile tutta la documentazione necessaria alla sua modellizzazione senza richiedere particolari interventi di esplorazione. È di questa tipologia l'impianto considerato nel presente lavoro di tesi.
- Stoccaggio in caverna salina: mediante l'iniezione di acqua o di un'apposita salamoia è possibile scavare grandi cavità all'interno delle formazioni saline presenti nella crosta terrestre, creando quindi delle cavità disponibili per lo stoccaggio di gas; la notevole tenuta stagna di tali formazioni unita alle buone proprietà meccaniche dei sali, fanno sì che questa categoria di stoccaggio sia particolarmente adatta alle alte pressioni, sebbene presenti lo svantaggio di gravosi costi di realizzazione e notevoli problematiche ambientali circa lo smaltimento dei reflui derivanti dalla sua realizzazione.
- Stoccaggio in acquifero: il gas viene iniettato all'interno di una falda acquifera spostando la massa di acqua contenuta e aumentando la pressione all'interno della formazione rocciosa; tale soluzione presenta il vantaggio che le falde acquifere sono formazioni molto diffuse e che quindi possono essere sfruttate da quei paesi che non dispongono delle strutture geologiche menzionate nelle due categorie precedenti. La mancanza, però, di un antecedente modello dell'acquifero richiede la realizzazione di diversi pozzi esplorativi, operazione impattante ed economicamente onerosa; inoltre, in questa tipologia di stoccaggio, vi è un maggiore rischio di fughe attraverso faglie geologiche non identificate.

In Italia vi sono al momento 15 siti di stoccaggio gas operativi, tutti della prima categoria e tutti realizzati in giacimenti esauriti onshore. Dal sito del MiSE [54]:

“Lo stoccaggio di gas naturale in sotterraneo è un processo che consiste nell'iniezione di gas naturale nella roccia porosa di un giacimento esaurito che già lo conteneva, riportando quindi il giacimento, in una certa misura, al suo stato originario. Lo stoccaggio è necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete del gas nazionale, per permettere di gestire le strutture produttive e di trasporto gas con adeguati margini di elasticità, per contribuire al fabbisogno energetico nazionale e, soprattutto, per fronteggiare situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale (per esempio in caso di condizioni climatiche molto rigide o di blocchi di approvvigionamento da fonti estere).

La capacità di stoccaggio complessiva è suddivisa in tre categorie (o tipologie di servizio):

- strategico, riserva di gas con un ruolo di sostegno del sistema nazionale del gas naturale in situazioni di emergenza; può essere utilizzato solo su decisione del MiSE. Questo gas è di proprietà dell'operatore e pertanto non è disponibile al mercato;
- modulazione (commerciale), servizio finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi;
- minerario, servizio necessario, per motivi tecnici ed economici, a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione dei giacimenti di gas naturale nel territorio italiano, con la duplice finalità (i) di assicurare alla produzione nazionale una flessibilità della fornitura e (ii) di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione.”

Delle tre tipologie di servizio appena menzionate quella descritta in questo lavoro di tesi è quella definita “di modulazione”, ovvero l’immagazzinamento del gas nei periodi in cui vi è meno richiesta, come per esempio il periodo estivo, così da poter integrare successivamente la fornitura nei momenti di grande domanda da parte della rete, tipica del periodo invernale (Figura 17). Quando uno stoccaggio fornisce gas alla rete si è in fase di “erogazione” mentre, al contrario, quando il gas viene prelevato dalla rete ed immesso nel giacimento si è in “iniezione”.

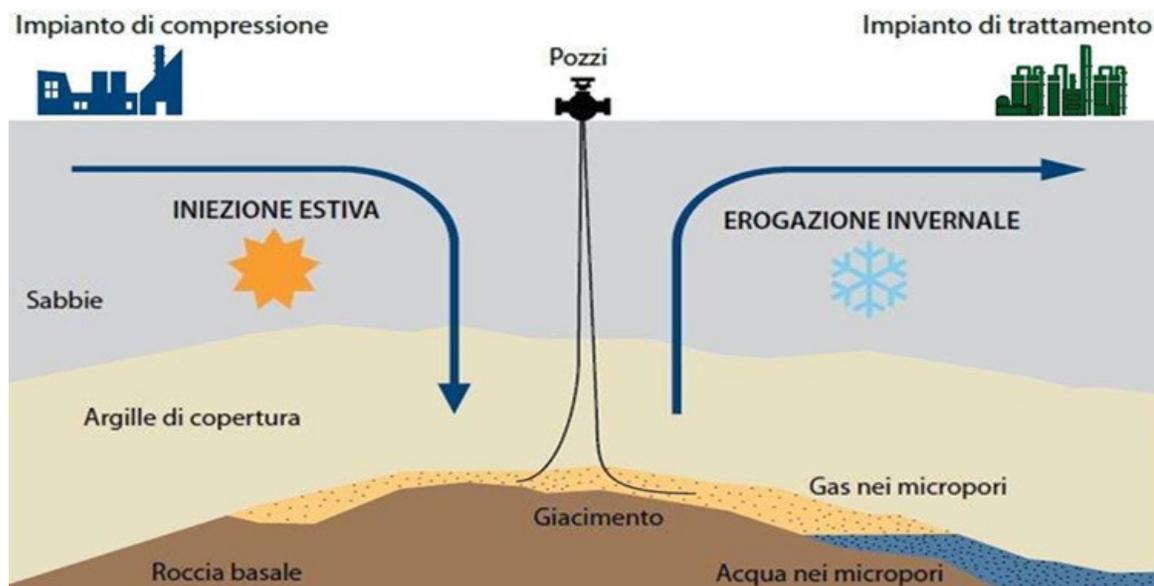


Figura 17: Tipico schema di funzionamento di uno stoccaggio di modulazione stagionale

Elaborando i dati forniti da SNAM e riguardanti il bilanciamento dei flussi di gas estratti e immessi nella rete di distribuzione per il 2019 [55], si ottiene il grafico rappresentato in Figura 18:

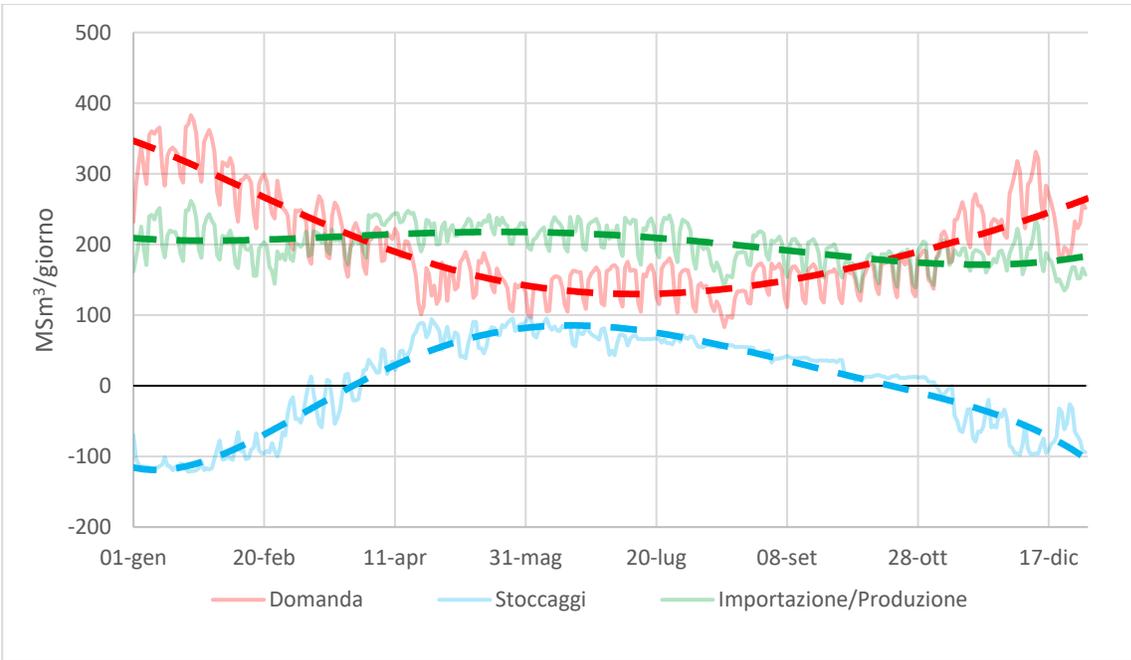


Figura 18: Andamento annuale dei principali flussi di gas in rete

Le linee continue rappresentano i consumi nazionali: quella rossa corrisponde alla domanda di gas, ovvero la quantità di gas che viene consumata complessivamente da tutti gli utilizzatori, quella blu ai consumi destinati agli stoccaggi e quella verde, somma delle altre due, al gas immesso in rete considerando insieme l'import dall'estero e la produzione interna; un consumo negativo per gli stoccaggi identifica il loro funzionamento in erogazione mentre le linee tratteggiate sono le corrispondenti linee di tendenza. Dal grafico si può immediatamente notare come la funzione dello stoccaggio di modulazione renda più uniforme la richiesta di gas da immettere in rete (linea verde) rispetto alla domanda di gas da parte delle utenze (linea rossa). Infatti, in assenza di tali impianti di stoccaggio, la linea rossa e la linea verde dovrebbero costantemente coincidere, introducendo notevoli complessità nella gestione dei flussi in ingresso dall'estero o prodotti dai giacimenti nazionali. Nella trattazione a seguire viene considerata per la fase di erogazione il periodo dal 1° ottobre al 31 marzo e come fase di iniezione il periodo dal 1° aprile al 30 settembre, specificando che, in base all'andamento fisiologicamente imprevedibile della domanda di gas, potrebbe accadere in modo sporadico e in caso di assoluta necessità che la fase di funzionamento venga interrotta, come descritto nel paragrafo 5.3 sui modi di funzionamento.

Nel successivo paragrafo sarà analizzato nel dettaglio lo stoccaggio in un giacimento esaurito e, in particolare, la metodologia adatta alla conversione del relativo reservoir esaurito.

4.3.1 Reiniezione in giacimento

Negli anni di estrazione e produzione, il giacimento è stato gradualmente riempito dall'acquifero e i pori rocciosi, prima saturi di gas, vengono progressivamente allagati. Spesso, infatti, i giacimenti sono circondati da falde acquifere che, se particolarmente "attive", rendono questa azione di spostamento del volume d'acqua estremamente utile e funzionale al recupero delle ultime quantità di gas nel giacimento, in quanto il fronte d'acqua opera una ripressurizzazione del volume di gas permettendo il proseguimento dell'attività di estrazione della piattaforma. Dal punto

di vista della conversione a stoccaggio questo è invece altamente controproducente poiché l'acquifero, così facendo, rende irreversibilmente inaccessibili alcune zone del reservoir, riducendo il volume dello stoccaggio recuperabile iniettando il gas. Se, infatti, al momento della conversione, si cominciasse ad iniettare gas fino al valore massimo ammissibile di pressione, si raggiungerebbe tale valore in tempi molto brevi non riuscendo di conseguenza a stoccare volumi utili di gas. Per ovviare, almeno in parte, al problema rappresentato dall'allagamento dell'acquifero sono state sviluppate diverse metodologie, caratterizzate dall'iniezione ed estrazione di determinate quantità di gas, dilazionate nel tempo, così da, almeno parzialmente, operare uno spiazzamento del fronte d'acqua.

La prima fase della vita del giacimento di stoccaggio prevede quindi una regimazione, ovvero un intervento necessario volto ad incrementare la capacità di stoccaggio del giacimento e mantenere in sicurezza l'impianto di stoccaggio stesso. In particolare, la regimazione è una sequenza di fasi di iniezione e di estrazione di quantità di gas variabili nel tempo ed inizia con il primo ciclo di iniezione e termina quando le condizioni dinamiche dello stoccaggio sono stabilizzate rispetto ai limiti operativi di esercizio. Le diverse tipologie di iniezione si differenziano a seconda dei parametri operativi e della metodologia scelta per distribuire nel tempo le quantità di gas estratte ed iniettate. Sono state analizzate, in riferimento alla conversione a stoccaggio del giacimento di Bagnolo Mella [50], quattro diverse regimazioni, ma prima della loro argomentazione è bene riportare le definizioni utili alla comprensione di tali processi.

Dal D.Lgs. n°164 del 23 maggio 2000 [56] il gas presente nel giacimento di stoccaggio è suddiviso in due quantità:

- Cushion Gas: è il quantitativo di gas minimo che deve essere sempre presente all'interno dello stoccaggio ed è indispensabile all'utilizzo dello stesso. Il cushion gas, per garantire che la fase di erogazione non pregiudichi le caratteristiche dello stoccaggio stesso, non è quindi estraibile. Infatti, la funzione del cushion gas è quella di consentire l'erogazione del gas mantenendo in giacimento un determinato livello di pressione che serve a contrastare la risalita dell'acquifero senza pregiudicare nel tempo le sue caratteristiche minerarie [57]. Nel caso di stoccaggio in giacimenti esauriti, a differenza delle altre tipologie di stoccaggi minerari come quelli in cave saline o in acquiferi, il ruolo di cushion gas viene assunto in prima battuta dal gas residuo rimasto nel reservoir al termine del periodo di produzione [39].
- Working Gas: è il quantitativo di gas che può essere iniettato ed estratto seguendo le modalità di funzionamento dell'impianto. Tale volume di gas viene estratto nel periodo di erogazione dell'impianto (tipicamente i sei mesi invernali, quando la domanda è maggiore) e, nella stessa quantità, viene iniettato nella fase di iniezione (sei mesi estivi). Nel caso di stoccaggio in giacimenti esauriti, il working gas viene costituito gradualmente durante una prima fase di regimazione dello stoccaggio.

Da normativa [45] lo stoccaggio di gas nel sottosuolo deve inoltre garantire un certo valore minimo di "efficienza di stoccaggio" e tale valore limite è pari al 30% al di sotto del quale l'efficienza risulta essere troppo bassa per l'attività; questa efficienza è definita come il rapporto tra il working gas e la somma di working gas e cushion gas:

$$\varepsilon = \frac{\textit{working gas}}{\textit{working gas} + \textit{cushion gas}}$$

Va sottolineato che la regimazione non permette di recuperare tutto il volume inizialmente disponibile e la percentuale di volume recuperata dipende, tra gli altri fattori, anche dalle tempistiche e dalle modalità adottate per la conversione del giacimento.

Il giacimento di Bagnolo Mella, situato onshore, è caratterizzato, come visto nei precedenti paragrafi, da un GOIP di 1136 MSm³, pressione originaria 133,5 bar e minima 86,3 bar. L'acquifero ivi presente è caratterizzato da un'elevata attività, come dimostrato dal fatto che negli anni seguenti alla chiusura e prima dell'inizio dell'attività di regimazione si è verificata una ripressurizzazione del giacimento al valore di circa 123,37 bar

Le quattro tipologie di regimazione studiate a Bagnolo Mella [50] sono le seguenti:

- Regimazione ottimizzata per il tempo di riempimento: tale metodologia, i cui risultati sono riportati in Tabella 10, consiste nel raggiungere il regime in breve tempo, a discapito della minore convenienza economica iniziale. In questo modo, infatti, ad ogni ciclo iniezione/erogazione viene estratto meno gas rispetto a quello che si potrebbe recuperare da quello iniettato nei sei mesi precedenti scendendo al valore minimo di pressione, così da mantenere un livello più elevato di essa nel reservoir e spostare più efficientemente il fronte dell'acquifero.
- Regimazione ottimizzata per il working gas: al contrario della precedente, questa regimazione ha l'obiettivo di massimizzare, già nel primo ciclo, il working gas, ovvero il gas estraibile ad ogni ciclo di regimazione fino alla pressione minima ammissibile, migliorando il ritorno economico della regimazione, ma prolungando le tempistiche necessarie ad entrare a regime e a spiazzare il livello dell'acqua. A regime il working gas finale è inoltre risultato minore di quello ottenuto ottimizzando il tempo di riempimento (Tabella 11).
- Regimazione ottimizzata per tempo di riempimento con pressione massima pari a 115% di quella originaria: data la forte attività dell'acquifero si è optato per studiare il caso di superamento della pressione originaria per contrastare la spinta del fronte d'acqua, cercando sempre di minimizzare il tempo di regimazione. Arrivando quindi al valore di pressione pari a 153,5 bar, il working gas ottenuto alla fine della regimazione è risultato pari a circa 4 volte quello ottenuto rispettando il vincolo della pressione originaria di giacimento, come mostrato in Tabella 12.
- Regimazione ottimizzata per il working gas con pressione massima pari al 115% di quella originaria: come per la precedente metodologia, anche la regimazione massimizzando subito il working gas è stata ripetuta superando la pressione originaria. In questo caso, come mostrato in Tabella 13 il volume di working gas ottenuto è più del triplo di quello ottenuto con il vincolo della pressione originaria, ma comunque inferiore al caso ottimizzato sul tempo di riempimento.

Di seguito sono riassunti i principali valori ottenuti dalle simulazioni di regimazioni di Bagnolo Mella:

Tabella 10: Volumi di gas corrispondenti alla regimazione ottimizzata per tempo di riempimento con pressione massima pari a quella originaria

Gas residuo	497	Msm ³
Volume immesso	106	Msm ³
Cushion gas	515	Msm ³
Working gas	88	Msm ³
Efficienza	14,6	%

Tabella 11: Volumi di gas corrispondenti alla regimazione ottimizzata per il working gas con pressione massima pari a quella originaria

Gas residuo	497	Msm ³
Volume immesso	107	Msm ³
Cushion gas	524	Msm ³
Working gas	80	Msm ³
Efficienza	13,2	%

Tabella 12:- Volumi di gas corrispondenti alla regimazione ottimizzata per tempo di riempimento con pressione massima pari al 115% di quella originaria

Gas residuo	497	Msm ³
Volume immesso	421	Msm ³
Cushion gas	566	Msm ³
Working gas	352	Msm ³
Efficienza	38,3	%

Tabella 13: Volumi di gas corrispondenti alla regimazione ottimizzata per il working gas con pressione massima pari a quella originaria

Gas residuo	497	Msm ³
Volume immesso	375	Msm ³
Cushion gas	564	Msm ³
Working gas	308	Msm ³
Efficienza	35,3	%

Si ribadisce che il superamento della pressione originaria di giacimento, come già anticipato, richiede maggiori accortezze, maggiori spese per l'adeguamento dell'impianto e attente valutazioni da parte dell'Autorità competente.

5 Basic Design Opzione 2

Nei paragrafi seguenti si entra nel vivo della progettazione dell'Opzione 2; in Figura 19 è rappresentato uno schema ad alto livello della metodologia di progettazione seguita per la conversione di GREEN1.

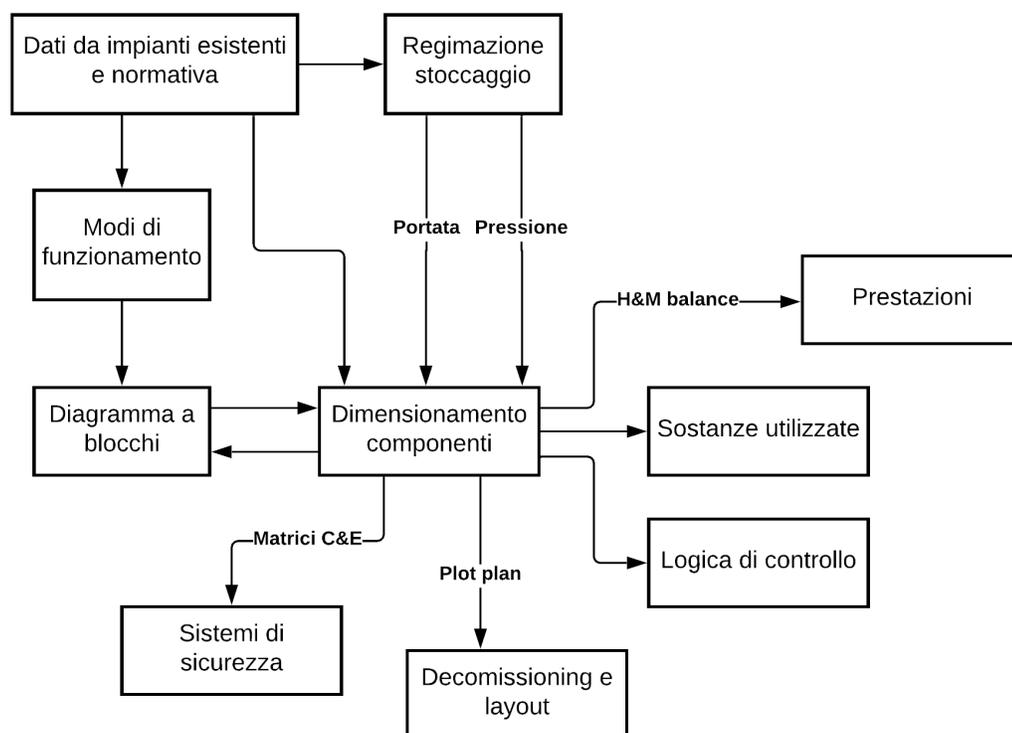


Figura 19: Schema di progettazione per l'Opzione 2

Partendo dalle condizioni al contorno definite nel capitolo precedente è possibile affrontare per prima cosa gli aspetti legati alla regimazione del giacimento di GREEN1 e determinare i modi di funzionamento e i diagrammi a blocchi relativi ad essi. Una volta ottenuti, a valle della regimazione, i valori di pressione e portata caratteristici dello stoccaggio e basandosi sulle informazioni ottenute dagli esistenti impianti e sul loro funzionamento, si passa al dimensionamento vero e proprio dei componenti, aggiornando di volta in volta i diagrammi a blocchi per ottenere schemi sempre più precisi del processo. Dal dimensionamento dei componenti si ottiene la lista delle sostanze utilizzate e necessarie e, tramite le tabelle di bilancio termico e di massa (H&M

balance), i dati sulle prestazioni dell'impianto in termini di gas stoccato, consumi ed emissioni; è inoltre possibile determinare la logica di controllo e, con le matrici Cause & Effetti, la logica di sicurezza e i relativi sistemi. Infine, con la redazione dei plot plan, viene definito il nuovo layout dell'impianto ed è possibile stabilire le linee guida per lo smantellamento dei componenti non necessari ed effettuare un confronto con la precedente configurazione

5.1 Regimazione di GREEN1

Il primo aspetto affrontato riguardante la conversione di GREEN1 è la regimazione del suo giacimento. La scelta del miglior approccio da seguire per la conversione di un giacimento esaurito in stoccaggio di gas e, quindi, la scelta dell'appropriato schema di regimazione, sono fortemente influenzate dalla tipologia e dal comportamento geofisico del reservoir. La previsione del comportamento del giacimento in risposta alle varie scelte progettuali (superamento della pressione originaria, massimizzazione del working gas, etc.) è ottenuta utilizzando complessi modelli fisici ad hoc integrati da continue misurazioni sul campo.

Dal momento che questo basic design non insta su un giacimento reale specifico, ma su un reservoir generico ben rappresentante il panorama O&G italiano, nessuno degli strumenti appena menzionati è disponibile per la modellizzazione del giacimento di GREEN1 e la stima dei relativi volumi.

Poiché, però, è necessario acquisire tali parametri caratterizzanti per proseguire con l'attività di progettazione, si decide di utilizzare uno schema di regimazione reale come canovaccio per impostare una regimazione fittizia, ma realistica, del giacimento di GREEN1; suddetto schema è quello già citato nel paragrafo 4.3.1 dell'impianto di Bagnolo Mella, in particolare quello utilizzato per massimizzare il tempo di regimazione riportato più nel dettaglio nella seguente Tabella 14 e Tabella 15.

Tabella 14: Regimazione del giacimento di Bagnolo Mella in termini di volumi estratti e cumulativi per anno [50]

Anno	Volumi iniettati/estratti (MSm ³)			Volumi cumulativi (MSm ³)		
	In	Out	Bilancio	In	Out	Bilancio
1	56	30	26	56	30	26
2	41	30	11	97	60	37
3	39	30	9	136	90	46
4	36	30	6	172	120	52
5	36	30	6	208	150	58
6	36	30	6	244	180	64
7	36	30	6	280	210	70
8	36	0	36	316	210	106

Tabella 15: Parametri caratteristici del giacimento di Bagnolo Mella a monte e a valle della regimazione [50]

Parametro	Valore	Unità
GOIP	1153	(MSm ³)
Gas estratto dall'impianto pre-conversione	639	(MSm ³)
Cushion gas iniziale (gas residuo a monte della regimazione)	514	(MSm ³)
Working gas a regime (gas estraibile a valle della regimazione)	88	(MSm ³)
Cushion gas a regime (a valle della regimazione)	532	(MSm ³)
Cushion gas addizionale (differenza tra cushion gas a monte e a valle della regimazione)	18	(MSm ³)
Efficienza dello stoccaggio	14%	-

Seguendo come traccia la regimazione di Bagnolo Mella, si ipotizza implicitamente che il comportamento del suo giacimento sia del tutto analogo a quello di GREEN1. Tale analogia è giustificata dal fatto che, come si è potuto vedere dai valori di pressione e volume raccolti nel paragrafo 4.2.2 in Tabella 7, Tabella 8 e Tabella 9, esattamente come per GREEN1, anche i valori di Bagnolo Mella si collocano a buona rappresentanza di quelli dei giacimenti italiani.

Si sceglie quindi di stimare il primo volume iniettato al primo ciclo di regimazione per GREEN1 (corrispondente invece a 56 MSm³ per Bagnolo Mella) e di proporzionare tutti i restanti volumi dei successivi cicli.

Per la stima della prima quantità di gas iniettata, necessaria per passare in giacimento da 79 a 145 bar, si ipotizza di considerare il volume residuo nel giacimento (quello occupato dal cushion gas) come costante. Tale volume residuo è calcolato considerandolo come quello occupato dalla quantità di gas residuo (ovvero 115 MSm³) alla pressione minima di giacimento di 79 bar ed alla temperatura del reservoir pari a 45 °C. Convertendo i metri cubi standard, ovvero a pressione atmosferica e temperatura 15 °C, in tali condizioni si ottiene un volume pari a 1,63 Mm³. Mantenendo questo volume costante si calcola la quantità di gas da iniettare al primo anno per raggiungere la pressione massima di 145 bar e tale quantità è risultata pari a 96 MSm³. Proporzionando quindi tutti i successivi valori, il gas iniettato al netto dopo 8 anni risulta pari a 181,71 MSm³. A questo punto si procede a stimare il working gas corrispondente: ipotizzando che nel periodo di 6 mesi il volume del giacimento rimanga costante (ipotesi consistente considerando che il tempo di regimazione e quindi di variazione del volume del giacimento è stato pari a 8 anni) e considerando la temperatura media del reservoir costantemente pari a 45 °C, si calcola la quantità di gas necessaria a far variare nuovamente la pressione da 145 bar a 79 bar. Tale quantità è quindi assunta pari al working gas disponibile a regime e vale circa 135,04 MSm³. La differenza di 46,67 MSm³ rispetto al gas netto iniettato dopo 8 anni è considerata come un cushion gas aggiuntivo, portando il valore totale di cushion gas a 161,67 MSm³. In Tabella 16 è riportato il procedimento di regimazione per la conversione a stoccaggio del giacimento di GREEN1, mentre in Tabella 17 è riportato un riepilogo dei parametri a monte e a valle della regimazione.

Tabella 16: Regimazione del giacimento di GREEN1 in termini di volumi estratti e cumulativi per anno

Anno	Volumi iniettati/estratti (MSm ³)			Volumi cumulativi (MSm ³)		
	In	Out	Bilancio	In	Out	Bilancio
1	96,00	51,43	44,57	96,00	51,43	44,57
2	70,29	51,43	18,86	166,29	102,86	63,43
3	66,86	51,43	15,43	233,14	154,29	78,86
4	61,71	51,43	10,29	294,86	205,71	89,14
5	61,71	51,43	10,29	356,57	257,14	99,43
6	61,71	51,43	10,29	418,29	308,57	109,71
7	61,71	51,43	10,29	480,00	360,00	120,00
8	61,71	0,00	61,71	541,71	360,00	181,71

Tabella 17: Parametri caratteristici del giacimento di GREEN1 a valle della regimazione

Parametro	Valore	Unità
GOIP	600,00	(MSm ³)
Gas estratto dall'impianto pre-conversione	485,00	(MSm ³)
Cushion gas iniziale (gas residuo a monte della regimazione)	115,00	(MSm ³)
Working gas a regime (gas estraibile a valle della regimazione)	135,04	(MSm ³)
Cushion gas a regime (a valle della regimazione)	161,67	(MSm ³)
Cushion gas addizionale (differenza tra cushion gas a monte e a valle della regimazione)	46,67	(MSm ³)
Efficienza dello stoccaggio	45%	-

In Figura 20 è rappresentata la quantità di gas contenuta nel giacimento in funzione del tempo durante la regimazione e a regime.

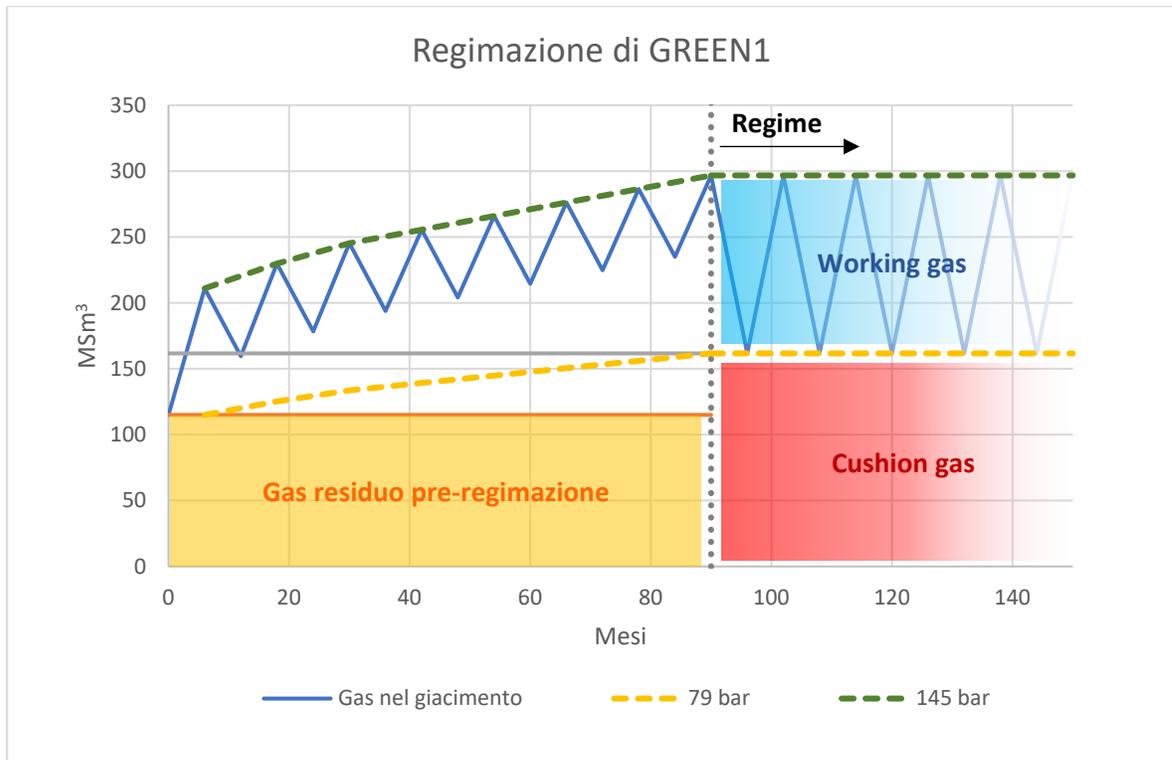


Figura 20: Quantità di gas presente all'interno del giacimento durante la regimazione di GREEN1

La linea blu del grafico rappresenta la quantità di gas presente all'interno del giacimento; la linea tratteggiata gialla rappresenta il limite inferiore di pressione, ovvero 79 bar; la linea tratteggiata verde rappresenta il limite superiore di pressione, ovvero 145 bar. L'area sinistra del grafico corrisponde alla regimazione, l'area destra del grafico corrisponde al funzionamento dell'impianto a regime.

Si può notare che durante ogni fase di estrazione della regimazione non si raggiunge mai il valore limite inferiore della pressione (79 bar), ma si lascia sempre una maggiore quantità di gas in giacimento così che eserciti una pressione più elevata sul fonte d'acqua. Questo serve a raggiungere l'obiettivo, già specificato in precedenza, di spostare il fronte d'acqua nel minor tempo possibile. Al contrario, durante ogni fase di iniezione della regimazione, si raggiunge sempre la pressione massima ammissibile (145 bar).

La regressione del fonte d'acqua (e il conseguente aumento del volume disponibile nel reservoir) è confermata dal fatto che le linee isobare a 79 bar e 145 bar sono crescenti nel tempo; ciò significa che, nell'ipotesi di temperatura costante del giacimento, per raggiungere gli stessi valori di pressione servono sempre maggiori quantità di gas, indice di un volume in crescita. Inoltre, la divergenza delle due linee, che rappresentano i limiti del gas estraibile, mostra i benefici della regimazione; infatti la distanza verticale tra le due linee corrisponde al working gas disponibile.

Durante la fase di funzionamento a regime dello stoccaggio il volume di gas estraibile (working gas) rimane costante e pari a 135,04 MSm³ mentre il cushion gas è pari a 161,67 MSm³. Infatti, al contrario della regimazione, durante la fase di estrazione del funzionamento dell'impianto a regime viene estratto tutto il gas estraibile.

A questo punto dal volume di working gas ottenuto a regime si può calcolare il valore della portata media, considerando 6 mesi per il periodo di iniezione e 6 mesi per il periodo di erogazione. Tale portata risulta pari a 31259 Sm³/h o 750218 Sm³/giorno. È possibile, inoltre, calcolare il volume alle condizioni del giacimento (quindi in Mm³) a valle della regimazione, sommando il working gas e il cushion gas e convertendo tale volume standard nelle condizioni di pressione massima e temperatura del reservoir. Il valore che si ottiene è pari a 2,289 Mm³ e questo, considerando che prima della regimazione era pari a 1,63 Mm³, dimostra l'avvenuto spiazzamento del fronte d'acqua.

5.2 Portate e pressioni

Solamente dopo l'inquadramento di un valore per la quantità di working gas si procede alla stima dei primi parametri di funzionamento dell'impianto, ovvero i valori di portata e di pressione dinamica a fondo e a testa pozzo. Prima di ciò risulta però fondamentale chiarire gli aspetti e le ipotesi basilari per la trattazione dei seguenti paragrafi.

Nelle considerazioni che seguiranno, il comportamento della portata nel tempo durante le fasi di erogazione e di iniezione è considerato indipendente dal comportamento della pressione a testa pozzo e quindi si può procedere ad una sua stima osservando le portate per impianti già noti, esattamente come fatto per i parametri del sito di riferimento nel capitolo 4. Al contrario, il comportamento della pressione è considerato totalmente dipendente dalla portata e univocamente identificato da essa.

Nella realtà questo non è esattamente vero, in quanto esistono limitazioni fisiche sulla portata estraibile o iniettabile in un giacimento, limitazioni dovute proprio alle perdite di pressione che naturalmente insorgono a causa dell'attrito tra il gas e la condotta del pozzo. Tipicamente suddette perdite dipendono dalla velocità con cui fluisce il gas, velocità che dipende dalla portata volumetrica e dalla sezione della condotta. La portata volumetrica dipende a sua volta dalla portata in massa e della densità del fluido, che per un gas, come è ben noto, è funzione della pressione e della temperatura. Inoltre, la portata iniettabile o estraibile è vincolata dalla conformazione strutturale del giacimento e quindi dall'efficienza dei meccanismi di trasporto di materia all'interno della matrice rocciosa. Come si può quindi intuire, il problema è decisamente non banale e per una corretta e accurata risoluzione servono complessi modelli fluidodinamici, che si basano sui dati derivanti dalla modellizzazione del giacimento. Tale modellizzazione, come già specificato, trascende dagli scopi del presente lavoro di tesi e da qui la necessità di semplificare la progettazione.

5.2.1 Portata

Come già anticipato, la portata in erogazione ed in iniezione per l'impianto di GREEN1 è identificata per ogni singolo giorno prendendo spunto dai valori disponibili per altri impianti esistenti. Esaminando i valori di due impianti di stoccaggio esistenti riportati in Tabella 18 e in Tabella 19 e rappresentati in Figura 21 e Figura 22 si può notare come gli andamenti della portata nel tempo siano praticamente lineari oltre che praticamente identici sia in iniezione che in erogazione.

Tabella 18: Valori di portata per l'impianto di Bagnolo Mella [58]

Mese	Portata in iniezione [Sm ³ /giorno]	Portata in erogazione [Sm ³ /giorno]
0	567412	567412
1	559211	542763
2	526316	516447
3	493421	493421
4	460526	470395
5	427632	447368
6	427632	424342

Tabella 19: Valori di portata per l'impianto di Palazzo Moroni [59]

Mese	Portata in iniezione [Sm ³ /giorno]	Portata in erogazione [Sm ³ /giorno]
0	854388	854388
1	723684	723684
2	503289	503289
3	368421	368421
4	282895	282895
5	217105	217105
6	174342	174342

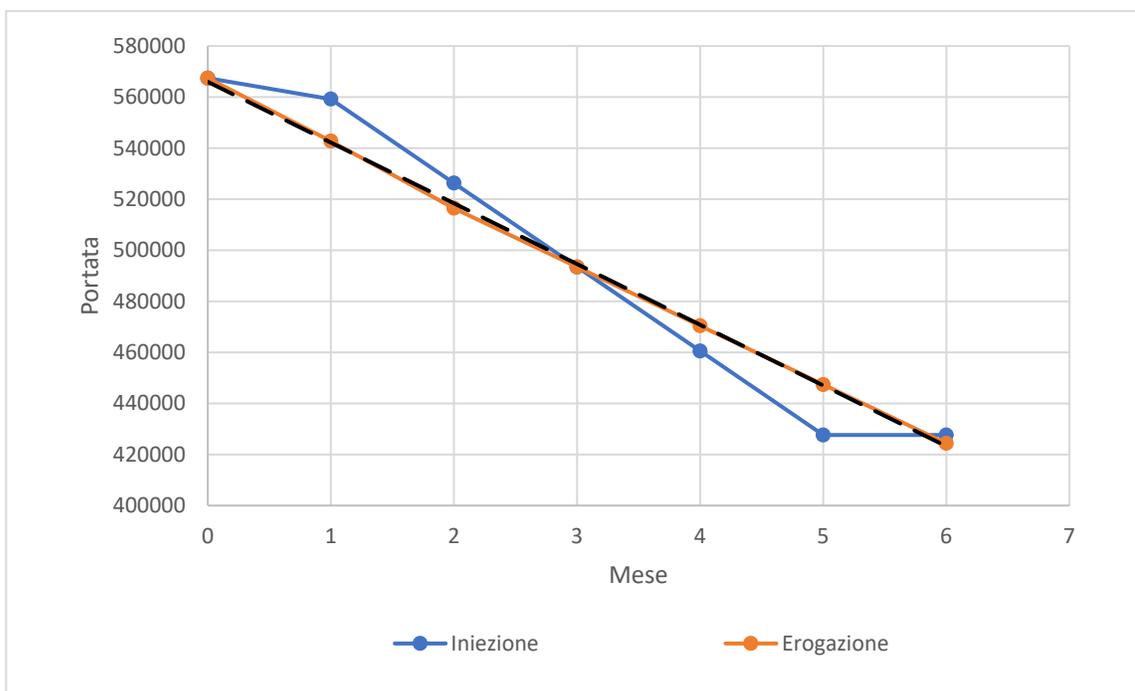


Figura 21: Grafico degli andamenti di portata per l'impianto di Bagnolo Mella

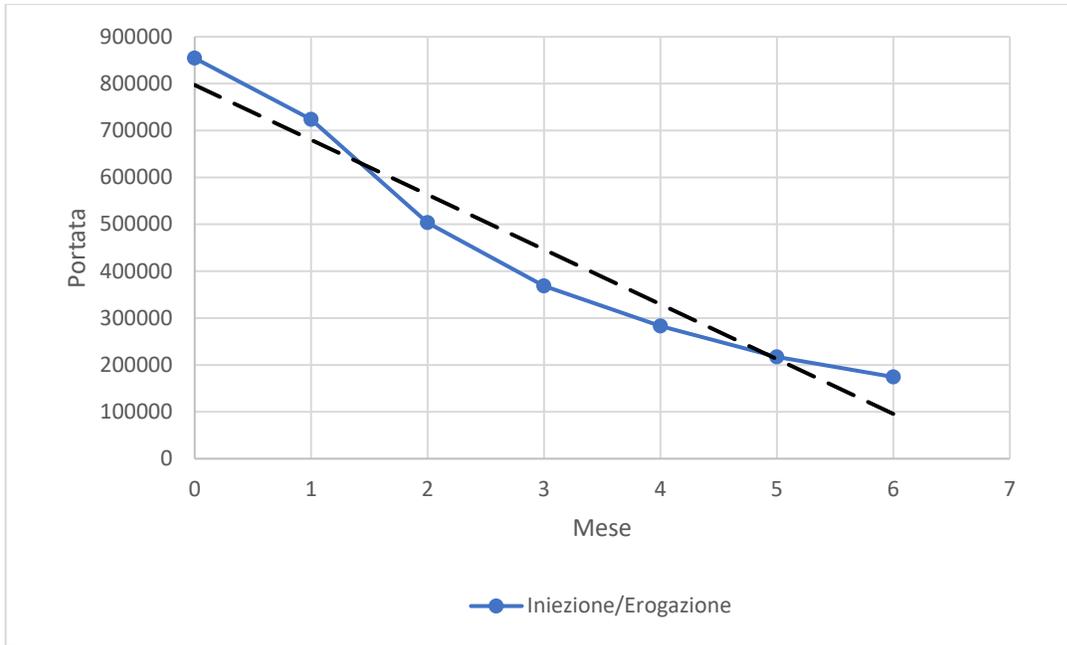


Figura 22: Grafico degli andamenti di portata per l'impianto di Palazzo Moroni

A valle di quanto esaminato si opta per un andamento lineare identico in iniezione ed in erogazione anche per la portata di GREEN1, calcolando il suo valore medio dividendo il working gas, pari a 135,04 MSm³, per i 180 giorni previsti per entrambe le fasi, ottenendo il valore, già citato nel paragrafo 5.1, di 750218 Sm³/giorno.

Per la determinazione dei valori di portata massima e minima, coerentemente con quanto già scelto per la regimazione, si sceglie di proporzionare nuovamente tali valori a quelli corrispondenti per l'impianto di Bagnolo Mella. Dai dati di esso raccolti risulta che le sue portate massime e minime siano rispettivamente circa il 115% e l'85% della portata media, ottenendo dei valori di portata massima e minima per GREEN1 rispettivamente pari a 862750 Sm³/giorno e 637685 Sm³/giorno. La retta così ottenuta ha equazione:

$$Q(t) = -1250,363 \cdot t + 862750 \left[\frac{\text{Sm}^3}{\text{giorno}} \right]$$

dove con Q si intende la portata espressa in Sm³/giorno e con t il numero di giorni contati dall'inizio del funzionamento in erogazione (1° ottobre) o in iniezione (1° aprile).

In Tabella 20 e in Figura 23 sono riportati i risultati

Tabella 20: Valori considerati per la portata in iniezione ed erogazione per GREEN1

\bar{Q} = Portata media	750218 Sm ³ /giorno
Q_{\max} = Portata massima (115% \bar{Q})	862750 Sm ³ /giorno
Q_{\min} = Portata minima (85% \bar{Q})	637685 Sm ³ /giorno

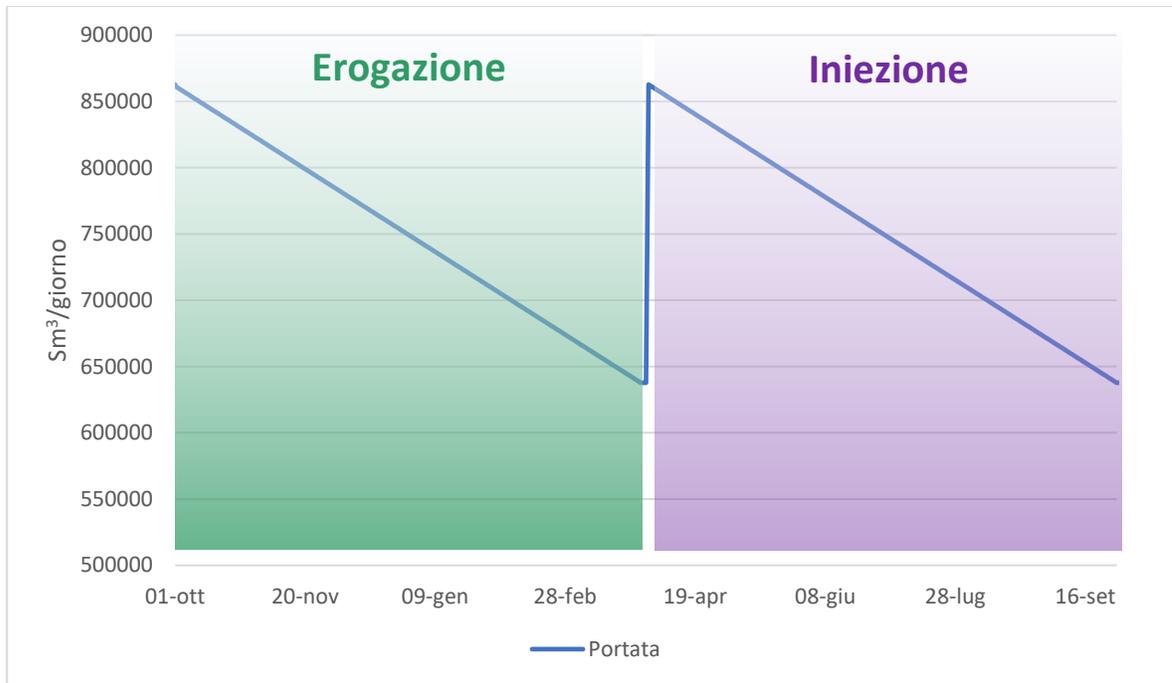


Figura 23: Andamento temporale delle portate di GREEN1

5.2.2 Pressione

Una volta inquadrati gli opportuni valori di portata si può procedere a stimare i valori di pressione dinamica previsti per l'impianto. Come già specificato in precedenza, la pressione dinamica è considerata come univocamente identificata dai valori di portata e, per la sua stima, si sfruttano formule basate su questa dipendenza. I parametri di pressione di maggiore interesse per il dimensionamento di GREEN1, e che sono in questo modo calcolati, sono il valore di pressione a fondo pozzo e a testa pozzo, ovvero quei valori previsti per la corrente di gas all'imbocco e allo sbocco della condotta.

5.2.2.1 Pressione di fondo pozzo

Per la stima della pressione di fondo pozzo si adottano due ipotesi principali:

1. la pressione di fondo pozzo coincide con la pressione media dell'intero giacimento, non considerando quindi le cadute di pressione dovute ai meccanismi di trasporto di materia nella matrice rocciosa e ai filtri che si trovano all'imbocco della condotta;
2. tale valore di pressione medio del reservoir, come già fatto per la stima dei volumi del paragrafo 4.2.3.4, è supposto calcolabile dalla legge dei gas perfetti considerando, al variare della quantità di gas stoccato, il volume del giacimento e la sua temperatura costanti nel tempo. Questo ha un notevole impatto nella semplificazione della trattazione, sebbene la situazione non coincida con la situazione reale; come infatti mostrato nel paragrafo 3.4.3, riguardante le proprietà fisiche della miscela idrogeno – gas naturale, per il valore di temperatura considerato di 45 °C ed il range di pressione variabile tra 145 e 79 bar il fattore di comprimibilità Z non è più assimilabile a 1 come per un gas perfetto, bensì è < 1 . Questo implica che il gas reale, a parità di quantità, temperatura e volume, sia ad una pressione minore rispetto a quella calcolata per un gas ideale nelle stesse condizioni; tuttavia questo

aspetto rafforza la conservatività delle ipotesi, con la cui adozione si tende quindi a sovrastimare i valori di pressione previsti.

A valle di suddette ipotesi, per il calcolo della pressione nel tempo si opta per calcolare la quantità di gas estratta ogni giorno integrando la funzione della portata e, in base alla quantità di gas rimanente nel giacimento dopo ogni estrazione giornaliera, si ricalcola la pressione. Prendendo di riferimento il giorno i -esimo generico e il successivo $i+1$ -esimo si può identificare, attraverso l'equazione di stato del gas ideale, la relazione che lega la differenza di pressione da un giorno all'altro con la differenza della quantità di gas nel giacimento espressa in metri cubi standard:

$$p_{i+1} = \frac{n_{i+1}RT}{V}$$

$$p_i = \frac{n_iRT}{V}$$

$$\Delta p = p_{i+1} - p_i = \frac{RT}{V}(n_{i+1} - n_i) = \frac{RT}{V} \cdot \Delta n$$

$$\Delta n = n_{i+1} - n_i = \frac{p_0 V_{0,i+1}}{RT_0} - \frac{p_0 V_{0,i}}{RT_0} = \frac{p_0}{RT_0} \Delta V_0$$

dove:

- p , V , n , e T identificano rispettivamente la pressione, il volume, le moli e la temperatura del giacimento e i e $i+1$ identificano il giorno i -esimo ed il successivo; va ricordato che T e V sono considerati per ipotesi costanti e uguali rispettivamente a 318 K (45 °C) e $2,289 \times 10^6 \text{ m}^3$;
- il pedice 0 identifica le condizioni standard, quindi 1 atm e 288 K ed il volume V_0 in Sm^3 ;

Ricordando, inoltre, che la portata Q calcolata nel paragrafo 5.2.1 è in $\text{Sm}^3/\text{giorno}$, vale la seguente:

$$Q(t) = \frac{dV_0}{dt} \rightarrow \Delta V_0 = \int Q(t) dt$$

ed essendo Q lineare nel tempo si può semplificare:

$$\Delta V_0 = \pm \frac{Q_{i+1} + Q_i}{2} \cdot \Delta t = \pm \frac{Q_{i+1} + Q_i}{2}$$

considerando $\Delta t = 1$ giorno e dove il segno positivo è utilizzato per la fase di iniezione e il segno negativo per la fase di erogazione. Infine si ottiene la formula:

$$p_{i+1} = p_i \pm \frac{T}{T_0} \frac{p_0}{V} \frac{Q_{i+1} + Q_i}{2}$$

Partendo quindi dal valore iniziale di 145 bar per la fase di erogazione e calcolando il valore di Q come descritto nel paragrafo 5.2.1 si ottiene, reiterando il processo per tutti i giorni di erogazione, un andamento della pressione di fondo pozzo come quello mostrato in Figura 24. Ripetendo il procedimento si ottiene un andamento simmetrico per la pressione di fondo pozzo in iniezione.

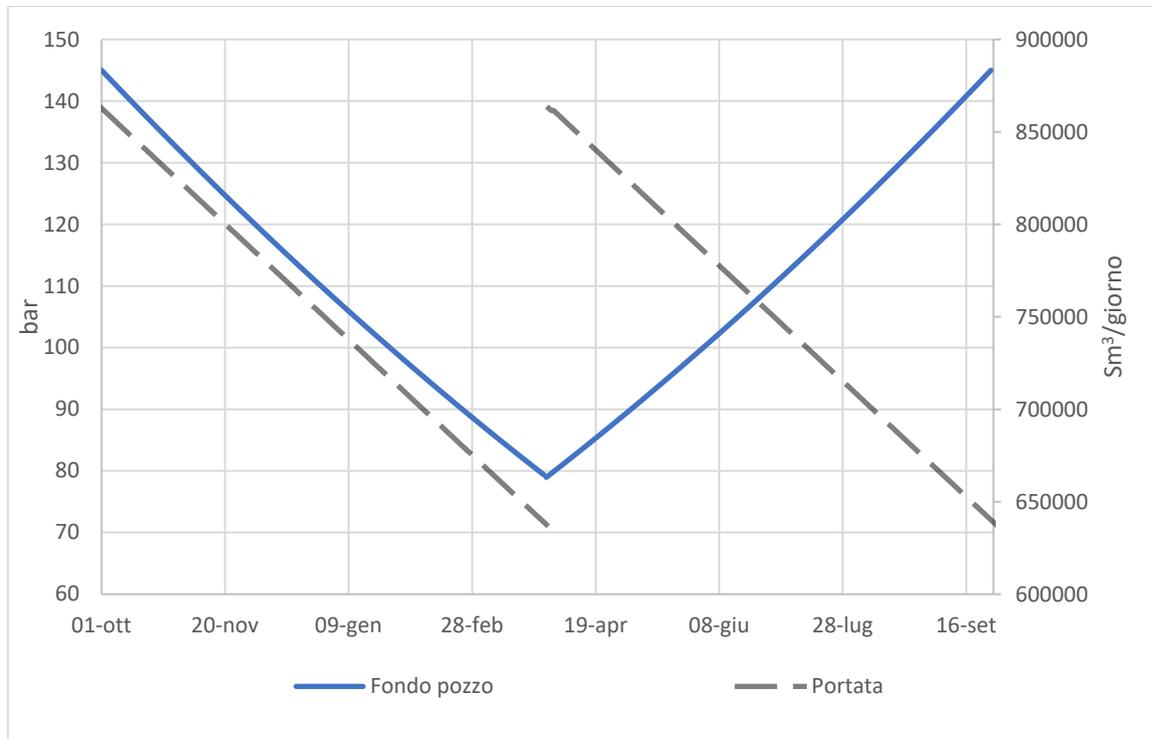


Figura 24: Andamento annuale della pressione di fondo pozzo e della portata per l'impianto di GREEN1

5.2.2.2 Pressione di testa pozzo

La pressione a testa pozzo è il valore di pressione che la corrente di gas possiede all'ingresso (in fase di iniezione) o in uscita (in fase di erogazione) dal pozzo. Tale valore, come è intuibile, è legato in primo luogo al valore di pressione a fondo pozzo, a cui però si sovrappongono gli effetti termofluidodinamici dovuti al passaggio della portata di gas all'interno della condotta. Prime fra tutti vi sono le perdite di pressione dovute all'attrito e al moto turbolento del fluido, a cui vanno ad aggiungersi gli effetti gravitazionali dovuti alla notevole differenza di quota tra la testa e il fondo pozzo. Non ultimo vi è lo scambio termico che avviene tra il fluido e la roccia circostante, da cui deriva una variazione di temperatura del fluido e conseguentemente la variazione delle sue proprietà fluidodinamiche come la densità, la viscosità, etc. Vista la complessità dei problemi termofluidodinamici che è necessario risolvere per ottenere i valori richiesti si sceglie di cercare nella letteratura di settore un modello semplificato di supporto alla trattazione. Il modello trovato e utilizzato è il modello di M. Liu, B. Bai e X. Li [60] che permette di calcolare la pressione di testa pozzo sia in erogazione che in iniezione basandosi sulla risoluzione delle equazioni differenziali per il flusso stazionario monodimensionale all'interno di una condotta. Le assunzioni per la sua applicazione sono le seguenti:

- Il fluido è considerato Newtoniano e monofase e il gas è considerato perfetto;
- Il flusso è stazionario e monodimensionale;
- Tutte le proprietà fisiche sono costanti su qualunque sezione della condotta;
- Vi è scambio termico tra la condotta e le rocce circostanti e la temperatura di esse varia linearmente con la profondità;
- La condotta è verticale e le sue variazioni in diametro sono trascurabili.

La risoluzione delle equazioni differenziali è realizzata utilizzando il metodo delle differenze finite all'indietro; tale metodo si basa sulla discretizzazione della condotta nella sua lunghezza in piccoli intervalli delimitati da dei punti detti "nodi", rappresentati dalle linee tratteggiate in Figura 25, e calcola la pressione in ogni nodo considerando costanti nell'intervallo le proprietà calcolate al nodo precedente. Nello specifico nella figura è mostrato a sinistra il sistema di riferimento scelto per la fase di erogazione, misurando la quota z da fondo pozzo, e a destra quello per la fase di iniezione, partendo da testa pozzo.

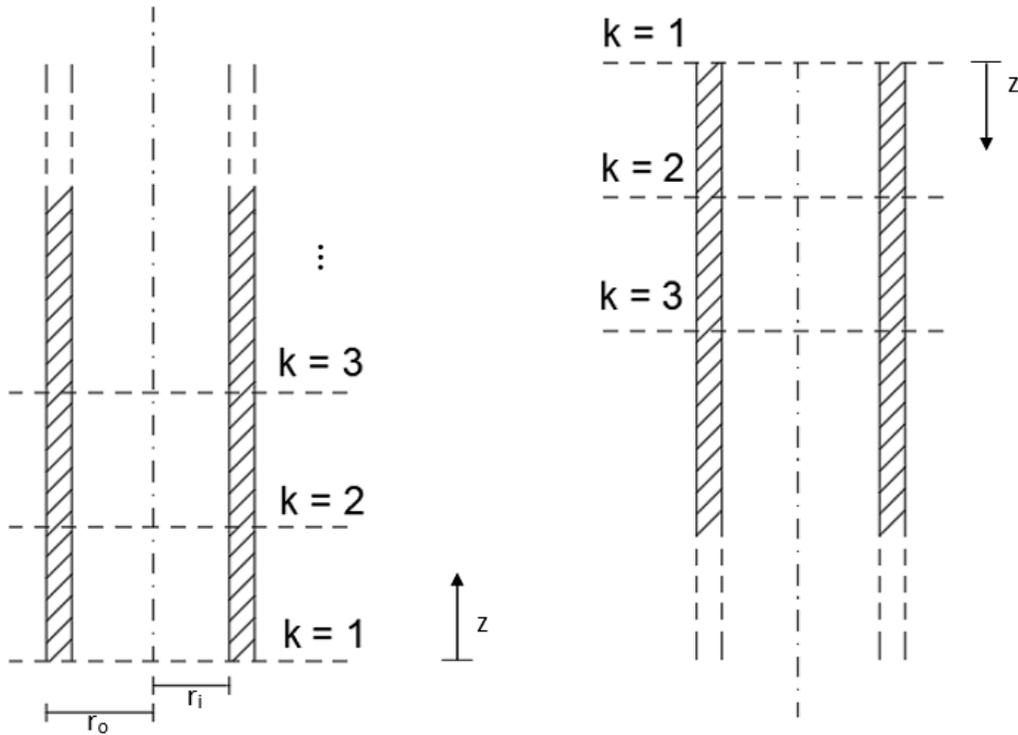


Figura 25: Rappresentazione del sistema di riferimento per la risoluzione delle equazioni del moto

La soluzione per il caso dell'erogazione è la seguente:

$$p_{k+1} = p_k - \left(\Delta z g \frac{p_k M}{RT_k} + \frac{\Delta z \lambda C^2 RT_k}{4r_i p_k M} \right) / \left(1 - \frac{C^2 RT_k}{M p_k^2} \right)$$

mentre per l'iniezione:

$$p_{k-1} = p_k + \left(-\Delta z g \frac{p_k M}{RT'_k} + \frac{\Delta z \lambda C^2 RT'_k}{4r_i p_k M} \right) / \left(1 - \frac{C^2 RT'_k}{M p_k^2} \right)$$

dove:

- p [Pa] è la pressione e il pedice k identifica il nodo di riferimento;
- Δz [m] è la distanza lungo la condotta tra due nodi contigui;
- g [m/s^2] è l'accelerazione di gravità;

- M [kg/mol] è la massa molare del gas, in questo caso pari a 0,0146;
- R [J/(kg K)] è la costante universale dei gas;
- T [K] è la temperatura dei nodi nella fase di erogazione;
- T' [K] è la temperatura dei nodi nella fase di iniezione;
- λ [-] è il fattore di attrito;
- $C = G/S$ [kg/(s m²)] dove G è la portata in massa [kg/s] e S è la sezione della condotta [m²]; tale parametro risulta, dalla conservazione della massa, costante lungo tutta la condotta. Ipotizzando che la portata di gas sia equamente ripartita nelle 4 teste pozzo, G è pari a un quarto della portata totale in massa elaborata dall'impianto, che a sua volta è calcolata convertendo in massa la portata giornaliera in Sm³/giorno ottenuta nel paragrafo 5.2.1;
- r_i è il raggio interno della condotta pari a 0,0482 m;
- r_o è il raggio esterno della condotta pari a 0,0571 m;

Utilizzando le formule appena mostrate è possibile calcolare la pressione a testa pozzo reiterando i calcoli per tutti i nodi, a cominciare dal primo a fondo pozzo per cui i valori di pressione sono noti. Il processo è quindi ripetuto per ogni giorno della fase di erogazione e di iniezione prendendo come pressione per il primo nodo i valori calcolati nel paragrafo precedente. Lo stesso è fatto per il valore del parametro C , prendendo i valori di portata giornalieri del paragrafo 5.2.1.

Per quanto riguarda la temperatura è necessario impostare un modello di scambio termico e, applicando la conservazione dell'energia tra i nodi, calcolare la temperatura per tutti i nodi, sia in erogazione che in iniezione. Di seguito sono riportate le ipotesi e le formule utilizzate per stimare la temperatura lungo la condotta (Figura 26) basandosi, come consigliato da [60], sul modello termofluidodinamico di H. J. Ramey, Jr. [61].

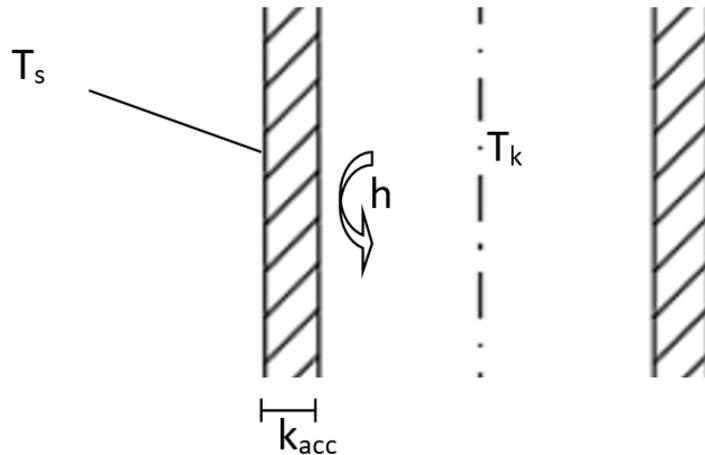


Figura 26: Descrizione dei parametri termici del sistema per la trasmissione del calore

Dalla conservazione dell'energia applicata tra due sezioni contigue della condotta, essendo nullo il lavoro svolto sul fluido, trascurando le variazioni di energia cinetica e considerando che l'entalpia per un gas perfetto non dipende dalla pressione ma solo dalla temperatura, si ottiene:

$$\delta q = Ggdz + Gc_p dT_k$$

dove:

- δq [W] indica la potenza termica scambiata nella sezione di tubo di lunghezza dz [m];
- G [kg/s] indica la portata in massa;
- g [m/s^2] è l'accelerazione di gravità;
- c_p [J/(kg K)] è il calore specifico a pressione costante;
- T_k [K] è la temperatura del fluido nella k -esima sezione della condotta.

Il calore scambiato attraverso la condotta è inoltre espresso con:

$$\delta q = -2\pi r_i U dz (T_k - T_s)$$

$$T_s = aZ + b$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h} + \frac{r_i \ln(r_i/r_o)}{k_{acc}}$$

dove:

- U [W/(m² K)] è il coefficiente globale di scambio termico tra roccia e gas;
- T_s [K] è la temperatura della roccia circostante, supposta costantemente uguale alla temperatura della superficie esterna della condotta e calcolata considerando il gradiente geotermico;
- a e b sono rispettivamente il gradiente geotermico $\pm 0,015$ K/m e la temperatura alla quota corrispondente a $k = 1$; per il caso dell'erogazione, essendo $k = 1$ corrispondente alla sezione di fondo pozzo e la quota Z crescente verso l'alto, il segno di a è negativo e b vale 318 K; per l'iniezione, essendo $k = 1$ la sezione di testa pozzo e la profondità Z positiva verso il basso, il segno di a è positivo e b vale 288 K;
- h è il coefficiente di scambio termico per convezione dal lato interno della condotta, che tipicamente per le applicazioni di questo tipo vale circa 20 W/(m²K) [61];
- k_{acc} è la conducibilità termica dell'acciaio pari a 50 W/(m K).

Si ottiene dunque, utilizzando il metodo alle differenze finite all'indietro:

$$\pm G g \Delta z + G c_p (T_{k+1} - T_k) = -2\pi r_i U \Delta z (T_k - T_s)$$

$$T_{k+1} = T_k + \frac{2\pi r_i U \Delta z}{G c_p} (T_s - T_k) - \frac{g \Delta z}{c_p}$$

$$T'_{k+1} = T'_k + \frac{2\pi r_i U \Delta z}{G c_p} (T_s - T'_k) + \frac{g \Delta z}{c_p}$$

dove il segno per il termine gravitazionale $\frac{g \Delta z}{c_p}$ è negativo in erogazione e positivo in iniezione. T e

T' sono le temperature richieste dalle formule per la pressione descritte sopra e i valori di T_1 e T'_1 sono rispettivamente fissati a 45 °C e 50 °C; la temperatura di 50 °C per il gas in ingresso a testa pozzo in fase di iniezione è stabilita analizzando i valori disponibili per l'impianto di Palazzo Moroni [59], che considera tale temperatura come quella massima in uscita dall'unità di compressione del gas.

Implementando questo metodo in un programma MATLAB, il cui script è riportato in ALLEGATO 1, e ripetendo tutti i calcoli per ogni giorno si ottiene un profilo di pressione di testa pozzo come quello riportato in Figura 27.

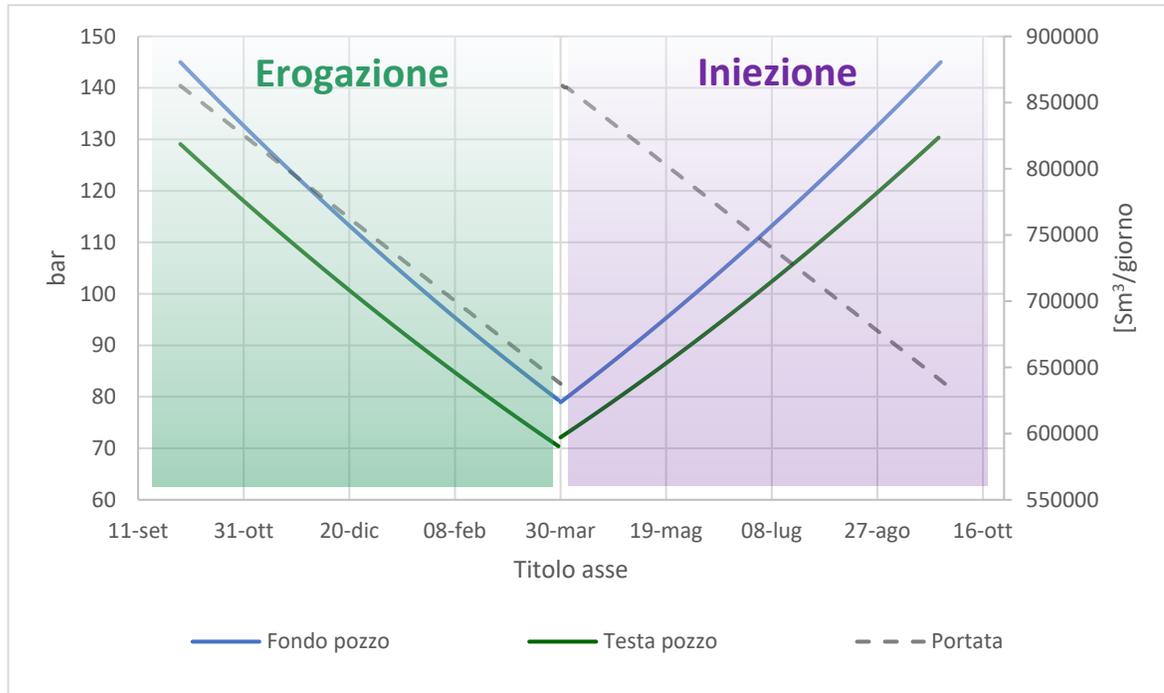


Figura 27: Grafico dell'andamento delle pressioni e delle portate per GREEN1

Si noti come il piccolo salto di discontinuità per la pressione di testa pozzo al momento del passaggio dalla fase di erogazione alla fase di iniezione sia sinonimo della ridotta entità delle perdite di pressione distribuite lungo la condotta; decisamente più preponderante è invece l'effetto del peso della colonna di gas, che nel caso dell'iniezione permette di avere i valori di pressione richiesti a fondo pozzo a fronte di valori di testa non dissimili da quelli registrati per la fase di erogazione. La causa di ciò è imputabile agli elevati valori di pressione in generale, che conferiscono al gas un'elevata densità e quindi un maggiore peso nella colonna di fluido presente nella condotta; per impianti caratterizzati da minori valori di pressione, magari dovuti a una minore profondità del giacimento, il termine gravitazionale nelle formule della pressione ha un minore impatto, aumentando invece l'effetto delle perdite distribuite lungo la condotta e risultando in una traslazione delle curve della pressione a testa pozzo per la fase di iniezione e di erogazione rispettivamente verso l'alto e verso il basso.

È bene specificare che i calcoli appena descritti si basano su importanti semplificazioni, necessarie per il proseguimento della trattazione in assenza di precisi e specifici modelli di giacimento. Le principali supposizioni sono:

- il sistema condotta – rocce per la modellizzazione dello scambio termico è supposto essere così definito dal fondo fino alla testa pozzo, non considerando che nella realtà, come spiegato nel paragrafo 4.2.3.3, l'ultima porzione di condotta incontra rocce con temperature diverse da quelle previste secondo la formula del gradiente geotermico e soggette invece a

fluttuazioni stagionali, e che gli ultimi 25 m si trovano immersi nel mare, per il quale lo scambio termico è regolato principalmente da meccanismi convettivi e non conduttivi come nel sottosuolo;

- la stratigrafia della condotta è molto semplificata, assumendo che vi sia solamente una parete di acciaio a separare il gas dalle rocce circostanti; nella realtà il pozzo è realizzato mediante diversi tubi concentrici che rappresentano altrettante resistenze termiche al flusso di calore;
- la temperatura della superficie esterna della condotta in acciaio viene fissata pari al valore delle rocce secondo il gradiente geotermico; nel caso reale tale temperatura è posseduta dalle rocce ad una sufficiente distanza dalla condotta, mentre, a causa della conduzione del calore dal fluido verso le formazione rocciosa o viceversa, attorno alla tubazione si sviluppa un gradiente termico radiale, per cui la temperatura delle rocce immediatamente a contatto con essa risulta diversa dalla temperatura delle rocce distanti da essa.

Come già annunciato la considerazione puntuale di questi e di molti altri parametri non rientra nell'ambito di questo lavoro di tesi, per il cui approfondimento si raccomanda un dettagliato studio geofisico del giacimento. Tuttavia, per conferire consistenza e veridicità ai dati ottenuti considerando le precedenti ipotesi semplificative (identificate come “Caso 1”), i calcoli effettuati sono ripetuti considerando altri due casi limite, scelti così da essere diametralmente opposti rispetto al Caso 1 e in questo modo includere tutti possibili effetti dei fenomeni appena elencati e tralasciati per il primo caso. I due casi limite sono:

1. “Caso 2”: si considera che ad ogni k-esimo nodo il fluido nella condotta sia in perfetto equilibrio termico con la roccia circostante, calcolando la sua temperatura mediante il gradiente geotermico e assumendo quindi una resistenza termica nulla tra il gas e le rocce. La formula per la temperatura del fluido diventa quindi:

$$T_{k+1} = T_k + a\Delta z$$

sia per la fase di erogazione che per la fase di iniezione, dove il parametro a è definito nelle stesse modalità del Caso 1.

2. “Caso 3”: si considera che vi sia totale assenza di scambio termico tra il fluido e la roccia, corrispondente ad una resistenza termica infinita; in questo modo dalla conservazione dell'energia risulta che:

$$0 = Gdz + Gc_p dT_k$$

da cui:

$$T_{k+1} = T_k - \frac{g\Delta z}{c_p}$$

$$T'_{k+1} = T'_k + \frac{g\Delta z}{c_p}$$

ovvero che la temperatura del gas vari solamente a causa della variazione di energia potenziale del fluido.

In Tabella 21 sono riportati i valori così calcolati confrontati con il primo caso di scambio termico:

Tabella 21: Valori di pressione a testa pozzo per i diversi casi di scambio termico agli estremi dei periodi di funzionamento

Pressione di testa pozzo	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Primo giorno – Erogazione	129,09	128,9	128,42
Primo giorno – Iniezione	72,13	72,77	72,62
Ultimo giorno – Erogazione	70,41	70,09	69,84
Ultimo giorno – Iniezione	130,34	130,17	129,95

Si noti come la variazione dei dati da caso a caso sia di minima entità, confermando la veridicità dei dati ottenuti con il Caso 1 e dimostrando, per lo meno nell’ambito di questo lavoro di tesi, la ridotta influenza dello scambio termico sulla dinamica generale del problema.

5.3 Modi di funzionamento

Una volta definite le condizioni al contorno appena mostrate, è possibile procedere con la concezione e il dimensionamento vero e proprio dell’impianto. La scelta delle varie unità è operata analizzando alcuni impianti di stoccaggio in giacimento già esistenti in Italia, trovando i punti in comune riguardanti i loro processi ed implementandoli nel progetto di GREEN1.

Gli impianti esaminati sono i seguenti:

- Il progetto di Palazzo Moroni [49]: il progetto “Palazzo Moroni” di Edison Stoccaggio S.p.A. consiste nella conversione a stoccaggio di gas naturale del giacimento onshore esaurito denominato “Verdicchio” nel comune di Sant’Elpidio a Mare (FM). In particolare, si prevede di stoccare il gas fino a raggiungere la pressione statica originaria del giacimento pari a 126,7 bar ottenendo una portata di punta pari a 0,85 MSm³/giorno in iniezione ed in erogazione. L’impianto è caratterizzato da un’area cluster dove sono presenti tutti gli equipment necessari alle due teste pozzo, una centrale di compressione con due elettrocompressori alternativi per l’iniezione del gas in giacimento e un’unità di trattamento del gas a glicole trietilenico per la purificazione del gas durante la fase di erogazione e prima della sua immissione nella rete nazionale. Nello specifico, in fase di erogazione sono previste due fasi distinte e successive: una fase di erogazione spontanea, in cui il gas fuoriesce ad un valore di pressione sufficiente per essere immesso direttamente in rete senza necessità di operazioni di compressione, ed una fase di erogazione con compressione, in cui invece, è necessario portare il gas nelle condizioni ottimali per la sua immissione in rete comprimendolo per mezzo degli stessi compressori utilizzati nella fase di iniezione.
- Il progetto di Bagnolo Mella [58]: l’impianto “Bagnolo Mella” di Edison Stoccaggio S.p.A. a Capriano del Colle (BS) prevede di iniettare gas naturale per stoccaggio temporaneo; analogamente al progetto di Palazzo Moroni, il progetto di Bagnolo Mella consente il raggiungimento della pressione statica originaria del giacimento pari a 133,5 bar con una portata di punta pari a 0,6 MSm³/giorno sia in erogazione che in iniezione. L’impianto è anch’esso caratterizzato da un’area cluster dove è presente la testa pozzo,

una centrale di compressione con un elettrocompressore alternativo dimensionato sul 100% della portata ammissibile per l'iniezione del gas in giacimento ed un'unità di trattamento gas a glicole trietilenico per la purificazione del gas durante la fase di erogazione e prima della sua immissione nella rete nazionale. In erogazione il gas estratto dal giacimento è immesso in rete per pressione propria, quindi non risulta necessaria la sua compressione nell'arco dei sei mesi di durata della fase erogazione.

- Il progetto di Ripalta [62]: l'impianto di stoccaggio "Ripalta" di STOGIT S.p.A. è costituito da 4 cluster per un totale di 35 pozzi a cui sono collegate la centrale di compressione e la centrale di trattamento rispettivamente nei comuni di Ripalta Cremasca e Ripalta Guerina (CR). La portata di punta è pari a 35 MSm³/giorno con un raggiungimento del valore di pressione in giacimento pari al 110% del valore di pressione statica originaria, ovvero 199,4 bar. Il raggiungimento di un valore di pressione, maggiore della pressione statica di giacimento, è stato autorizzato da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) d'intesa con la Regione interessata, in questo caso la Lombardia. La centrale di compressione presenta due turbocompressori centrifughi il cui funzionamento è previsto per la sola fase di iniezione mentre la centrale di trattamento gas, attiva in erogazione, sfrutta la già citata disidratazione a glicole trietilenico.
- Il progetto di Bordolano [63]: il progetto "Bordolano" di STOGIT S.p.A., situato nel comune di Bordolano (CR) prevede lo sfruttamento di 2 pozzi esistenti e la perforazione di 7 nuovi pozzi per lo stoccaggio di gas naturale. Con una portata di punta pari a 20 MSm³/giorno, il valore massimo di pressione previsto nel giacimento è pari al valore di pressione originaria pari a 235,36 bar. L'unità di trattamento del gas prevede il raffreddamento e la conseguente disidratazione per effetto Joule-Thomson. Per questo motivo è richiesta una maggiore pressione a monte dell'unità e, di conseguenza, è prevista la compressione del gas anche nella fase di erogazione.

L'Opzione 2 analizzata in questo lavoro di tesi ha l'obiettivo di definire il basic design di un impianto che sia in grado di realizzare lo stoccaggio temporaneo della miscela idrogeno – gas naturale selezionata, dunque lavorare nelle due modalità:

- Iniezione: Iniezione in giacimento della miscela gassosa, prelevata dalla rete gas nazionale. Durante questa fase la pressione in giacimento cresce all'aumentare dei volumi di gas iniettati ed è condizionata dalle caratteristiche petrofisiche/geostrutturali del giacimento, dal meccanismo di produzione e dalla capacità di compressione degli impianti di superficie [57].
- Erogazione: Estrazione della miscela gassosa dal giacimento ed immissione dello stesso nella rete gas nazionale. Durante la fase di erogazione la pressione in giacimento decresce all'aumentare dei volumi di gas erogati ed è condizionata dalle caratteristiche petrofisiche/geostrutturali del giacimento e dal meccanismo di produzione [57].

Le due modalità vengono alternate seguendo l'andamento della domanda di gas in un anno: nel periodo invernale sarà attiva la fase di erogazione per integrare la fornitura di gas alla rete mentre nel periodo estivo sarà attiva la fase di iniezione, prelevando il gas non richiesto e stoccandolo per la stagione successiva.

Inoltre, l'impianto deve essere in grado di passare da una all'altra in caso di necessità. Si sottolinea che in questo design basic è stato supposto che l'impianto lavori in modalità iniezione continuativamente per sei mesi e in modalità estrazione per i restanti sei mesi dell'anno. Tale scelta

è giustificata sia dal fatto che questa ciclizzazione aiuta a non sollecitare eccessivamente la struttura porosa caratteristica del giacimento sia dal fatto che in questo modo si possono identificare le condizioni limite di funzionamento dell'impianto (ad esempio in termini di pressioni di testa pozzo) essenziali in fase di dimensionamento dei componenti da installare a bordo della piattaforma.

Si prevede di non ricomprimere il gas in fase di erogazione, poiché la pressione minima di testa pozzo prevista è pari a 70,41 bar, sufficiente a garantire il trasferimento della miscela onshore pur considerando tutte le perdite di carico. Inoltre, all'arrivo della sealine onshore la facility ricevente è supposta dotata di una stazione di ricompressione che riporti il gas nelle condizioni di pressione compatibili con le condizioni di rete nazionale e una stazione di misura fiscale che contabilizzi la produzione.

A valle dell'analisi svolta sugli impianti appena citati si può procedere a delineare per analogia il processo svolto dall'impianto di stoccaggio di GREEN1 e, una volta stabilito il processo, si possono realizzare i corrispondenti diagrammi di processo, o *process flow diagram – PFD*, riportati nell'ALLEGATO 2.

5.3.1 Erogazione

Nella fase di erogazione è prevista l'estrazione del gas dal giacimento, il suo trattamento e invio alla stazione di terra, dove viene poi compresso fino alle condizioni idonee per la sua immissione in rete.

È opportuno che la fase di erogazione coincida con il periodo invernale dell'anno, ovvero con la maggiore domanda di gas dalla rete. Per stabilire indicativamente un riferimento annuale per le varie fasi di funzionamento di questo impianto, si è scelto che l'erogazione cominci il 1° ottobre e si concluda 6 mesi dopo, ovvero il 31 marzo. Si specifica che nel funzionamento reale tale periodo potrebbe subire variazioni dettate da fattori esterni, basati principalmente sulla naturale imprevedibilità della domanda della rete a cui l'impianto di stoccaggio in caso di necessità deve rispondere.

Immediatamente a valle delle quattro teste pozzo la miscela è convogliata in un unico separatore di testa pozzo: il gas in uscita dal giacimento, infatti, trascina con sé una portata di acqua liquida, detta acqua di strato, che deve essere opportunamente rimossa sia per evitare fenomeni ossidativi delle pipeline e quindi corrosione delle stesse sia per evitare l'accumulo di sedimenti rocciosi.

Dopo il separatore di testa pozzo, per evitare la formazione di idrati nelle condotte, è necessaria l'iniezione di una soluzione di glicole monoetilenico (MEG) che ha il duplice effetto di proteggere le tubazioni e assorbire la restante quantità di acqua di strato trascinata sottoforma di goccioline dalla miscela.

Il MEG ricco di acqua viene poi separato da un separatore demister e inviato a terra insieme all'acqua di strato, già rimossa dal separatore di testa pozzo. La miscela di gas viene poi riscaldata in un riscaldatore alimentato a gas per assicurare il corretto funzionamento della successiva unità di disidratazione dove il gas viene disidratato mediante l'utilizzo di glicole trietilenico (TEG). Questo package ha un valore massimo di pressione ammissibile (83,73 bar) per cui durante il primo periodo di erogazione è necessario operare una laminazione sulla portata. Dal momento che il gas a monte della disidratazione è saturo d'acqua, per evitarne la condensazione per effetto Joule-Thomson, la

laminazione deve avvenire dopo il riscaldamento della miscela, quindi subito a monte dell'unità TEG.

A valle della disidratazione la miscela ha il valore di *dew-point* richiesto dal codice di rete e può essere inviata a terra dov'è immessa nella rete di distribuzione, se necessario, a valle di una compressione.

5.3.2 Iniezione

Nella fase di iniezione è previsto il prelievo della miscela dalla rete, il suo invio in piattaforma, la sua compressione a bordo e infine l'immissione in giacimento.

È opportuno che la fase di iniezione coincida con il periodo estivo dell'anno ovvero con la minore domanda di gas dalla rete. Per stabilire indicativamente un riferimento annuale per le varie fasi di funzionamento di questo impianto, si è scelto che l'iniezione cominci il 1° aprile e si concluda 6 mesi dopo, ovvero il 30 settembre. Si specifica che nel funzionamento reale tale periodo potrebbe subire variazioni dettate da fattori esterni, basati principalmente sulla naturale imprevedibilità della domanda della rete a cui l'impianto di stoccaggio deve rispondere.

La miscela in arrivo dalla stazione di terra viene compressa da due compressori operanti in parallelo al 50% della portata totale e poi immessa in giacimento attraverso i 4 pozzi di GREEN1. Al contrario della fase di erogazione, il gas non necessita di particolari trattamenti in quanto viene prelevato direttamente dalla rete e dunque anidro e senza impurezze rilevanti.

5.3.3 Cambio fase di funzionamento: da erogazione a iniezione

Il progetto prevede che il 180° giorno della fase di erogazione la pressione nel giacimento arrivi al valore limite inferiore di 79 bar: a questo punto il sistema passa in modo automatico dalla configurazione di erogazione alla configurazione di iniezione.

Il cambio di fase operativa può anche avvenire in altre occasioni, dettate dall'imprevedibilità della domanda della rete; infatti potrebbe accadere, ad esempio, che, durante la fase di erogazione, la domanda di gas delle utenze sia particolarmente ridotta, così da rendere necessario l'arresto della stessa o addirittura l'avvio dell'iniezione in giacimento. In tal caso, lo switch operativo è deciso dall'operatore in remoto, purché si rispettino i limiti di pressione ammessi.

Al momento del cambio di fase si effettuano le seguenti operazioni:

- Le valvole di testa pozzo dedicate all'erogazione (D1-XV-001/2/3/4) vengono chiuse e vengono aperte le valvole di testa pozzo dedicate all'iniezione (D1-XV-005/6/7/8), che bypassano le valvole di non ritorno necessarie nella fase di estrazione in caso di squilibrio di pressione tra i pozzi.
- I componenti necessari al trattamento gas in fase erogazione vengono bypassati: in particolare, si bypassa il separatore (D2-S-001), il package di iniezione MEG (C1-T-001), il demister (D2-D-001), il riscaldatore (D2-H-001) e la colonna di disidratazione (D3-CD-001), chiudendo le valvole a valle e a monte di tale unità (D2-XV-001 e D3-XV-006).
- Il package di compressione (D4-TC-001A/B) viene allineato alla sealine e alle teste pozzo, aprendo la valvola che connette la sealine al package di compressione (D3-XV-005) e la valvola della linea che connette l'outlet dell'unità di compressione alle teste pozzo (D4-XV-001).

- Il rigeneratore del TEG (D3-R-001) e la caldaia asservita al riscaldatore (D2-H-002) vengono arrestati.
- Il buffer del combustibile (D3-B-001) viene isolato così da mantenere la quantità di gas necessaria al prossimo avvio della fase di erogazione chiudendo le valvole dedicate (D3-XV-002, D3-XV-004, D2-XV-005).
- Le pompe di trasferimento a terra dei reflui (D5-P-001A/B) vengono spente.
- La pompa di iniezione MEG (C1-P-001) viene arrestata.
- I componenti vengono depressurizzati tramite l'invio alla torcia del gas presente, le valvole di scarico vengono chiuse così da mantenere il livello di liquido in caso fosse necessario cambiare nuovamente in erogazione e vengono arrestate e la caldaia asservita al riscaldatore.
- I turbocompressori (D4-TC-001A/B) vengono attivati e, dopo un transitorio di pressurizzazione e accensione, la miscela è compressa fino alla pressione richiesta a testa pozzo.

5.3.4 Cambio fase di funzionamento: da iniezione a erogazione

Analogamente a quanto detto nel paragrafo precedente, quando il valore di pressione nel giacimento raggiunge il valore massimo (145 bar), previsto al 180° giorno della fase di iniezione, il sistema passa dalla configurazione di iniezione alla configurazione in erogazione.

Il cambio di fase operativa può anche avvenire in altre occasioni, dettate dall'imprevedibilità della domanda della rete; infatti potrebbe accadere, ad esempio, che, durante la fase di iniezione, la domanda di gas sia particolarmente elevata, così da rendere necessario l'arresto della stessa o addirittura l'avvio dell'erogazione. In tal caso, lo switch operativo è deciso dall'operatore in remoto, purché si rispettino i limiti di pressione ammessi per il giacimento.

Al momento di cambio di fase si effettuano le seguenti operazioni:

- I turbocompressori (D4-TC-001A/B) vengono arrestati.
- Le valvole di testa pozzo dedicate all'iniezione (D1-XV-005/6/7/8) vengono chiuse e vengono aperte le valvole di testa pozzo dedicate all'erogazione (D1-XV-001/2/3/4), che prevedono il passaggio del gas per le valvole di non ritorno necessarie nella fase di estrazione in caso di squilibrio di pressione tra i pozzi.
- Il package di compressione (D4-TC-001A/B viene) viene bypassato, chiudendo la valvola che connette la sealine al package di compressione (D3-XV-005) e la valvola della linea che connette l'outlet dell'unità di compressione alle teste pozzo (D4-XV-001).
- I componenti necessari al trattamento gas in fase erogazione vengono allineati: in particolare, si allinea il separatore (D2-S-001), il package di iniezione MEG (C1-T-001), il demister (D2-D-001), il riscaldatore (D2-H-001) e la colonna di disidratazione (D3-CD-001), aprendo le valvole a valle e a monte di tale unità (D2-XV-001 e D3-XV-006).
- Il rigeneratore del TEG (D3-R-001) e la caldaia asservita al riscaldatore (D2-H-002) vengono attivati.
- Il buffer del combustibile (D3-B-001) viene utilizzato per alimentare il rigeneratore di TEG e la caldaia del riscaldatore gas per il transitorio di riscaldamento aprendo le valvole dedicate (D3-XV-002, D3-XV-004, D2-XV-005).
- Le pompe di trasferimento a terra dei reflui (D5-P-001A/B) vengono attivate.
- La pompa di iniezione MEG (C1-P-001) viene attivata.
- L'unità di compressione viene depressurizzata tramite l'invio alla torcia del gas presente.

- Al termine del transitorio di avvio, il buffer del combustibile è allineato in modo da ripristinare il livello di gas contenuto.

5.3.5 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. I prodotti chimici delle linee di separazione acqua e trattamento gas devono essere in posizione e collegati. Non vi devono essere perdite né lungo la linea principale né sulle linee degli ausiliari.

Le operazioni di allineamento delle valvole manuali e la connessione ai serbatoi di chimici devono essere effettuate in sito. 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 di manutenzione dell'impianto, le valvole di testa pozzo e di ingresso sealine vengono chiuse, i turbocompressori (D4-TC-001A/B) vengono arrestati e isolati dalla linea, la caldaia asservita al riscaldatore (D2-H-001) e il rigeneratore del TEG (D3-R-001) vengono arrestati. Viene arrestata anche la pompa (C1-P-001) del package di iniezione MEG. Tutte le linee sono depressurizzate, il gas presente è inviato alla torcia e tutti i componenti vengono drenati. Gli scarichi sono convogliati nel closed drain (D5-T-001) e infine inviati a terra dalle pompe di trasferimento.

5.3.6 Blackout

Il blackout completo si verifica quando vi è un'improvvisa interruzione della fornitura di potenza elettrica dalla rete elettrica nazionale. In tali condizioni tutti i carichi elettrici, quali le pompe, le valvole, il sistema di controllo, etc., non sono più alimentati e il sistema entra in fase di blocco. Le valvole di testa pozzo si chiudono in modo automatico così da isolare il giacimento e bloccare il flusso di gas nell'impianto.

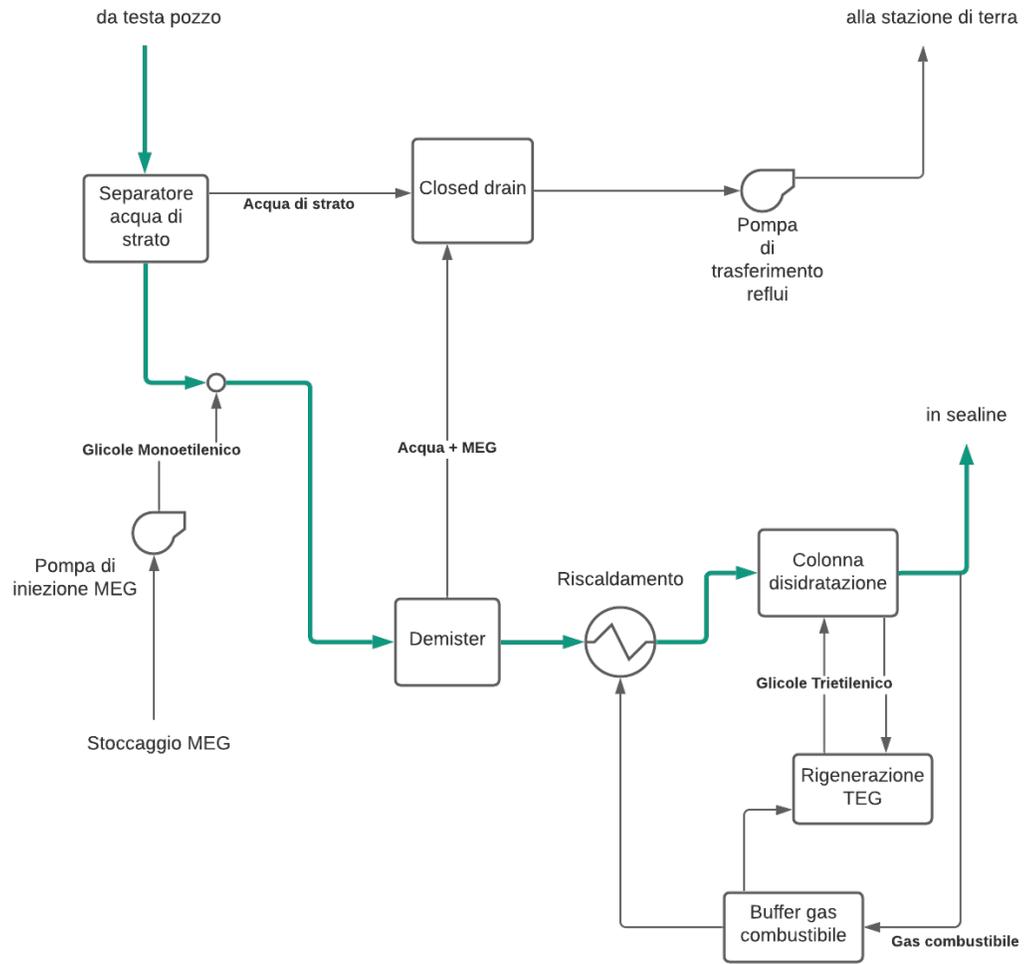
Si attiva un sistema alimentato dall'UPS di bordo che riporta la segnalazione di blackout alla technical control room e consente di spegnere in modo sicuro il sistema depressurizzando a torcia e drenando tutti gli scarichi al closed drain (D5-T-001) e di riaccendere le luci di segnalazione e i sistemi di telecomunicazione.

Nell'eventualità in cui il sistema non sia in grado di riavviarsi automaticamente una volta risoltosi il blackout, è richiesto l'intervento in loco di un operatore.

5.4 Diagramma a blocchi

Di seguito in Figura 28 è riportato il diagramma a blocchi caratterizzante le fasi di erogazione ed iniezione.

Erogazione



Iniezione

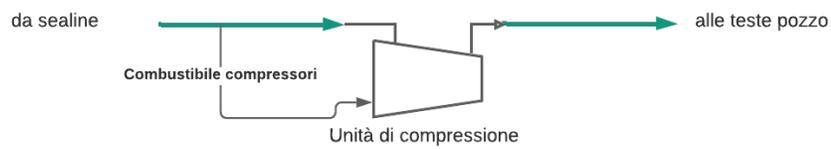


Figura 28: Diagramma a blocchi dell'impianto di GREEN1

5.5 Scelta e dimensionamento dei componenti

5.5.1 Unità di compressione

Il componente più critico per la conversione è sicuramente rappresentato dal compressore, che ha il compito di alzare il valore di pressione del gas così da permetterne l'iniezione nel giacimento. La tipologia più comune riscontrata per questa particolare applicazione è la tipologia del compressore centrifugo. Tale macchina rientra nella famiglia delle turbomacchine operatrici, ovvero macchine rotanti che trasferiscono in regime stazionario energia meccanica al fluido in ingresso mediante la rotazione di una girante palettata racchiusa all'interno di una cassa fissa detta statore, generalmente anch'essa palettata. Come rappresentato in Figura 29, in un turbocompressore centrifugo il fluido in ingresso alla girante entra con direzione assiale al centro di essa e viene accelerato radialmente dalla forza centrifuga del movimento rotatorio, guadagnando energia meccanica. La direzione di uscita dalla girante è quindi radiale e il fluido è spinto nel diffusore, ovvero lo statore, le cui palette hanno la funzione di ugelli divergenti, dove il fluido decelera e l'energia cinetica si trasforma in energia di pressione.

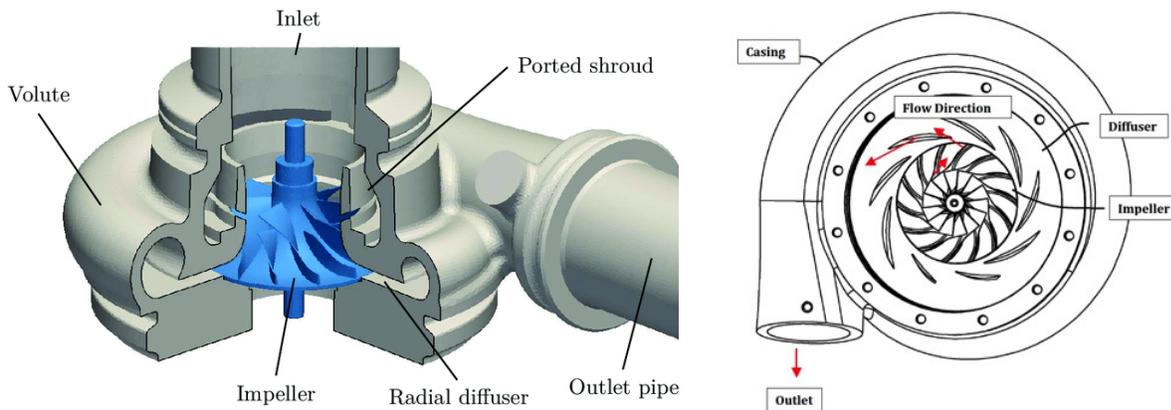


Figura 29: Schema di un tipico turbocompressore centrifugo e dettaglio del sistema girante – diffusore [64][65]

Questa tipologia di compressore è adatta nelle applicazioni che richiedono un medio rapporto di compressione ($> 1,5$ per stadio) combinato ad un alto valore di portata. L'altra tipologia più comunemente usata per la movimentazione di gas è quella assiale, che può elaborare portate di fluido ancora maggiori, ma con un minore rapporto di compressione (inferiore a 1,3 per stadio). Al contrario, per le applicazioni che richiedono elevati rapporti di compressione (maggiori di 7 per singolo stadio), ma limitate portate, la tipologia più adatta è quella dei compressori alternativi, ovvero compressori che tramite il movimento alternativo di un pistone comprimono il fluido raggiungendo pressioni ben più elevate dei turbocompressori. In riferimento al presente progetto la scelta ricade sulla tipologia centrifuga, in quanto le portate sono troppo elevate per essere elaborate da un compressore alternativo e allo stesso tempo è richiesto un rapporto di compressione maggiore rispetto a quello fornito da quelli assiali, che inoltre sono caratterizzate da notevole ingombro e peso. È doveroso inoltre sottolineare che i compressori alternativi hanno un impiego più limitato a causa della maggior manutenzione richiesta e che il moto alternato del pistone, su cui si basa la

compressione, crea vibrazioni e spinte orizzontali alternate che si scaricano sui supporti della macchina e di conseguenza sull'intera struttura della piattaforma; tale caratteristica costituisce un notevole svantaggio soprattutto in caso di applicazioni offshore [66].

In quanto macchina rotativa, il compressore centrifugo si presta positivamente all'accoppiamento con un turbina a gas; l'impiego di una turbina a gas in luogo di un motore elettrico è, inoltre, particolarmente indicato per l'utilizzo in piattaforma in quanto il gas combustibile per trascinare il compressore è già presente a bordo, senza la necessità di realizzare un'infrastruttura elettrica dedicata dato che quella già esistente non è progettata per gestire le potenze richieste; conseguentemente l'impiego del gas al posto dell'energia elettrica evita la posa di un elettrodotto dalla terraferma alla piattaforma, operazione molto costosa ed impattante.

A conferma della scelta impiantistica fatta per la conversione di GREEN1 si riporta che SNAM ha annunciato con un comunicato stampa del luglio 2020 [67] di aver realizzato e testato, in collaborazione con Baker Hughes, la prima turbina ibrida alimentata con una miscela al 10% di idrogeno e gas naturale e che questa verrà installata in una stazione di spinta gas, accoppiata con un turbocompressore centrifugo.

Come illustrato nel paragrafo 5.2, l'andamento della portata e della pressione sono variabili durante tutto il periodo di iniezione. In particolare, 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 quest'ottica, la scelta del turbocompressore consente anche di gestire facilmente la regolazione della macchina stessa agendo sulla velocità di rotazione della turbina ottenendo una riduzione della potenza assorbita a bassi regimi.

La minima pressione alla mandata del compressore è scelta conservativamente pari a 40 bar, considerando che il gas in rete ha una pressione compresa tra i 45 bar e i 70 bar e che prima di arrivare in piattaforma percorre 18 km all'interno della sealine. La pressione massima alla mandata è selezionata pari a quella massima di 130 bar, riportata nel paragrafo 5.2.2, e cautelativamente la portata nominale è considerata pari a quella massima di 35958 Sm³/h. È bene ribadire che tale approccio è molto conservativo, in quanto nella fase di iniezione la maggiore portata è prevista nei primi giorni di funzionamento, per i quali lo stoccaggio si suppone essere al minimo valore di pressione e non a quello massimo.

Da un'analisi dei principali fornitori di turbocompressori in commercio, svolta considerando le caratteristiche operative in cui la piattaforma GREEN1 deve operare durante la fase di iniezione, è possibile individuare le specifiche delle macchine turbina e compressore che meglio soddisfano i requisiti. I dati del suddetto package sono riportati nella seguente Tabella 22:

Tabella 22: Dati tecnici package turbocompressore di GREEN1

Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Max. total head	H_t	257	kJ/kg
Efficienza	η	24,3	%
Lunghezza	L_1	9,7	m
Larghezza	L_2	2,4	m
Altezza	H	2,7	m
Peso	W	24547,2	kg

Si sceglie di installare due package di compressione identici, operanti in parallelo al 50%; in questo modo, in caso di guasto o arresto di uno dei due, la portata può essere dirottata interamente sull'altro package funzionante. Come accennato precedentemente, le turbine sono alimentate dalla stessa miscela prelevata dalla rete: una parte della miscela viene deviata per alimentare le turbine a gas mentre la restante parte (la maggior parte) viene compressa dal package di compressione e iniettata all'interno del giacimento. Considerando un utilizzo di entrambi i package di compressione al 50%, si calcola un consumo massimo di combustibile pari a circa 170 kg/h per singolo package e dunque 340 kg/h per alimentare entrambi i package, portata corrispondente all'1,5% di quella totale prelevata dalla rete.

5.5.2 Unità di separazione acqua di strato

Nella trattazione che segue sono analizzati i componenti dedicati al ricevimento del gas greggio in uscita dal giacimento ed alla separazione di esso dalla corrente di acqua che naturalmente viene trascinata dal flusso in risalita nella condotta. A valle delle considerazioni fatte nel capitolo 0 e specialmente nel paragrafo 3.4.1.3, non si sono riscontrate particolari criticità relative all'utilizzo del 10% di idrogeno nei componenti di seguito descritti.

5.5.2.1 Separatore

Il separatore ha la funzione di separare l'acqua di strato trascinata dalla corrente di gas proveniente dal pozzo nella fase di erogazione.

Sulla piattaforma pre-conversione è presente un test separator, che aveva il compito di separare acqua, gas e olio e di testare la composizione della portata in uscita dalle teste pozzo. In fase di conversione si sceglie di riutilizzare questo vessel come separatore di testa pozzo acqua - gas, previa l'analisi di conformità al nuovo compito che deve svolgere.

In Tabella 23 sono riportati i dati tecnici del test separator utilizzato dalla piattaforma GREEN1 in fase pre-conversione

Tabella 23: Dati tecnici del separatore per l'acqua di strato di GREEN1

Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Diametro	D	1,45	m
Lunghezza	L	3,5	m
Pressione di design	p	199	barg
Temperatura di design	T	-20 / 120	°C
Massa (vuoto)	m(vuoto)	23,9	t
Massa (pieno)	m(max)	27	t
Tipologia	-	orizzontale	

Dalla normativa API 12J [68], considerando le dimensioni riportate in Tabella 23, si ottiene che il test separator pre-conversione può elaborare un volume giornaliero di gas pari a 2,55 MSm³/giorno a 130 bar e 1,7 MSm³/giorno a 70 bar. Tali volumi giornalieri sono ben oltre il volume giornaliero massimo (0,86 MSm³/giorno) previsto per GREEN1 per la fase di erogazione in post conversione.

Considerando il vessel pieno al 50%, condizione operativa tipica dei separatori acqua-gas, il volume di acqua al suo interno risulta pari a 2,89 m³ (circa 2,9 t) e la massa di miscela risulta pari a 0,2 t, calcolata cautelativamente nelle condizioni operative peggiori, ovvero con pressione massima pari a 130 bar e temperatura minima pari a 8°C. La variazione massima di massa prevista per il separatore di testa pozzo post conversione è dunque pari a 3,1 t, coerente con la variazione massima di massa tra pieno e vuoto del test separator pre-conversione riportata in Tabella 23.

Dal momento che, confrontando i valori di pressione e temperatura dell'impianto post conversione con i valori riportati in Tabella 23, risulta che le condizioni operative dell'impianto necessario a GREEN1 post conversione siano pienamente compatibili con il test separator preesistente, si opta per mantenere il vecchio componente e riutilizzarlo nella nuova configurazione.

Si specifica che la stima della quantità di acqua di strato trascinata dalla corrente è effettuata tenendo in considerazione altri impianti di stoccaggio di gas naturale nel panorama Oil&Gas italiano con parametri di processo simili a quelli della piattaforma GREEN1 [59]. Questa portata d'acqua risulta pari a 212,35 kg/h, considerata costante nell'arco di 6 mesi di erogazione, nonostante la diminuzione della portata di gas estratto, poiché è altamente probabile che nelle fasi finali dell'erogazione il gas trascini una maggiore percentuale di acqua di strato che nel frattempo ha occupato una maggiore porzione del volume del giacimento. La scelta di considerare costante la portata d'acqua estratta è confortata da studi analoghi a quello qui presente e disponibili in letteratura [59]. L'acqua raccolta nel separatore è raccolta nel closed drain (dove viene depressurizzata) e, infine, inviata alla stazione di terra per il corretto smaltimento tramite opportune pompe di trasferimento. Si sottolinea che il dato relativo alla portata di acqua di strato è strettamente dipendente dalle caratteristiche geofisiche proprie del giacimento che verrà utilizzato come stoccaggio. Si rimanda al paragrafo 5.5.4 per la descrizione completa dello scarico dei reflui.

5.5.2.2 Iniezione MEG

Il flusso in uscita dal separatore di testa pozzo può contenere al suo interno delle tracce di acqua liquida sottoforma di goccioline che vengono trascinate dalla corrente di gas.

In analogia a quanto fatto al paragrafo precedente 5.5.2.2, la quantità di acqua sottoforma di goccioline trascinate dalla corrente di gas è stimata tenendo in considerazione altri impianti di stoccaggio temporaneo di gas naturale nel panorama Oil&Gas italiano con parametri di processo simili a quelli della piattaforma GREEN1 [59]. Questa portata d'acqua risulta pari a 11,18 kg/h.

La presenza di tracce di acqua di concerto con l'alta pressione, la bassa temperatura e la presenza di idrocarburi, può portare alla formazione di idrati (o clatrati), ovvero microstrutture formate da molecole di acqua che adsorbono gli idrocarburi presenti e che possono accumularsi e ostruire le pipeline o danneggiare gli equipment a valle del separatore. Le condizioni peggiori dal punto di vista della formazione degli idrati sono quelle in cui la pressione è massima e la temperatura è minima e, nel caso di GREEN1, ciò equivale a 130 bar e 8 °C. Alla pressione di 130 bar la formazione degli idrati avviene per temperature minori di 16 °C [69], valore di temperatura al di sopra del minimo previsto per l'impianto (8 °C).

Risulta dunque necessario individuare una contromisura per evitare la formazione di idrati. La soluzione tecnologica attualmente più diffusa consiste nell'iniettare nella corrente di gas subito a valle del separatore, una soluzione di acqua e glicole monoetilenico (MEG): questa sostanza ha infatti una grande affinità con l'acqua grazie alla sua forte igroscopicità, fattore che le permette di assorbire le tracce di acqua trascinate dal gas inibendo di conseguenza la formazione degli idrati. L'iniezione di una soluzione di acqua e MEG all'interno del flusso di processo permette di abbassare la temperatura di formazione degli idrati (a parità di pressione), scongiurandone l'accumulo degli stessi all'interno dell'impianto.

Al fine di dimensionare il corretto quantitativo di miscela da iniettare nel flusso di gas sono considerati i parametri operativi che massimizzano la formazione di idrati:

- Valore massimo di pressione = 130 bar;
- Valore minimo di temperatura = 8 °C;
- Valore massimo di portata = 35947,93 Sm³/h.

In base a queste condizioni la formazione di idrati è inibita a patto che la concentrazione di MEG in soluzione acquosa all'interno del flusso di gas sia sempre superiore al 50% in peso; è stata dunque selezionata cautelativamente una concentrazione iniziale di MEG pari all'85% in peso [69]. Con questi valori di concentrazione e nota la portata di acqua da rimuovere, effettuando un calcolo di bilancio di massa, si ottiene un consumo orario di MEG pari a 15,97 kg/h.

In Tabella 24 sono raccolti i parametri operativi del package.

Tabella 24: Parametri di funzionamento per il package di iniezione MEG

Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Pressione gas	p	130	bar
Temperatura gas	T	8	°C
Portata di acqua trascinata	Q_{H_2O}	11,18	kg/h
Frazione minima in peso MEG	y_{min}	50	%
Frazione in peso MEG	y_0	85	%
Portata di soluzione MEG (85%)	Q_{sol}	15,97	kg/h
di cui MEG	Q_{MEG}	13,57	kg/h
Pressione MEG	p_{MEG}	150	bar
Temperatura MEG	T_{MEG}	15	°C
Densità soluzione (85%)	ρ_{MEG}	1092	kg/m ³
Densità refluo (50%)	ρ_{ref}	1052	kg/m ³

Considerando che la piattaforma GREEN1 non è presidiata, si ritiene necessario avere a bordo uno stoccaggio di soluzione di MEG all'85% in peso tale da garantire la continuità delle operazioni per almeno 1 mese. È dunque prevista l'installazione di uno stoccaggio dedicato di soluzione con peso pari a 11,5 ton e capacità di circa 10,53 m³. Ipotizzando che il serbatoio di stoccaggio di MEG abbia un grado di riempimento pari all'80% si ottiene un volume finale di stoccaggio pari a 14,5 m³.

I dati relativi al serbatoio di stoccaggio di MEG sono riassunti in Tabella 25.

Tabella 25: Dati relativi al serbatoio di stoccaggio di MEG

Variabile	Valore
Volume serbatoio di stoccaggio di MEG	14,5 m ³
Grado di riempimento	80%
Peso della soluzione di MEG stoccata per un mese	11,5 t

L'iniezione di MEG avviene direttamente nella pipeline attraverso un mixer statico per ottimizzarne la diffusione all'interno della corrente di gas ed è realizzata mediante uno skid composto da:

- Il serbatoio di MEG sopra descritto;
- Una pompa a motore elettrico da 5,5 kW a frequenza variabile;
- Un flussometro alla mandata della pompa che regola la frequenza del motore elettrico e, dunque, la portata di MEG iniettata;

- Un sensore di pressione per indicare eventuali malfunzionamenti della pompa;
- Una valvola di non ritorno sulla mandata della pompa;
- Linea di ricircolo dalla mandata della pompa al serbatoio in caso di alta pressione alla mandata della pompa;
- Un filtro a cartuccia;
- Valvole manuali per isolare la linea in caso di manutenzione.

Per calcolare il peso totale dello skid di iniezione MEG, si suppone che il serbatoio sia fatto di materiale polimerico e, ipotizzando uno spessore di 5mm e una densità del polimero pari a 0,95 g/cm³, abbia un peso di 176 kg; per tenere in conto i componenti ausiliari sopra menzionati e il piping, si sceglie di maggiorare il peso del serbatoio di stoccaggio di 0,5 t per un totale di 12,2 t.

In Tabella 26 sono riassunti le dimensioni geometriche e i parametri prestazionali del package.

Tabella 26: Dati tecnici e parametri prestazionali del package di iniezione MEG

Variabile	Valore	Unità di misura
Dimensioni	3x2x2,5	m
Peso	12,2	t
Flusso	0,2-60	l/h
Pressione massima di mandata della pompa	330	bar
Potenza nominale	5,5	kW
Tensione	400/690	V

È bene sottolineare nuovamente che le condizioni operative appena considerate sono molto cautelative, in quanto la maggiore pressione in erogazione è prevista per il primo periodo di funzionamento, quindi nel mese di ottobre, mese per cui come mostrato nel paragrafo 4.2.1 la temperatura prevista è di molto superiore a 8 °C. Nel periodo in cui tale temperatura è prevista (mese di febbraio) la pressione è stimata essere molto inferiore al valore appena considerato di 130 bar, per cui il rischio di formazione di idrati è più remoto.

5.5.2.3 Demister

Il demister, o separatore di gocce, è un componente con la funzione di favorire la separazione delle gocce di liquido trascinate dalla corrente gassosa, riducendo il tempo richiesto per la separazione. È installato a valle del package di iniezione del MEG, di conseguenza le gocce coinvolte in tale operazione sono costituite da una soluzione di acqua e glicole monoetilenico.

La portata di gocce trasportate dalla corrente gassosa, è pari a 27,15 kg/h, ovvero pari alla somma della portata acqua trascinata dalla corrente di gas sottoforma di goccioline uguale a 11,18 kg/h e della portata di soluzione acquosa di MEG iniettata nel flusso di processo uguale a 15,97 kg/h. Questa portata, relativamente bassa, consente l'utilizzo di un demister verticale. Nell'ottica di ridurre gli ingombri del nuovo sistema al minimo, l'installazione di un demister verticale è ottimale perché, a parità di portata da trattare, assicura dimensioni minori rispetto alla sua controparte orizzontale [70]. Infatti, mentre i demister orizzontali sono dimensionati sulla base del tempo di

ritenzione necessario a garantire una disidratazione efficace (un maggior tempo di ritenzione richiede dimensioni geometriche maggiori), i demister verticali sono dimensionati sulla velocità di caduta gravitazionale delle goccioline: i diversi parametri dimensionanti utilizzati nei due casi fanno sì che i demister verticali abbiano generalmente dimensioni ridotte rispetto ai demister orizzontali.

In particolare il demister a bordo di GREEN1 è un wire mesh demister, al cui interno è presente una fitta rete metallica su cui si concentreranno le gocce liquide che poi cadono sul fondo per effetto della gravità. Questa rete metallica consente la cattura di gocce con diametro superiore a 5 μm , il che garantisce una buona efficienza della separazione acqua/gas [70].

In Tabella 27 sono riportate le dimensioni del demister, dimensionato considerando le condizioni termodinamiche più critiche:

- Valore massimo di temperatura = 26°C;
- Valore minimo di pressione = 70 bar.

Si sceglie di considerare la temperatura massima e la pressione minima perché esse garantiscono il minimo valore di densità del gas, modificando la velocità di caduta delle goccioline e la velocità di risalita di esso e rendendo più difficile la separazione.

Tabella 27: Dimensioni geometriche del demister

Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Diametro	D	0,7	m
Altezza	H	1,68	m

Tali dimensioni restituiscono una velocità di caduta delle goccioline maggiore della velocità di risalita del gas garantendo una separazione efficiente.

Anche in questo caso le condizioni di temperatura e pressione adottate sono molto cautelative; il valore di pressione minimo corrisponde all'ultimo periodo della fase di erogazione previsto nel mese di febbraio, mese in cui la temperatura è ben al di sotto dei considerati 26 °C.

5.5.3 Unità di trattamento gas

A valle della rimozione di acqua di strato dalla corrente di gas, esso necessita ancora di un trattamento di disidratazione per essere conforme alle specifiche dettate dal gestore della rete nel codice di rete. Il gas a valle della rimozione di tutte le tracce di acqua liquida, operata dall'unità descritta precedentemente, è però in condizioni sature di umidità, ovvero l'umidità relativa della miscela gas-vapore è considerata pari a 1 o, in percentuale, al 100%. Questo comporta che un qualunque aumento di pressione e/o diminuzione di temperatura si traduca nella condensazione di una parte del vapore disciolto e nella formazione di acqua allo stato liquido all'interno delle pipeline. Come già specificato tale situazione è da evitare in quanto potrebbe portare alla formazione di idrati con conseguente rischio di ostruzione delle condotte, oltre a dare origine a fenomeni di corrosione e di precoce invecchiamento delle apparecchiature di rete. Per evitare ciò è quindi necessario abbassare il contenuto di umidità nella corrente di gas e la soluzione principalmente utilizzata negli impianti di trattamento gas è l'utilizzo del glicole trietilenico (TEG),

ovvero una sostanza dotata di una forte igroscopicità in grado di assorbire l'acqua disciolta nella corrente di gas quando posta in contatto con esso.

Il gestore della rete prescrive per il gas un determinato valore massimo ammissibile del cosiddetto punto di rugiada o *dew point* per uno specifico valore di pressione e con questo impone un valore limite superiore alla concentrazione di vapore acqueo ammesso all'interno del gas distribuito. Il punto di rugiada è espresso in °C e coincide con la temperatura al di sotto della quale, fissata la pressione, vi è la formazione di condensa nella miscela di gas umido, ovvero la temperatura alla quale l'umidità relativa del gas raggiunge isobaricamente il valore del 100%. In riferimento alla rete di gas italiana il punto di rugiada per il gas a 70 bar deve essere inferiore a -5 °C.

L'umidità relativa ϕ di una massa umida di gas perfetto è definita come il rapporto tra la pressione parziale del vapor d'acqua p_v contenuto e la pressione di saturazione corrispondente alla temperatura della massa di gas:

$$\phi = \frac{p_v}{p_{sat}(T)} = \frac{y \cdot p}{p_{sat}(T)}$$

dove y e p sono rispettivamente la frazione molare di vapore e la pressione totale del gas umido. Da questa deriva che:

$$y = \frac{\phi \cdot p_{sat}(T)}{p}$$

e quindi che la frazione molare di acqua contenuta nel gas umido (per un fissato valore di umidità relativa) aumenta all'aumentare della pressione di saturazione del vapore (e quindi della temperatura) e al diminuire della pressione totale del gas. In base a questa considerazione le condizioni di operatività più critiche scelte per dimensionare l'unità di disidratazione sono il valore massimo di portata, 35947,93 Sm³/h (anidro), il valore minimo in erogazione di pressione a testa pozzo, 70 bar, ed il valore massimo di temperatura, 26 °C. Ancora una volta, considerando che la pressione minima per la fase di erogazione è prevista per il mese di marzo e la temperatura massima per il mese di agosto, è opportuno sottolineare che tali scelte sono molto conservative.

Nelle condizioni appena descritte la pressione di saturazione p_{sat} , dai valori tabulati, vale 3363,1 Pa e considerando $\phi = 1$ si ottiene una frazione molare $y = 4,8 \times 10^{-4}$. Ripetendo la stessa operazione per le condizioni del punto di rugiada prescritto dalla rete, -5 °C a 70 bar, la frazione molare risulta $y = 5,7 \times 10^{-5}$, ovvero quasi 10 volte inferiore. Per calcolare la portata di acqua che l'unità di disidratazione è chiamata a rimuovere si decide di moltiplicare la differenza tra le precedenti frazioni molari per la portata molare di gas, trasformando infine le moli di acqua in chilogrammi. La portata di acqua risulta pari a 11,58 kg/h. È bene sottolineare che il precedente calcolo si basa sulla seguente serie di ipotesi e semplificazioni:

- il gas è considerato come un gas perfetto per trasformare la portata da Sm³/h a moli/h utilizzando l'equazione di stato dei gas ideali;
- la portata di gas umido, a cui si riferiscono le frazioni molari e date le loro esiguità, è considerata coincidente a quella del gas anidro e uguale sia prima che dopo la fase di deumidificazione, semplificando la trattazione;
- non sono considerate le perdite di pressione tra la testa pozzo e l'unità di disidratazione, che nella realtà causano un leggero raffreddamento della corrente di gas per effetto Joule-Thomson;

- sono trascurati gli effetti di disidratazione del gas che in parte si verificano fisiologicamente a causa dell'iniezione di MEG.

Queste ultime due considerazioni in realtà presentano il beneficio di incrementare la conservatività del dimensionamento, in quanto entrambi i fenomeni riducono l'umidità relativa del gas all'ingresso dell'unità di disidratazione.

Di seguito in Tabella 28 sono riassunti i parametri appena citati.

Tabella 28: Dati necessari al calcolo della portata di acqua da rimuovere

TESTA POZZO (saturo a 26 °C)			
Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Pressione	p	70	bar
Temperatura	T	26	°C
Pressione di saturazione	$p_{sat}(T)$	3363,1	Pa
Frazione vapore/gas	y	480,443	$\mu\text{mol/mol}$
		0,592	g/kg
		0,366	g/Sm^3
Portata di vapore	q	13,152	kg/h
CONDIZIONI DI RETE (saturo a -5 °C)			
Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Pressione	p	70	bar
Temperatura	T	-5	°C
Pressione di saturazione	$p_{sat}(T)$	401	Pa
Frazione vapore/gas	y	57,286	$\mu\text{mol/mol}$
		0,071	g/kg
		0,044	g/Sm^3
Portata di vapore	q	1,57	kg/h
Portata di acqua da rimuovere	Δq	11,58	kg/h

Di seguito sono descritti i componenti dell'unità di trattamento gas.

5.5.3.1 Riscaldatore

La temperatura in ingresso all'unità di disidratazione descritta al paragrafo 5.5.3.2 deve essere di circa 30 °C [71], in quanto un valore troppo basso porterebbe il glicole trietilenico (TEG) ad avere una viscosità troppo elevata che comporterebbe eccessive perdite di glicole per vaporizzazione dello stesso nel package di rigenerazione. Risulta dunque necessaria l'installazione di un riscaldatore a monte dell'unità di disidratazione per garantire la temperatura richiesta.

Il dimensionamento del riscaldatore deve compensare anche l'effetto della laminazione che subisce il flusso di gas prima di entrare nella colonna di disidratazione, operazione necessaria per

rispettare i valori di pressione di design del package, e che provoca una caduta di temperatura per effetto Joule-Thomson.

Analogamente a quanto fatto in precedenza, in fase di dimensionamento sono considerate le condizioni più gravose per il riscaldatore:

- Massimo valore di portata (a cui corrisponde anche il massimo valore di pressione e quindi di raffreddamento dovuto alla laminazione) pari a 862750 Sm³/giorno;
- Minima temperatura prevista per il gas, ovvero la minima temperatura media annuale del mare pari a 8 °C.

La caduta di temperatura dovuta all'espansione della miscela gas da 130 bar a 85,75 bar nella valvola di laminazione, calcolata secondo le modalità indicate nel paragrafo 3.4.3, risulta pari a 12,42 °C. Questo significa che il riscaldatore deve portare la miscela da 8 °C a 42,42 °C al fine di ottenere una temperatura in ingresso alla colonna di disidratazione (a valle della laminazione) pari a 30 °C.

Si evidenzia che, proseguendo con la fase di erogazione, il contributo del riscaldatore diminuisce poiché la pressione del flusso di miscela gas in ingresso al package di disidratazione diminuisce anch'essa e, di conseguenza, si riduce anche il salto di pressione attraverso la valvola di laminazione. Le condizioni di minimo funzionamento del riscaldatore si raggiungono:

- Quando la pressione del flusso di gas a monte della valvola di laminazione è compatibile con la pressione operativa dell'unità di disidratazione (portata minima, pressione < 85,75 bar), ovvero quando la laminazione non è più necessaria;
- Nella fase finale dell'erogazione (nel mese di marzo) quando la temperatura della miscela si suppone massima (nel migliore dei casi pari a 26 °C).

In Tabella 29 sono riportati i principali parametri di funzionamento del riscaldatore a gas.

Tabella 29: Principali parametri di funzionamento del riscaldatore gas

Variabile	Simbolo	Valore	Unità di misura
Portata massima di gas	Q _{max}	6,17	kg/s
Portata minima di gas	Q _{min}	4,56	kg/s
Differenza massima di temperatura	ΔT _{max}	12,42	K
Differenza minima di temperatura	ΔT _{min}	4	K
Calore specifico	c _p	2,406	kJ/(kg K)
Potenza massima	P _{max}	504,78	kW
Potenza minima	P _{min}	43,75	kW
Portata di combustibile massima	Fuel _{max}	62	Sm ³ /h
Portata di combustibile minima	Fuel _{min}	5,38	Sm ³ /h

Si prevede che il riscaldatore sia costituito da uno scambiatore e da un generatore di calore, (solitamente una caldaia provvista di bruciatore). Il combustibile utilizzato per l'operazione di riscaldamento, così come per la successiva operazione di rigenerazione del TEG, è la stessa miscela gas processata dall'impianto installato.

5.5.3.2 Colonna di disidratazione

Per rimuovere l'umidità in esubero, l'unità di trattamento utilizza il TEG che, grazie alla sua forte igroscopicità, assorbe l'umidità dalla corrente di gas. Il glicole viene iniettato in controcorrente rispetto alla miscela, in una colonna di disidratazione e, dopo aver assorbito l'acqua, viene rigenerato in un bollitore a pressione atmosferica dove l'acqua, estratta dalla corrente di gas e intrappolata nel TEG, viene rimossa tramite riscaldamento ed evaporazione.

Facendo riferimento alla letteratura di settore [72] e ai modelli resi disponibili da aziende specializzate, la colonna di disidratazione è stata scelta della tipologia "Structured Packed", mostrata in Figura 30 con i relativi dati tecnici.

Packed Absorber Specifications						
Diameter (inches)	Gas Capacity (MMscfd) at Flow Pressure (psig)					
	400	600	800	1000	1200	
Random Pall Ring Packing OD	6	0.5	0.7	0.9	0.9	1
	8	1	1.2	1.4	4.6	1.8
	10	1.5	1.9	2.2	2.5	2.8
	12	2.1	2.7	3.1	3.6	4
	16	3.6	4.3	4.8	5.3	5.8
250-X Structured Packing ID	24	20	24.5	28.5	31.5	34.5
	36	43	54	62	70	78
	42	61	74	87	97	106.5
	48	78	95	112	125	139
	60	115	145	174	190	205

Exterran.com



Figura 30: Struttura e dati tecnici della colonna di disidratazione [73]

Questa tipologia di colonna presenta al suo interno un'unica zona di contatto TEG/gas: la miscela entra dalla parte inferiore e risalendo verso l'alto incontra il glicole che viene iniettato nella parte superiore e raccolto in basso. Il contatto tra gas e TEG è favorito da una serie di dischi impilati (come mostrato in Figura 31) costituiti da una fitta rete di sottili strisce di metallo, ognuna curvata in modo preciso per creare un pattern intrecciato che "rompe" il flusso di gas. Il glicole viene iniettato nella parte superiore, viene omogeneamente distribuito nella sezione della colonna e percola verso gli strati più in basso.



Figura 31: Particolare dei dischi all'interno della colonna di disidratazione [74]

Il diametro della colonna è pari a 61 cm, l'altezza 3,75 m ed il peso circa 2 t. La pressione massima di esercizio ammissibile è 1200 psig (83,75 bar) e la quantità di glicole richiesta è 22,5 l/(kg di acqua rimossa), ovvero 261 l/h.

5.5.3.3 Rigeneratore TEG

Una volta che il glicole ha assorbito l'umidità contenuta nel gas si trova diluito in una soluzione con acqua e, per essere riutilizzato, deve essere rigenerato, ovvero va riconcentrato rimuovendo l'acqua assorbita. Inoltre in base al grado di disidratazione richiesto per il gas il glicole deve avere un certo grado di purezza all'ingresso in colonna. Per il punto di rugiada considerato nei precedenti paragrafi il TEG a valle della rigenerazione deve avere una concentrazione non inferiore al 97% in peso [69]. Il grado di purezza a cui il glicole deve essere portato dal rigeneratore è fondamentale per la scelta di tale componente in quanto il TEG può essere riscaldato solamente fino alla temperatura di 200 °C per evitare la sua degradazione termica. A questa temperatura e a pressione ambiente, infatti, la purezza massima ottenibile è pari a circa il 98,5% in peso. Tale è infatti la concentrazione raggiunta dalla tipologia più semplice di rigeneratori, che si limitano al riscaldamento del glicole in un bollitore alimentato a gas. Nel caso di applicazioni che richiedono disidratazioni più spinte del gas, il TEG deve essere riconcentrato a livelli più elevati di purezza (fino al 99,99% in peso), non raggiungibili con il solo riscaldamento a 200 °C. I rigeneratori di questa tipologia devono ricorrere ad altre metodologie per la rigenerazione, come per esempio l'utilizzo di una colonna di *stripping*, ovvero una colonna in cui il glicole, dopo la rigenerazione convenzionale, entra in controcorrente a del gas preriscaldato a 200 °C, che ne assorbe l'acqua contenuta. Un'altra metodologia è quella della rigenerazione sottovuoto, in cui la ridotta pressione permette una maggiore evaporazione dell'acqua contenuta nel TEG. Nell'ambito di questo progetto, non essendoci la necessità per il glicole di raggiungere livelli di purezza elevati, non sono state considerate tali tecnologie e il rigeneratore è stato scelto nelle stesse modalità della colonna di disidratazione.

Conoscendo la portata di glicole è possibile scegliere il package di rigenerazione mostrato in Figura 32 e i relativi dati di targa mostrati in Figura 33.



Figura 32: Package di rigenerazione TEG [73]

Regenerator Specifications				
Firetube Rating (MBTU/Hr)	Glycol Recharge (Gallons)	Nominal Glycol Recirculation (Gal/Hr)	Reboiler Size OD (inches) x Length (feet)	Skid Size Width x Length (feet)
125	54	40	20 x 6	3 x 10
200	103	90	20 x 9	3 x 14
300	225	180	24 x 10	5 x 19
500	304	250	36 x 10	5 x 19
750	628	400	36 x 15	6 x 28
1000	857	500	42 x 17	6.4 x 29
1500	1529	900	48 x 22.5	10.5 x 30
2000	2140	1440	60 x 28	12 x 38.5
2500	2640	1780	60 x 35.25	12 x 40

Figura 33: Dati tecnici del package di rigenerazione TEG [73]

Il diametro del rigeneratore è pari a 51 cm, la lunghezza 2,74 m e il peso a pieno carico 1,4 t, per delle dimensioni totali dello skid (colonna e rigeneratore) pari a 0,91 m x 4,27 m x 3,75 m. La potenza termica richiesta è pari a 211 MJ/h (circa 60 kW), che corrisponde ad un consumo di miscela di 6,48 Sm³/h o 4 kg/h, e la potenza elettrica di pompaggio richiesta è pari a 233 W.

5.5.4 Scarico Reflui

Durante la fase di erogazione si ha la produzione di reflui di scarto ad alta pressione. In particolare il separatore (D2-S-001) produce 212,35 kg/h di liquidi costituiti per la gran parte da acqua di strato mentre il demister (D2-D-001) produce 27,15 kg/h di scarti liquidi di cui 15,97 kg/h costituiti dalla soluzione di MEG iniettata a valle del separatore.

Tali reflui sono temporaneamente stoccati in piattaforma, prima di essere trasferiti onshore, dove si prevede di effettuare i trattamenti necessari al loro corretto smaltimento. Per lo stoccaggio temporaneo si utilizza il closed drain (D5-T-001) già presente sul Boat Landing nell'impianto pre-conversione. Esso ha una capacità totale pari a 8,9 m³; si prevede di stoccare i reflui fino ad un riempimento massimo del serbatoio pari al 50%, il che equivale allo stoccaggio di 4,45 m³ di reflui. Una volta riempito il closed drain fino al limite stabilito, si attiva la soglia di alto livello e si effettua l'invio dei reflui onshore proseguendo allo svuotamento dello stesso fino al raggiungimento della soglia di basso livello pari al 10%; dunque ogni 15 h circa si scarica a terra un volume pari a 3,56 m³.

La portata di scarico dei reflui è assicurata da due pompe di circolazione (D5-P-001A/B) una in esercizio e una spare, posizionate sul boat landing e dimensionate per consentire lo scarico dell'intero volume di reflui in una sola ora, imprimendo una velocità di 0,5 m/s al fluido, vincendo le perdite di carico distribuite e localizzate e garantendo una pressione sufficiente per l'immissione nel serbatoio presente onshore.

In particolare, si suppone:

- Una distanza dalla costa pari a 18 km
- Una tubazione in acciaio con diametro pari a 5 cm
- Una velocità del fluido pari a 0,5 m/s
- La presenza di 4 valvole di sezionamento, 2 check valve, 2 valvole automatiche completamente aperte, 3 entrate/uscite da serbatoi e, conservativamente, 8 curve a gomito di 90°.

Ne risulta che le pompe di trasferimento dei reflui richiedano una potenza elettrica di 1810,5 W, considerando un rendimento pari all'80%.

Le caratteristiche delle pompe sono riassunte in Tabella 30.

Tabella 30: Caratteristiche della pompa di scarico reflui (D5-P-001A/B)

Variabile	Valore
Potenza assorbita dalla pompa	1,81 kW
Rendimento energetico della pompa di distribuzione	80%

5.5.5 Buffer combustibile

Come spiegato nei paragrafi precedenti, la caldaia asservita al riscaldatore e il rigeneratore di TEG consumano una certa quantità di gas per svolgere i rispettivi compiti, spillandolo, a valle del trattamento, dalla portata di gas elaborata. Si noti che questo spillamento non è disponibile nei primi istanti della fase di erogazione poiché le unità di trattamento, che prima di entrare in funzione richiedono un transitorio di riscaldamento nel quale i parametri di funzionamento devono essere portati a regime, non producono ancora gas trattato correttamente.

Per ovviare a tale problematica si prevede di installare un buffer di gas (D4-B-001) che fornisca la portata di combustibile necessaria ad avviare il processo di trattamento della miscela gas proveniente dal giacimento in fase di erogazione.

Il buffer è dimensionato considerando il consumo massimo del riscaldatore (D2-H-001) e del rigeneratore di TEG (D3-R-001) ed ipotizzando un tempo di utilizzo pari a 3 h, lasso di tempo sufficiente a garantire il raggiungimento delle condizioni operative a regime del sistema. Infine, per contenere le dimensioni del vessel, si prevede una pressione di stoccaggio del combustibile pari a 50 bar. Dalle ipotesi soprariportate si ottiene un volume del buffer di gas pari a 4,16 m³.

Il serbatoio viene poi riempito subito dopo il transitorio con il gas correttamente trattato, e, solo una volta raggiunta la capacità nominale, il gas può essere inviato in sealine verso la stazione di terra, proseguendo con il normale funzionamento. È fondamentale che il buffer sia riempito immediatamente dopo il transitorio di riscaldamento in modo che, in caso di un successivo spegnimento o comunque di arresto e raffreddamento nell'unità di trattamento, vi sia sempre disponibile la quantità necessaria al suo pronto riavvio. Nel caso in cui l'arresto dell'impianto avvenga immediatamente dopo il consumo del combustibile contenuto nel buffer, e per questo non vi sia stato il tempo necessario al suo riempimento, si può prevedere di ricaricare il serbatoio utilizzando la sealine per prelevare il gas dalla rete; una volta riempito il buffer si può quindi procedere all'allineamento della sealine per l'erogazione verso terra e all'avvio dell'impianto.

5.5.6 Connessioni con la terraferma

La piattaforma GREEN1 pre-conversione è connessa con la terraferma tramite una sealine, grazie alla quale gli idrocarburi estratti dal giacimento e trattati a bordo della piattaforma pre-conversione venivano inviati a terra per stoccaggio o utilizzo.

Considerando la nuova finalità della piattaforma GREEN1 post conversione proposta in questo report, si prevede di riutilizzare la sealine esistente:

- In fase di erogazione la sealine viene utilizzata per inviare onshore la miscela gas estratta dal giacimento e trattata a bordo;
- In fase di iniezione la sealine viene utilizzata e per inviare in piattaforma la miscela gas prelevata dalla rete nazionale di distribuzione gas.

In Tabella 31 sono riportati i principali dati tecnici tipici di condotte di questa tipologia.

Tabella 31: Dati tecnici relativi alla sealine esistente

Variabile	Simbolo	Valore	U.M.
Pressione di design	p _d	200	bar
Temperatura di design	T _d	0-100	°C
Diametro interno	D _{int}	285,7	mm
Spessore pareti	s	19,1	mm

Per lo smaltimento dei reflui generati dall'attività di erogazione, costituiti essenzialmente da acqua di strato e di glicole monoetilenico, è necessaria l'installazione di una condotta ombelicale,

parallela alla sealine, che ha il compito di trasportare a terra tali scarichi. Tale condotta ha un diametro interno pari a 5 cm per garantire una durata dello scarico limitata e una potenza di pompaggio contenuta.

Si prevede infine di mantenere tutte le apparecchiature di telecomunicazione e controllo remoto presenti sulla piattaforma GREEN1, se pure a valle di un adattamento alla nuova strumentazione di bordo.

5.5.7 Misura del gas stoccato

La quantificazione del gas erogato o iniettato nel sistema di stoccaggio avviene mediante un processo di misura che mira a definire la quantità di gas fisicamente movimentato, espressa in unità di misura di energia (multipli di Joule).

La misura dei volumi di miscela gas movimentata deve essere effettuata sia in entrata sia in uscita [75], secondo le disposizioni del D.M. del 26 agosto 2005 (Art. 23) e del codice di stoccaggio [57].

Per determinare il posizionamento dei sistemi di misura è necessario stabilire i limiti di batteria dell'impianto e determinare, di conseguenza, dove avviene la consegna/il prelievo alla/dalla rete nazionale di distribuzione del gas. Si specifica che oltre alla piattaforma e al sistema installati, anche la sealine ricade entro limiti di batteria dell'impianto, si è optato quindi per consegnare il gas alla rete onshore.

In particolare, durante la fase di iniezione, la quantità di miscela proveniente dalla rete è misurata a valle dell'impianto di compressione (D4-TC-001A/B), prima dell'immissione in giacimento. Il gas misurato non comprende, quindi, i consumi necessari al funzionamento degli impianti (package di compressione) e delle perdite. La misura avviene attraverso il flussostato FT-006.

Durante la fase di erogazione, invece, la misura della quantità di gas erogata avviene a valle dei trattamenti e poco prima del punto di riconsegna. Nello specifico, nel caso dell'impianto in questione, tale misura avviene onshore, a valle della sealine e a monte del punto di consegna alla rete nazionale di distribuzione. Il gas misurato durante questa fase è al netto dei consumi necessari per il funzionamento degli impianti di trattamento (riscaldatore, rigeneratore TEG) e delle perdite.

5.5.8 Gruppo statico di continuità

Un gruppo statico di continuità è un'apparecchiatura elettrica utilizzata per mantenere costantemente alimentati quei componenti elettrici che non possono spegnersi in maniera repentina e/o per ovviare ad improvvise anomalie nella fornitura elettrica normalmente utilizzata. Quindi, nell'eventualità di un guasto a dei componenti per l'alimentazione elettrica o di un istantaneo blackout della rete elettrica interviene l'UPS di bordo, installato sul Mezzanine Deck, nelle vicinanze di tutte le altre apparecchiature elettriche.

Le sue funzioni principali sono:

- Arresto dell'impianto in maniera sicura: in caso di necessità l'UPS consente di mantenere attivi i sistemi di controllo (pannello di controllo teste pozzo, DCS) e di sicurezza (sistema antincendio, F&G, ESD) per il tempo necessario a spegnere in modo regolare l'impianto nella sua interezza e portare il sistema in condizioni di sicurezza;

- Attivazione delle luci di segnalazione: la presenza e la posizione della piattaforma deve essere sempre segnalata da luci di bordo, in modo particolare durante le ore notturne;
- Attivazione dei sistemi di telecomunicazione: in caso di malfunzionamento, è inviato un segnale a terra ed è richiesto l'intervento di un operatore; è dunque necessario che il sistema di telecomunicazione sia attivo nel caso di un blackout.

Si specifica che non ci sono altri sistemi ausiliari oltre all'alimentazione elettrica.

5.5.9 Gru

La gru è posizionata sul lato nord del weather deck e il suo design è garantito per il funzionamento in ambiente marino e condizioni di vento tipiche del sito di riferimento (la massima velocità del vento con cui la gru può operare è pari a 10,3 m/s).

Il sistema è alimentato da un motore diesel con rispettivo serbatoio diesel da 400 litri ed è corredato da valvole, pompe, strumentazione e pannello di controllo. Ha un'autonomia operativa pari a 12 ore con velocità di rotazione pari a 1 rpm.

La lunghezza massima del braccio è pari a 24 m e la gru può lavorare entro il range 5 m - 24 m. Può sollevare nominalmente fino a 25 tonnellate, sebbene il peso massimo ammissibile onboard sia di 10 tonnellate con un'estensione massima del braccio pari a 15 m.

Si prevede l'attivazione di un segnale ottico-acustico quando la gru è in funzione.

Quando la gru non è in operazione, il suo braccio è bloccato da un freno meccanico.

È inoltre presente un sistema antincendio a CO₂ progettato in accordo con NFPA 12.

5.6 Prestazioni

Si riassumono di seguito i flussi nominali di miscela di gas sia in fase di erogazione sia in fase di iniezione e i consumi di gas previsti durante i vari processi necessari al buon funzionamento dell'impianto. In particolare, in fase di erogazione i consumi principali sono associati alla caldaia per il riscaldamento del gas in ingresso alla colonna di disidratazione e al rigeneratore del TEG. In fase di iniezione invece l'unico consumo rilevante di gas è dovuto all'alimentazione dei turbogas che trascinano i compressori.

In Figura 34 sono riportati i flussi nominali di miscela di gas previsti per entrambi i modi di funzionamento e i relativi consumi di gas.

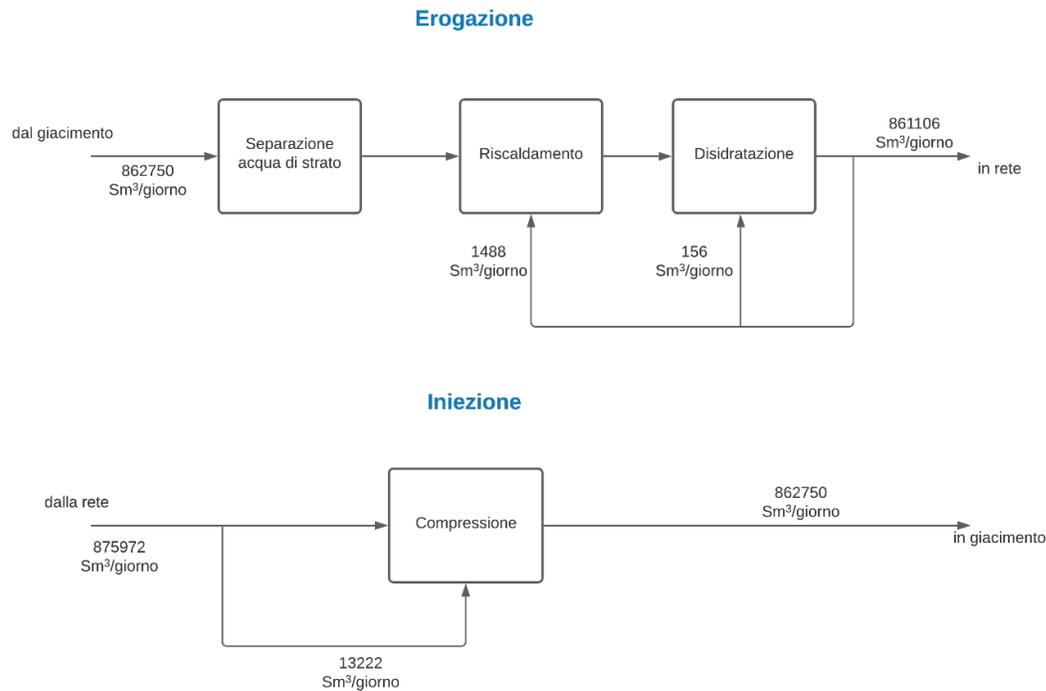


Figura 34: Schema dei bilanci di massa per entrambi i modi di funzionamento

In Tabella 32 e Tabella 33 sono riassunti invece i parametri principali riguardanti le prestazioni dell'impianto rispettivamente in erogazione ed in iniezione.

Va sottolineato che il maggior consumo di gas da parte dell'impianto corrisponde alla fase di compressione durante l'iniezione. In questo caso, la portata di alimento ai turbogas necessaria è pari a circa l'1,5% della portata totale prelevata dalla rete.

Tabella 32: Bilanci energetici relativi alle condizioni di normale operazione dell'impianto: Erogazione

Variabile	Valore	U.M.
Portata di punta gas anidro a testa pozzo	862750	Sm ³ /giorno
Portata di punta gas anidro immessa in sealine	861106	Sm ³ /giorno
Consumo di gas a bordo	1644	Sm ³ /giorno
Perdita di pressione totale nell'impianto	8,7	bar
Caduta di pressione massima dovuta alla laminazione prima dell'unità TEG (primo mese)	42,65	bar
Potenza elettrica assorbita dal pompaggio (iniezione MEG, reflui e TEG)	14,97	kWh/giorno
Produzione di reflui	5,75	ton/giorno

Tabella 33: Bilanci energetici relativi alle condizioni di normale operazione dell'impianto: Iniezione

Variabile	Valore	U.M.
Portata di punta gas anidro a testa pozzo	862750	Sm ³ /giorno
Portata di punta gas anidro prelevata dalla sealine	875972	Sm ³ /giorno
Consumo di gas a bordo	13222	Sm ³ /giorno

Le perdite di pressione sono stimate osservando quelle previste per l'impianto di Palazzo Moroni [59], simile per componenti e per i valori di portata all'impianto di GREEN1. La perdita di pressione nella sealine, invece, è stimata pari a 1,3 bar in modo analogo a quanto fatto per i reflui di scarico nel paragrafo 5.5.4.

Tutti i flussi di massa sono invece riportati nel dettaglio nelle tabelle di bilancio termico e materiale (*Heat&Material Balance*) riportate in ALLEGATO 3. Tali tabelle rappresentano i principali valori fisici e chimici per i flussi identificati nei diagrammi PFD.

5.7 Sostanze utilizzate

L'impianto prevede la presenza di diversi stoccaggi di sostanze e/o composti chimici necessari per il processo, soprattutto per il trattamento del gas estratto dal giacimento prima dell'invio alla stazione di terra durante la fase di erogazione.

Una soluzione di glicole monoetilenico (MEG - C₂H₆O₂) all'85% in peso è iniettata in linea, a valle del separatore di testa pozzo, con lo scopo di assorbire le ultime gocce di acqua trascinate dal gas ed inibire, di conseguenza, la formazione di idrati. Si presenta come un liquido giallo chiaro, quasi incolore, ed inodore; ha un basso punto di congelamento, pari a -12° C ed un pH che varia fra 6 e 7,5.

Una soluzione di glicole trietilenico (TEG - C₆H₁₄O₄) è utilizzata prima dell'invio della miscela in rete, nella torre di disidratazione, con lo scopo di eliminare le ultime tracce di umidità presenti nel flusso di gas e riportare tale parametro al valore prescritto dal gestore della rete di distribuzione. Si presenta come un liquido incolore e dall'odore appena percettibile; ha un basso punto di congelamento, pari a -7° C ed un pH che varia fra 6,5 e 7,5.

È inoltre stoccata una piccola quantità di gasolio, utilizzata per azionare la gru. Si presenta come un liquido dal colore variabile fra il giallo ambrato, il rosso ed il verde e dal caratteristico odore di petrolio. È un liquido infiammabile, con flash point pari a 56° C e temperatura di autoaccensione pari a 225° C.

In Tabella 34 sono riportate le sostanze utilizzate, le corrispondenti quantità stoccate, i rischi ad esse associate e le modalità di stoccaggio.

Tabella 34: Elenco delle sostanze e/o dei composti chimici utilizzati per il processo e per l'alimentazione degli ausiliari

Sostanza	Volume stoccato	Frasi di pericolo	Tipologia di stoccaggio
Glicole trietilenico (TEG) C ₆ H ₁₄ O ₄	- ¹	Questa sostanza non risponde ai criteri di classificazione di cui al Regolamento n. 1272/2008/CE.	Tenere il recipiente ben chiuso in luogo fresco. Possibile decomposizione se esposto a lungo alla luce. Temperatura di stoccaggio consigliata: 15 – 25 °C
Glicole monoetilenico (MEG) C ₂ H ₆ O ₂	10,52 m ³	H302 – Nocivo se ingerito H373 – Può provocare danni agli organi (rene) in caso di esposizione prolungata o ripetuta (in caso di ingestione)	Conservare in recipiente ben chiuso in un luogo fresco. Temperatura di stoccaggio consigliata: 15 – 25 °C
Combustibile gru – gasolio	0,3 m ³	H226 - Liquido e vapori infiammabili H304 - Può essere letale in caso di ingestione e di penetrazione nelle vie respiratorie H315 - Provoca irritazione cutanea H332 - Nocivo se inalato H351 - Sospettato di provocare il cancro H373 - Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata o ripetuta (timo, fegato, midollo osseo) H411 - Tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata	Conservare in un recipiente ben chiuso e in un luogo fresco, lontano dai raggi solari.

Di seguito si riporta una panoramica delle principali caratteristiche delle sostanze chimiche presenti, con particolare attenzione agli aspetti ambientali e di sicurezza.

Il glicole monoetilenico (C₂H₆O₂) è nocivo se ingerito e potenzialmente dannoso per gli organi (rene) in caso di esposizione prolungata o ripetuta. Va trattato con la dovuta cautela, utilizzando protezioni per gli occhi e il volto e guanti adatti alla protezione delle mani. Nel caso di contatto con pelle o occhi occorre sciacquare accuratamente le zone interessate; se ingerito occorre sciacquare la bocca e bere abbondante acqua. Nel caso di rilasci incidentali deve essere prevista una sufficiente aereazione e il tempestivo raccoglimento per mezzo di sostanze assorbenti (sabbia, farina fossile, etc.).

¹ Il TEG è continuamente rigenerato da un impianto di rigenerazione dedicato, di conseguenza non ne è previsto uno stoccaggio a bordo.

Il glicole trietilenico ($C_6H_{14}O_4$), pur non rispondendo ai criteri di classificazione di cui al Regolamento n. 1272/2008/CE, va trattato con la dovuta cautela, utilizzando protezioni per gli occhi e il volto e guanti adatti alla protezione delle mani. Nel caso di contatto con pelle o occhi occorre sciacquare accuratamente le zone interessate; se ingerito occorre sciacquare la bocca e bere abbondante acqua. Nel caso di rilasci incidentali deve essere prevista una sufficiente aereazione e il tempestivo raccoglimento per mezzo di sostanze assorbenti (sabbia, farina fossile, etc.).

Il gasolio ha effetti irritanti per la pelle ed è nocivo se inalato. A causa della sua bassa viscosità, il prodotto può essere aspirato nei polmoni e può essere letale in caso di ingestione o penetrazione nelle vie aeree. Può provocare danni seri agli organi in caso di esposizione prolungata ed è sospettato di provocare il cancro. È, inoltre, tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata. Va trattato con molta cautela poiché sia il liquido che i suoi vapori sono infiammabili. Per una corretta gestione della sostanza l'operatore deve essere provvisto di adeguate protezioni per le mani ed il corpo oltre ad apposite protezioni per gli occhi, il volto e le vie respiratorie. Nel caso di contatto con occhi o pelle si consiglia un delicato risciacquo della zona interessata; nel caso di ingestione è opportuno non provocare il vomito per evitare il rischio di aspirazione. Nel caso di spandimenti della sostanza in acqua è necessario contenere il prodotto tramite l'utilizzo di barriere galleggianti. Nel caso di incendi di piccole dimensioni occorre utilizzare terra, sabbia, anidride carbonica, schiuma o polvere chimica secca come mezzi estinguenti. Per incendi di grandi dimensioni sono invece consigliati schiuma o acqua nebulizzata.

5.8 Logica di controllo

Nel seguente paragrafo sono descritte le filosofie di controllo dei principali equipment installati sulla piattaforma GREEN 1 necessarie per il corretto funzionamento dell'impianto.

Il separatore (D2-S-001) e il demister (D2-D-001) hanno la funzione di separare l'acqua di strato trascinata dal flusso di miscela durante la fase di erogazione. In entrambi gli equipment il parametro operativo che viene monitorato è il livello.

In particolare, è previsto che il separatore (D2-S-001) sia pieno di liquido al 50% durante il normale funzionamento. Il livello viene mantenuto costante tramite un livellostato (LT-002) a due soglie che agisce la valvola di regolazione (D2-XV-002) posizionata sulla linea di fondo del separatore:

- *La soglia di basso livello* chiude la valvola di regolazione (D2-XV-002);
- *La soglia di alto livello* apre la valvola di regolazione (D2-XV-002). Lo scarico ad alta pressione viene convogliato verso il Closed Drain (D5-T-001) per stoccaggio temporaneo prima dello scarico a terra.

Il separatore (D2-S-001) è equipaggiato inoltre di un indicatore di pressione (PI-006) per il monitoraggio della stessa in normale funzionamento.

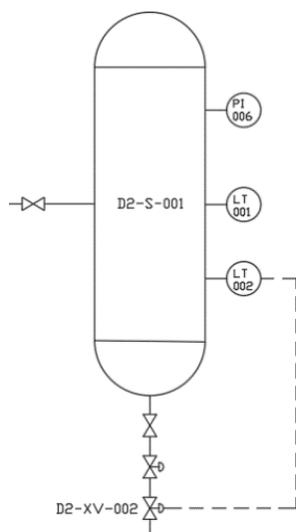


Figura 35: Logica di controllo del separatore di testa pozzo (D2-S-001)

Anche durante il normale funzionamento del demister (D2-D-001) è previsto un livello di liquido minimo per garantire il corretto funzionamento del componente e per evitare il possibile trascinamento di gas verso la linea di scarico reflui connessa al Closed Drain (D5-T-001). Il livello viene mantenuto costante tramite un livellostato (LT-005) a due soglie che agisce sulla valvola di regolazione (D2-XV-003) posizionata sulla linea di fondo del demister:

- *La soglia di basso livello* chiude la valvola di regolazione (D2-XV-003);
- *La soglia di alto livello* apre la valvola di regolazione (D2-XV-003). Lo scarico ad alta pressione viene convogliato verso il Closed Drain (D5-T-001) per stoccaggio temporaneo prima dello scarico a terra.

Il demister (D2-D-001) è equipaggiato inoltre di un indicatore di pressione (PI-008) per il monitoraggio della stessa in normale funzionamento.

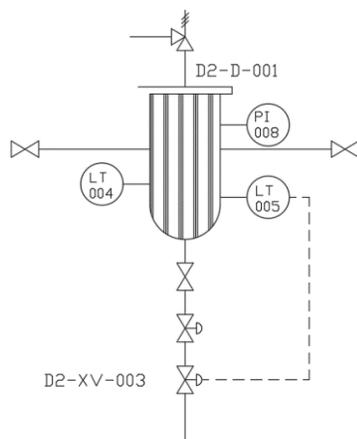


Figura 36: Logica di controllo del demister (D2-D-001)

Una filosofia di controllo analoga è utilizzata anche per operare la colonna di disidratazione (D3-CD-001), in questo caso il livellostato (LT-007) controlla la valvola di regolazione (D3-XV-001) sul fondo della colonna al fine di garantire il corretto smaltimento del TEG esausto. La linea di fondo della colonna è collegata direttamente al package di rigenerazione (D3-R-001). Il livellostato è impostato su due soglie:

- *La soglia di basso livello* chiude la valvola di regolazione (D3-XV-001);
- *La soglia di alto livello* apre la valvola di regolazione (D3-XV-001).

Il flussostato FT-003 in ingresso alla colonna di disidratazione (D3-CD-001) regola il flusso di rientro del TEG rigenerato dal package di rigenerazione (D3-R-001).

La colonna di disidratazione (D3-CD-001) è equipaggiata inoltre di un indicatore di pressione (PI-009) per il monitoraggio della stessa in normale funzionamento.

Il riscaldatore (D2-H-001) ha la funzione di riscaldare il flusso di miscela in uscita dal demister fino alla temperatura ottimale all'ingresso del gas nella colonna di disidratazione. La filosofia di controllo si basa su un segnale proveniente da un termostato (TT-001) che agisce sulla valvola di regolazione (D2-XV-005) al fine di controllare la portata di alimentazione di gas combustibile al riscaldatore ed ottenere il valore di temperatura desiderato. Il termostato (TT-001) è impostato su due soglie:

- *La soglia di bassa temperatura* apre di più la valvola di regolazione (D2-XV-005);
- *La soglia di alta temperatura* chiude un po' la valvola di regolazione (D2-XV-005).

I reflui della caldaia sono drenati attraverso la valvola D2-XV-004 gestita dal PLC del componente.

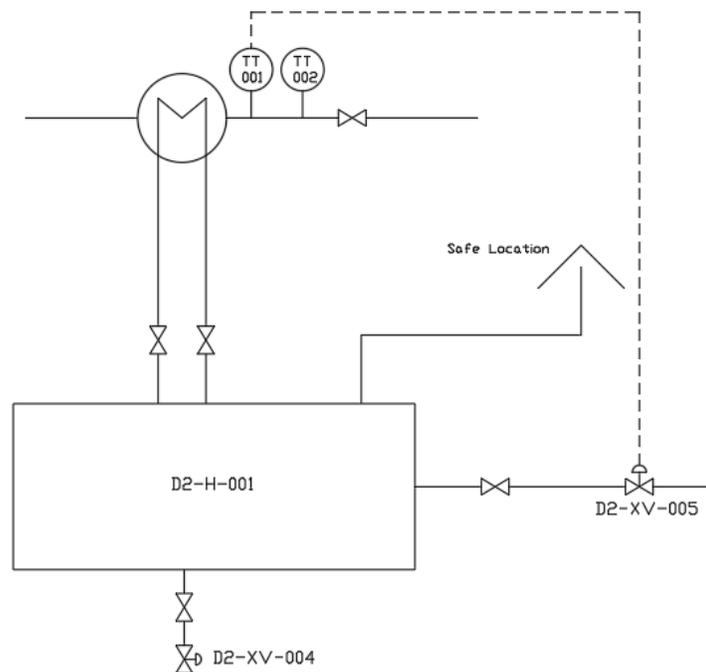


Figura 37: Logica di controllo del riscaldatore (D2-H-001)

Una filosofia di controllo analoga viene applicata al package di rigenerazione (D3-R-001). Anche in questo caso un segnale proveniente da un termostato (TT-003) agisce sulla valvola di regolazione (D3-XV-004) la quale regola la portata di alimentazione di gas combustibile al package al fine di ottenere il rateo di rigenerazione ottimale. Il termostato (TT-003) è impostato su due soglie:

- *La soglia di bassa temperatura* apre di più la valvola di regolazione (D3-XV-004);
- *La soglia di alta temperatura* chiude un po' la valvola di regolazione (D3-XV-004).

I reflui della caldaia sono drenati attraverso la valvola D3-XV-003 gestita dal PLC del componente.

Sulla linea di ritorno del TEG dal package di rigenerazione (D3-R-001) alla colonna di disidratazione (D3-CD-001) sono installati un indicatore di flusso (FI-003) e un indicatore di temperatura (TI-001) per monitorare queste variabili sul flusso di TEG rigenerato.

L'adduzione di MEG avviene tramite l'apposita linea di innesto e la pompa dosatrice (C1-P-001). Il MEG è stoccato in un serbatoio dedicato (C1-T-001); la pompa dosatrice (C1-P-001) riceve un segnale di input da un flussimetro (FT-002) posto a monte dell'innesto, per garantire il giusto dosaggio di sostanza in funzione della portata di miscela gas da trattare: al variare della portata di gas, la portata di MEG verrà adattata al fine di mantenere la concentrazione desiderata.

La pompa dosatrice riceve inoltre un segnale di "Basso livello" dal serbatoio di stoccaggio del MEG: quando il livello scende oltre il limite consentito, la pompa dosatrice (C1-P-001) si arresta per evitare problemi di cavitazione. Sulla mandata della pompa dosatrice (C1-P-001) è installato un indicatore di pressione (PI-007) per il monitoraggio della stessa in normale funzionamento.

Due valvole manuali sono poste a monte e valle della pompa dosatrice (C1-P-001) per consentire le operazioni di manutenzione dei componenti e di sostituzione del serbatoio di stoccaggio in caso di esaurimento. Una valvola di non ritorno sulla mandata della pompa è necessaria a bloccare eventuali flussi inversi.

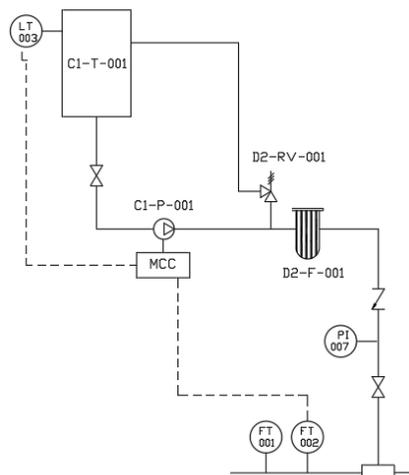


Figura 38: Logica di controllo package di adduzione MEG

Il buffer di fuel gas (D3-B-001) ha la funzione di serbatoio di start-up/back-up per alimentare gli utilizzatori, ovvero il riscaldatore (D2-H-001) e il package di rigenerazione (D3-R-001). Il controllo viene effettuato in pressione tramite il segnale del pressostato (PT-007) posizionato sul serbatoio che controlla la valvola di regolazione (D3-XV-002) sulla linea fuel gas in ingresso al buffer, in particolare la pressione all'interno viene mantenuta costante così da garantire un'alimentazione di gas agli utilizzatori il più omogenea possibile. Il pressostato (PT-007) è impostato su due soglie:

- *La soglia di bassa pressione* apre la valvola di regolazione (D3-XV-002);
- *La soglia di alta pressione* chiude la valvola di regolazione (D3-XV-002).

Il Closed drain (D5-T-001) durante la fase di erogazione ha la funzione di serbatoio temporaneo per lo stoccaggio dei reflui del processo principalmente composti da acqua e una percentuale di MEG/TEG. Il serbatoio è direttamente collegato tramite una linea dedicata alle pompe di trasferimento reflui (D5-P-001A/B). Il controllo viene effettuato in livello tramite il livellostato (LT-009) a servizio del Closed drain (D5-T-001). La logica di controllo prevede che in caso di superamento della soglia di alto livello (settata al 50% del volume totale) vengano attivate le pompe di trasferimento reflui (D5-P-001A/B) e il processo di svuotamento prosegua fino a quando il livello non scende al disotto della soglia di basso livello (settata al 10% del volume totale).

Le pompe di trasferimento reflui (D5-P-001A/B) sono completamente ridondate (2 x 100%) così da garantire un'elevata disponibilità del sistema, inoltre sono equipaggiate da pressostati (PT-012A/B) posti sulla mandata:

- Un'elevata pressione indica 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.

In caso di segnale dal pressostato (PT-012A/B) si attiva automaticamente lo spegnimento della pompa in esercizio e l'avvio della pompa spare.

Due valvole manuali sono poste a monte e valle delle pompe di trasferimento reflui (D5-P-001A/B) per consentire le operazioni di manutenzione dei componenti. Una valvola di non ritorno sulla mandata di ciascuna pompa è necessaria a bloccare eventuali flussi inversi.

Il controllo del package di compressione (D4-TC-001A/B) è basato sui segnali di flusso e di pressione derivanti dal flussostato (FT-005) e dal pressostato (PT-011) posizionati sulla linea in ingresso al package di compressione. Questi segnali entrano all'interno del PLC della singola macchina per regolare di conseguenza l'incremento di pressione necessario a garantire la pressione desiderata in uscita dal package e in ingresso alle teste pozzo (D1-TP-001/002/003/004). Si sottolinea che il package di compressione (D4-TC-001A/B) viene utilizzato solamente durante la fase di iniezione.

5.9 Sistemi di sicurezza d'impianto

L'obiettivo fondamentale dei sistemi riportati in tale sezione è quello di assicurare la sicurezza del personale, la salvaguardia dell'ambiente e degli asset della nuova installazione. Il design

ottimale dell'installazione è quello che prende le misure necessarie a ridurre i pericoli il più possibile piuttosto che implementare misure atte a mitigarne le conseguenze in una fase successiva.

I sistemi riportati di seguito, in dettaglio, riguardano l'impianto antincendio, i relativi rilevatori F&G e la procedura dell'arresto di emergenza.

Il sistema antincendio e i rilevatori F&G sono configurati per operare con elevata disponibilità e progettati in modo da ridurre al minimo il numero di interventi e allarmi spuri, con lo scopo di fornire un rilevamento tempestivo dell'incendio e agire in modo adeguato.

L'arresto di emergenza è invece una procedura atta ad evitare un pericolo o a ridurre l'entità del danno in caso di emergenza; l'arresto consente di bloccare il sistema e mettere in sicurezza i componenti più critici.

Si specifica inoltre che l'installazione garantisce la presenza di vie di fuga e i sistemi di evacuazione. Anche se GREEN1 non è presidiata nella configurazione post conversione, è necessario assicurare un'evacuazione sicura per gli eventuali operatori a bordo (ad esempio durante le operazioni di manutenzione). Su ogni deck di GREEN1 sono infatti previste vie di fuga, opportunamente dimensionate con una dimensione minima di 80 cm nel rispetto degli ingombri dei nuovi componenti, che permettono di raggiungere il punto di raccolta designato e le scialuppe, poste sul Weather Deck.

Le vie di fuga, così come i sistemi di evacuazione, sono disponibili e accessibili durante tutte le fasi del ciclo di vita del nuovo sistema (comprese le fasi di decommissioning dei vecchi componenti e di installazione e commissioning dei nuovi).

Tutti componenti principali sono equipaggiati una PSV (Pressure Safety Valve) con scarico a torcia.

Si specifica infine che le logiche di sicurezza sono indipendenti dalle logiche di controllo e riassunte nella matrice Cause/Effetti (C&E) riportata in ALLEGATO 4.

5.9.1 Impianto Antincendio e rilevatori F&G

Nel presente paragrafo è riassunta la strategia antincendio adottata sulla piattaforma GREEN 1.

Si ricorda che la piattaforma GREEN1 non è presidiata durante il normale funzionamento (unmanned), dunque, non è prevista la presenza di personale a bordo per la maggior parte della vita produttiva dell'impianto. Gli operatori hanno accesso alla piattaforma con scadenza routinaria solo per attività di controllo, ispezione e manutenzione o in caso di gravi malfunzionamenti che richiedono la presenza del personale per essere sanati.

Nonostante le premesse, considerando che GREEN 1 elabora un quantitativo importante di idrocarburi e sostanze infiammabili, si ritiene necessario un impianto antincendio, progettato con lo scopo principale di preservare l'integrità strutturale delle apparecchiature e minimizzare la possibilità di effetti domino in caso di scenari incidentali che possano portare ad incendi/esplosioni su uno o più deck della piattaforma.

In particolare, per i componenti principali come il separatore (D2-S-001) e la colonna di disidratazione facente parte del package di disidratazione (D3-CD-001), ovvero quelli con il maggiore inventario (hold-up) di gas infiammabile, si prevede l'installazione di monitori fissi con

l'aggiunta di un impianto a diluvio al fine di poter intervenire tempestivamente in caso di incendio e raffreddare gli equipment scongiurandone un possibile collasso.

L'attivazione automatica del sistema antincendio è garantita dal sistema di F&G detection. È prevista l'installazione di sensori di rilevazione dei gas infiammabili (gas naturale e idrogeno) e di sensori di rilevazione fiamma opportunamente distribuiti sui deck della piattaforma GREEN 1 così da reagire prontamente a un rilascio di gas o alla presenza di fiamme vive e attivare l'impianto antincendio e le procedure per l'arresto di emergenza del sistema (descritto in dettaglio al paragrafo 5.9.2).

Vista l'assenza del personale di bordo, è previsto che i sensori di rilevazione gas e i sensori di fiamma siano in logica 2oo3 così da scongiurare possibili interventi spuri che comprometterebbero la funzionalità dell'intero impianto portando a delle interruzioni di produzione non previste.

Si prevede infine di predisporre degli estintori a CO₂/polvere nei pressi del locale tecnico contenente le principali apparecchiature elettriche a servizio del processo della piattaforma GREEN1 che possono essere utilizzati in caso di necessità qualora si verificassero degli incidenti durante le attività di ispezione e/o manutenzione. In fase di progetto di dettaglio se ne valuterà, il numero, la capacità e il posizionamento: si predisporranno estintori a CO₂/Polvere addizionali, opportunamente carrellati così da poterli utilizzare in caso di necessità.

5.9.2 Arresto non pianificato dell'impianto

Sono previste tre modalità di arresto dell'impianto in caso di malfunzionamento di componenti che possono portare a deviazioni dei principali parametri del processo.

- Arresto della singola unità (USD);
- Arresto dell'impianto (PSD);
- Arresto d'emergenza (ESD).

In particolare l'arresto della singola unità è previsto in caso di un malfunzionamento che compromette l'operatività dell'unità stessa e non si ripercuote direttamente sulle altre unità.

L'USD è previsto per l'unità D1 e per l'unità D4 rispettivamente le teste pozzo e il package di compressione.

Nel primo caso l'arresto delle unità delle teste pozzo è previsto in caso di attivazione del segnale di alta o di bassa pressione dal pressostato (PT-005).

In Tabella 35 sono riassunte le azioni previste in caso di USD per l'unità D1.

Tabella 35: Azioni per l'arresto della singola unità D1

Unità	Componente	Azione
D1	D1-SDV-001	Chiusura
	D1-SDV-002	Chiusura
	D1-SDV-003	Chiusura
	D1-SDV-004	Chiusura
	D1-BDV-001	Apertura

Nel secondo caso l'arresto dell'unità del package di compressione è previsto in caso di attivazione del segnale di alta pressione dal pressostato (PT-012).

In Tabella 36 sono riassunte le azioni previste in caso di USD per l'unità D4.

Tabella 36: Azioni per l'arresto della singola unità D4

Unità	Componente	Azione
D4	D4-SDV-001	Chiusura
	D4-SDV-002A	Chiusura
	D4-SDV-002B	Chiusura
	D4-SDV-003	Chiusura
	D4-BDV-001	Apertura
	D4-TC-001A/B	Arresto

L'arresto di emergenza del sistema (ESD) è previsto solo nel caso in cui si verifichi un rilascio di gas infiammabile che se non gestito tempestivamente potrebbe portare allo sviluppo di uno scenario incidentale di jet fire/flash fire o esplosione.

La principale funzione dell'arresto di emergenza è quello di portare il più rapidamente possibile in condizioni di sicurezza l'impianto. La sequenza di ESD si attiva su segnale dal sistema F&G descritto precedentemente (si veda paragrafo 5.9.1) e prevede l'isolamento e la successiva depressurizzazione dell'impianto. Ogni unità è dunque isolata tramite la chiusura delle valvole di sezionamento SDV (Shut Down Valve) e depressurizzata a torcia tramite l'apertura delle BDV (Blow Down Valve). Infine vengono arrestati tutti i componenti rotanti quali compressori e pompe di trasferimento reflui e i componenti che prevedono generazione di calore, quali il rigeneratore del TEG e il riscaldatore.

Al fine di evitare possibili interventi spuri e conseguenti arresti non desiderati, i rilevatori gas posizionati nei pressi dei componenti principali dell'impianto sono in logica 2oo3.

L'arresto di emergenza sia in fase di erogazione che in fase di iniezione prevede le azioni riportate in Tabella 37.

Tabella 37: Azioni per l'arresto d'emergenza del sistema

Unità	Componente	Azione
D1	D1-SDV-001	Chiusura
	D1-SDV-002	Chiusura
	D1-SDV-003	Chiusura
	D1-SDV-004	Chiusura
	D1-BDV-001	Apertura
D2	D2-SDV-001	Chiusura
	D2-SDV-002	Chiusura
	D2-SDV-003	Chiusura
	D2-SDV-004	Chiusura
	D2-BDV-001	Apertura
	D2-H-001	Arresto
D3	D3-SDV-001	Chiusura
	D3-SDV-002	Chiusura
	D3-SDV-003	Chiusura
	D3-SDV-004	Chiusura
	D3-SDV-005	Chiusura
	D3-BDV-001	Apertura
	D3-R-001	Arresto
D4	D4-SDV-001	Chiusura
	D4-SDV-002A	Chiusura
	D4-SDV-002B	Chiusura
	D4-SDV-003	Chiusura
	D4-BDV-001	Apertura
	D4-TC-001A/B	Arresto
D5	D5-SDV-001	Chiusura
	D5-P-001A/B	Arresto

Infine l'arresto dell'impianto (PSD) si manifesta in caso di gas fuori specifica all'uscita dalla colonna di disidratazione e prima dell'invio del gas onshore attraverso la sealine.

Le azioni previste per l'arresto dell'impianto sono le stesse riassunte nella Tabella 37 per l'arresto di emergenza a meno dell'apertura delle valvole di depressurizzazione (BDVs). In questo modo le unità sono isolate tra di loro e si può eventualmente intervenire da remoto per risolvere il problema. In questa modalità rimane alla discrezione degli operatori sia la depressurizzazione dell'impianto sia l'intervento in loco degli operatori.

Tutte le cause che portano ad un arresto del sistema, comunque, sono riportate nello specifico nell'ALLEGATO 4 contenente le matrici causa-effetto. Tali matrici mostrano il comportamento del sistema (effetti) in seguito a guasti o incidenti avvenuti nell'impianto (cause).

5.10 Manutenzione

Nel seguente paragrafo si riportano alcune indicazioni generali riguardanti la manutenzione dei principali componenti installati sulla piattaforma post conversione. Si sottolinea che le attività manutentive di dettaglio saranno approfondite puntualmente in fase di progetto esecutivo con i fornitori delle diverse apparecchiature, anche avvalendosi dei manuali di uso e manutenzione di ogni equipment.

Sono escluse dalla trattazione tutte le attività manutentive relative alla struttura della piattaforma GREEN1 che rimangono del tutto analoghe a quelle adottate prima della conversione

È prevista la sostituzione dello stoccaggio di MEG a servizio dell'unità di trattamento del gas con scadenza mensile. La nuova cisterna viene movimentata utilizzando la gru presente in piattaforma GREEN1 e sfruttando l'apposita laydown area del Cellar deck. Le cisterne vuote vengono riconsegnate al fornitore delle stesse per garantirne la bonifica e il riutilizzo.

È prevista un'ispezione visiva dei package contenenti chimici a servizio dell'unità di trattamento gas con scadenza ogni due settimane al fine di verificare sia il corretto consumo degli stessi sia l'integrità strutturale dei serbatoi ed eventuali spandimenti o malfunzionamenti dei sensori di livello dedicati. In particolare, in occasione del controllo, è necessario verificare anche il consumo del TEG all'interno dell'unità di disidratazione così da pianificare con opportuno anticipo l'attività di rabbocco dello stesso e garantire la continuità operativa del sistema.

Contestualmente all'ispezione dei chimici si prevede un'ispezione visiva del piping e dei componenti rotanti (compressori, pompe di adduzione chimici e pompe di trasferimento a terra) oltre che dei principali equipment quali separatore, demister, colonna di disidratazione e riscaldatore.

Contestualmente con le attività sopracitate si prevede un check funzionale di tutte le apparecchiature elettriche installate sulla piattaforma GREEN1 quali:

- Pannello di controllo delle teste pozzo;
- Sistema di controllo del processo DCS;
- Sistema di sicurezza ESD;
- Connessioni elettriche.

Nella qui analizzata opzione di conversione risulta di fondamentale importanza l'utilizzo della sealine; se ne prevede perciò un'attenta attività manutentiva che coinvolge l'utilizzo della launching trap per effettuare l'attività di pigging. Essa si compone di

- Un'attività ispettiva, non distruttiva, con lo scopo di verificare l'integrità della tubazione e la sua eventuale corrosione tramite il passaggio di uno strumento idoneo all'interno della condotta;

- Un'attività manutentiva che, tramite l'utilizzo di pig dotati di spazzole metalliche, ha lo scopo di rimuovere dall'interno della condotta particelle solide e liquide o detriti ferromagnetici [76].

La frequenza con cui ripetere le attività di pigging è determinata di volta in volta da opportune valutazioni fatte in funzione degli esiti dell'ispezione stessa e/o di un suo confronto con le precedenti. In linea generale la ripetizione dell'ispezione della sealine ad intervalli di tempo troppo brevi (es. 2-3 anni) non avrebbe comunque alcun significato tecnico poiché, anche nel peggiore dei casi, il fenomeno corrosivo ha dei tassi di crescita molto contenuti [76].

Infine si ricorda che per tutti gli equipment installati sulla piattaforma GREEN1 devono essere seguite le istruzioni riportate sui libretti di uso e manutenzione rilasciati dai vari fornitori.

5.11 Alternative impiantistiche

5.11.1 Erogazione con compressione

Nei capitoli precedenti il funzionamento dell'impianto di stoccaggio è stato suddiviso in due modalità diverse: l'erogazione e l'iniezione. Nello specifico la fase di erogazione è caratterizzata dall'estrazione del gas dal giacimento e, in accordo con i parametri di pressione per esso stimati, l'invio a terra senza il bisogno di ricomprimere il gas. Questo perché dai dati del giacimento, la pressione di uscita del gas sarà sempre sufficiente al suo spontaneo inserimento in rete.

Va specificato, però, che, essendo la pressione della rete un valore variabile tra i 40 e i 70 bar, vi è la possibilità che nell'ultima parte della stagione di erogazione, ovvero quando il valore di pressione di stoccaggio teoricamente stimato è minimo e pari (a testa pozzo) al valore di circa 70 bar, la pressione di arrivo del gas onshore non sia sufficiente alla sua immissione in rete. Nella trattazione precedente questa possibilità non è mai stata considerata, in quanto, dalle perdite considerate per la totalità dell'impianto, pari a circa 10 bar inclusa la sealine, la pressione a terra risulta inferiore a 70 bar solo nell'ultimo mese di funzionamento, periodo in cui deve contemporaneamente verificarsi la condizione di pressione massima ammissibile in rete, cioè 70 bar. Considerando l'eventualità di questo avvenimento come non comune, si è ipotizzato che a terra vi sia una stazione di ricezione del gas, dove peraltro già avviene la sua misura fiscale, che all'occorrenza possa ricomprimere il gas così da immetterlo in rete. In questo modo la piattaforma è svincolata dal dover seguire il comportamento dinamico della rete di trasmissione e distribuzione, operazione comunque complessa e che comporterebbe notevoli difficoltà impiantistiche, prima fra tutte la capacità dell'impianto di cambiare in modo automatico e non prevedibile l'assetto di funzionamento e di iniziare a comprimere il gas anche in erogazione.

Se però il giacimento presenta delle caratteristiche per cui i valori di pressione sono inferiori a quelli di GREEN1, e quindi risulta maggiore il periodo di tempo in cui la pressione a terra non è sufficiente alla sua immissione in rete, è opportuno concepire l'impianto in grado di eseguire quella che per l'appunto viene chiamata "erogazione con compressione". In suddetta modalità il gas deve essere compresso prima del suo invio a terra utilizzando la stessa unità di compressione utilizzata per la fase di iniezione. Questo presuppone che i compressori siano in grado di lavorare con un range di rapporto di compressione maggiore, che includa sia quello previsto per l'iniezione che quello previsto per l'erogazione. Si sottolinea che comprimendo il gas prima dell'unità di

disidratazione, il naturale riscaldamento del gas causato dalla compressione possa rendere non necessaria la funzione del riscaldatore e che il gas possieda già il valore di temperatura richiesto all'ingresso della colonna di rigenerazione, rappresentando un aspetto positivo di tale configurazione.

5.11.2 Disidratazione per effetto Joule-Thomson

Come esposto nei capitoli precedenti, il gas necessita di una disidratazione per corrispondere ai limiti di umidità prescritti dal codice di rete e, nell'ambito di questo progetto, la modalità selezionata per realizzarla è stata quella della disidratazione a glicole trietilenico. Esistono però diverse tecnologie alternative a questa tipologia, come per esempio la disidratazione per effetto Joule-Thomson.

La riduzione di temperatura dovuto all'effetto Joule-Thomson in un'espansione isoentalpica può essere sfruttata per disidratare il gas al posto del più pesante e ingombrante package di disidratazione a glicole. La caduta di pressione dovuta a questa soluzione è però assai maggiore e ciò può essere eseguito solamente in quegli impianti dotati di un elevato valore di pressione a testa pozzo, oppure in quelli che operano in erogazione con compressione. Basti pensare che per il solo gas naturale (che presenta un raffreddamento maggiore in seguito a espansione isoentalpica rispetto alla miscela con idrogeno) per ottenere un raffreddamento di circa 15 °C serve una caduta di pressione di 30 bar [69], il che significa che per temperature di partenza del gas di 26 °C, come per il caso di GREEN1, e dew point della rete minore di -5 °C, servono cadute di pressione considerevoli per disidratare il gas, cadute che se non supportate da un'elevata pressione a testa pozzo risultano in valori di pressione in ingresso alla sealine insufficienti al trasporto a terra e a elevatissime portate volumetriche e velocità nella condotta. Nel caso di GREEN1 si renderebbe necessaria l'erogazione con compressione, in modo da sopperire al crollo della pressione dovuto a questo tipo di disidratazione, oppure l'installazione di scambiatori che preraffreddino il gas prima della laminazione riscaldando il gas freddo disidratato a valle di essa.

In ogni caso si prevede quindi un costo dovuto o all'utilizzo dei compressori in erogazione o all'installazione di tali scambiatori e che in sede di progetto deve essere accuratamente valutato nella sua entità, relazionandolo ai valori previsti di portata e pressione dal giacimento e confrontandolo con il costo associato ad una più comune unità a glicole.

5.11.3 Compressione parzialmente svolta a terra

Nel caso in cui il peso dei compressori risulti eccessivo per la struttura della piattaforma può essere valutata l'opzione di realizzare la compressione in due stadi diversi, collocando lo stadio di bassa pressione (dotato di maggiori portate volumetriche, peso e ingombro) onshore e lasciando l'ultima parte della compressione in piattaforma subito a monte dell'iniezione in piattaforma. Le dimensioni dei compressori aumentano all'aumentare della potenza richiesta, che a sua volta aumenta all'aumentare della portata e/o del rapporto di compressione che essi sono chiamati ad elaborare; per cui, in caso di iniezioni che richiedono elevate pressioni a testa pozzo o di siti di stoccaggio che elaborano grandi portate, le dimensioni ed il peso dei compressori potrebbe risultare eccessivo per l'integrità strutturale della piattaforma.

La realizzazione di un primo stadio di compressione di bassa pressione onshore, oltre al già citato beneficio di alleggerire il carico in piattaforma, diminuirebbe i valori di portata volumetrica e di velocità all'interno della sealine. La maggiore pressione nella condotta di collegamento tra la terraferma e la piattaforma aumenterebbe, però, il rischio di rottura di essa o addirittura potrebbe

impossibilitare il riutilizzo di quella già esistente prima della conversione, superando il suo valore di design. Come per le alternative dei paragrafi precedenti, anche l'adozione di questa soluzione necessita di un'accurata analisi costi/benefici in funzione dei parametri peculiari del singolo caso.

5.11.4 Recupero di energia tramite turbina

Nella progettazione dell'impianto di GREEN1, come illustrato nei paragrafi precedenti, la limitazione della pressione e della temperatura in ingresso alla colonna di disidratazione comporta la necessità di riscaldare e di espandere isoentalpicamente tramite laminazione la corrente di gas. L'espansione isoentalpica di un gas, però, è associata ad un aumento di entropia di esso e ad una degradazione dell'energia di pressione e conseguente distruzione di exergia; potrebbe quindi risultare più efficiente far espandere la corrente di gas estraendo lavoro dal processo e utilizzando quest'energia per riscaldare il gas a monte dell'espansione, riscaldamento, si ricorda, comunque necessario a garantire la temperatura corretta per il corretto funzionamento dell'unità di disidratazione. Questo processo potrebbe essere realizzato ad esempio impiegando una turbina che, espandendo il gas, produrrebbe l'energia elettrica necessaria al funzionamento di un riscaldatore elettrico, in questo modo diminuendo il consumo di gas per il funzionamento del riscaldatore a gas.

Va sottolineato, però, che l'espansione in questo modo non è più isoentalpica, ma assimilabile tramite un rendimento isoentropico della turbina ad una trasformazione isoentropica, comporta una maggiore diminuzione di temperatura; diminuzione che si traduce in una maggiore necessità di riscaldamento totale del gas a monte dell'espansione, rendendo comunque necessaria l'installazione di un riscaldatore ausiliario.

Un altro utilizzo dell'energia elettrica prodotta dalla turbina potrebbe, invece, essere l'impiego per l'alimentazione dei sistemi elettrici a bordo, quali le pompe per il trasferimento degli scarichi o i servizi ausiliari, diminuendo, almeno per il primo periodo di erogazione caratterizzato dalla maggiore caduta di pressione e dalla maggiore portata, il consumo totale di energia elettrica della piattaforma.

Anche in questo caso l'adozione di tale alternativa di impianto deve essere supportata da una dedicata analisi costi/benefici.

6 Decommissioning

6.1 Configurazione dell'impianto pre-conversione

In Tabella 38 si riporta la lista di apparecchiature presenti sulla piattaforma GREEN1 prima della conversione, suddivise per deck.

Di volta in volta si indica, inoltre, se l'apparecchiatura deve essere mantenuta in sito perché utile anche a valle della conversione o deve essere smantellata per far posto agli equipment del nuovo impianto.

Tabella 38: Lista dei componenti da smantellare dalla piattaforma GREEN1

Item	Descrizione	Smantellamento
WEATHER DECK		
WD-1	Technical room	X
WD-2	Main diesel generator package	X
WD-3A/B	PA/GA system	
WD-4A/B/C/D	Antenne/VHF Marine/GPS	
WD-5	Fireman equipment container	
WD-6	Safety shower and eye wash station	
WD-7	Water tank	X
WD-8	Water pump	X
MEZZANINE DECK		
-	Piping separator	X
MD-1	Accumulator group	
MD-2	Wellhead control pannel	
MD-3	Diesel fuel storage tank	X
CELLAR DECK		
-	Drain manifold area	X
-	Production manifold area	X
-	Test manifold	X
CD-1	Test separator	

Item	Descrizione	Smantellamento
CD-2A/B/C	Chemicals storage tanks	X
CD-3	Hydrate inhibitor storage tank	X
CD-4	Safety shower and eye wash station	
CD-5	Launching trap	
LOWER DECK		
LD-1	Nitrogen bottle rack	X
LD-2	Safety shower and eye wash station	
LD-3	Diesel fuel skid	X
LD-4A/B	Chemical & corrosion injection skid	X
LD-5A/B	Water foam FF skid	X
LD-6	Hydrate inhibitor skid	X
BOAT LANDING		
BD-1	Vent KO drum booster pump	X
BD-2	KO Drum	
BD-3	Sump Caisson	
BD-4	Sump Caisson Pump	
BD-5	Life jacket storage box	

Nell'Opzione 2 qui trattata non vi è alcun componente lasciato in sito anche se non necessario: i componenti principali sono stati tutti o riutilizzati o smantellati per installare nuovi elementi altrettanto pesanti/ingombranti. Non smantellarli avrebbe significato sovraccaricare eccessivamente la struttura e/o non avere spazio a sufficienza per il nuovo impianto.

Tra i componenti riutilizzati vale la pena menzionare la torcia, utilizzata per bruciare gas rilasciato dal sistema di valvole di rilascio in caso di sovrappressioni indesiderate, e la gru, indispensabile sia per le operazioni di smantellamento della componentistica in disuso, sia per le operazioni di installazione dei nuovi componenti, sia per le future operazioni di manutenzione.

Di seguito si evidenziano i componenti principali mantenuti o rimossi per ciascun deck.

Si è scelto di riservare il Weather Deck all'installazione dei compressori, indispensabili durante la fase di iniezione della miscela in giacimento. Il package di compressione costituisce il carico maggiore e l'ingombro più importante da installare nella configurazione post conversione. La scelta di posizionare questo package sul Weather Deck è dovuta sia alla maggiore disponibilità di spazio (il Weather Deck è infatti il deck della piattaforma con la superficie maggiore), sia per non avere limitanti vincoli di altezza durante la scelta del compressore più idoneo all'impianto analizzato (l'altezza interdeck è di 3-4 m e installare il package di compressione in un deck diverso dal Weather Deck avrebbe significato dover individuare un package di compressione con un'altezza minore dell'altezza interdeck), sia per facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione, sia per agevolare lo scarico dei fumi in atmosfera. Si è reso dunque necessario rimuovere quasi tutti i

componenti afferenti alle attività pre-conversione con l'idea di massimizzare lo spazio disponibile per l'installazione dei nuovi sistemi. In quest'ottica, in primo luogo, è necessario smantellare la technical room poiché occupa una percentuale non trascurabile del Weather Deck, costituisce uno dei carichi più impattanti dell'intera struttura ed è sovradimensionata rispetto alla nuova funzione di GREEN1. Tuttavia, dal momento che la technical room costituisce una struttura indispensabile alla gestione e al funzionamento dell'impianto, si è scelto di installare una nuova technical room, di dimensioni più idonee alle esigenze dell'impianto post conversione, sul Mezzanine Deck della piattaforma. Sono invece mantenuti i sistemi di telecomunicazione, i Fireman equipment container, il sistema PA/GA e la zona della doccia di sicurezza e la stazione lavaocchi, necessaria in caso di contatto accidentale con le sostanze pericolose presenti a bordo.

La quasi totalità dei componenti installati sul Mezzanine Deck non è rimossa ma viene riutilizzata nella nuova configurazione; l'attività del nuovo impianto di stoccaggio richiede infatti il recupero delle teste pozzo e, di conseguenza, dei relativi pannelli di controllo; si tratta di sistemi di controllo delle teste pozzo e tubazioni necessarie per gli scopi del nuovo impianto. Per far spazio alla technical room viene rimosso il diesel fuel storage vessel, precedentemente usato per lo stoccaggio del carburante necessario ad alimentare i generatori di energia elettrica, ed ora non più utile ai fini del nuovo impianto.

Dal Cellar Deck sono rimossi tutti gli stoccaggi di chimici non più necessari alla configurazione post conversione. Al contrario, gli altri componenti presenti su questo deck sono mantenuti e riutilizzati dopo un'opportuna bonifica e messa in sicurezza. Fra gli equipment di processo di questa tipologia vi sono il Test Separator, utile durante la prima fase di trattamento della miscela durante la fase di erogazione, e la Launching Trap, un sistema di manutenzione e pulizia della sealine. Viene inoltre mantenuta anche su questo deck la zona della doccia di sicurezza e la stazione lavaocchi.

Sono rimossi tutti i componenti presenti sul Lower Deck ad eccezione della zona della doccia di sicurezza e stazione lavaocchi. Anche lo skid del sistema antincendio a schiuma è rimosso e sostituito con uno sistema più idoneo alle nuove esigenze. Il Lower Deck è utilizzato per l'installazione dei componenti necessari alla disidratazione, ultimo step della fase di erogazione prima dell'invio onshore della miscela estratta dal giacimento.

Vengono mantenuti gli stoccaggi posizionati sul Boat Landing per la gestione degli scarti di processo del nuovo impianto. Viene invece rimossa la Vent KO drum booster pump (BD-1); nella precedente configurazione, questa pompa aveva una funzione di ricircolo degli idrocarburi contenuti nel KO drum (BD-2) verso il production manifold. Nella nuova configurazione il KO drum (BD-2) è sfruttato come un tank di stoccaggio dei reflui, costituiti maggiormente da acqua di strato e MEG e dunque non infiammabili, e il cui livello è regolato da un livellostato che gestisce due pompe di scarico che, ogni 18 ore circa, inviano i reflui onshore.

La sealine, che connette la piattaforma alla receiving facility onshore, è bonificata e riutilizzata per l'invio e la ricezione della miscela gas.

Infine le teste pozze sono dei componenti fondamentali per l'impianto post conversione sia durante la fase di iniezione sia durante la fase di erogazione. Se ne prevede tuttavia un'attenta ispezione e opportuna bonifica prima di riutilizzarle.

6.2 Configurazione dell'impianto post conversione

Una volta rimossi gli impianti e i componenti afferenti alla vecchia configurazione impiantistica della piattaforma GREEN 1 e non più necessari, è possibile installare i nuovi equipment sui deck.

La filosofia con cui sono stati posizionati i componenti del nuovo impianto ha l'obiettivo di rispettare gli ingombri delle apparecchiature ottimizzandone la funzionalità.

In Tabella 39 si riporta la lista di tutti i componenti da installare sulla piattaforma GREEN 1 post conversione, suddivisi per deck.

Tabella 39: Lista componenti da installare su GREEN 1 post conversione

TAG	Descrizione
WEATHER DECK	
D1-TC-001/002	Package di compressione
MEZZANINE DECK	
	Technical room
CELLAR DECK	
C1-T-001	Tank di stoccaggio MEG
C1-P-001	Pompa dosatrice MEG
D1-F-001A/B	Demister
D1-P-001A/B	Riscaldatore
LOWER DECK	
D3-P-002A/B	Impianto di disidratazione TEG
D3-T-001	Impianto di rigenerazione TEG
D5-P-001A/B	Buffer fuel gas
BOAT LANDING	
D4-T-001	Closed Drain
D4-T-002	Sump Caisson
D4-P-001	Pompe di mandata scarichi di produzione

Il Weather Deck, il deck più ampio della piattaforma (440 m²), è dedicato principalmente all'installazione dei due package di compressione posti in parallelo. Rimangono sul piano più alto della piattaforma anche le strutture di comunicazione con la terraferma e la gru.

Il Mezzanine Deck, il piano immediatamente sottostante al Weather Deck, ha un'estensione ridotta rispetto al piano più alto e pari a circa 300 m². Buona parte del deck è occupata dalle teste pozzo, necessarie per le attività di stoccaggio, e dai relativi pannelli di controllo. Questo piano

ospita, inoltre, la nuova technical room all'interno della quale è installato l'hardware necessario al controllo e alla sicurezza dell'intero processo, inclusi il sistema di spegnimento di emergenza (ESD) e il sistema di controllo distributivo (DCS).

Si è scelto di posizionare la nuova technical room sul piano sottostante il Weather Deck poiché tale configurazione consente di non occupare spazio sul piano più alto della piattaforma, dedicato ai package di compressione, e, allo stesso tempo, minimizza la distanza della strumentazione elettronica di controllo e gestione sia dalla stazione di compressione sia dalle stazioni di trattamento della miscela posizionate sui deck sottostanti, ottimizzando così sia il costo di cablaggio della strumentazione sia le perdite di efficienza dei segnali.

Il Cellar Deck si trova immediatamente al di sotto del Mezzanine Deck e ha un'estensione confrontabile con quella del Mezzanine Deck. Su questo deck vengono mantenuti la launching trap, riutilizzata per la manutenzione e la pulizia della sealine e il test separator, qui riutilizzato come separatore, con il compito di separare l'acqua di strato e la miscela di gas durante la fase di erogazione. Anche su questo deck, così come sul Mezzanine Deck, sono presenti le teste pozzo. Inoltre, su questo piano vengono posizionati i primi componenti relativi al trattamento della miscela; fra di essi vi è il package di dosaggio del MEG, il demister, con il compito di raccogliere le ultime gocce di liquido trasportate dalla corrente gassosa, e il riscaldatore, necessario a portare il gas in condizioni idonee al passaggio nella successiva fase di disidratazione. Infine è presente il piping necessario a collegare tutti i componenti sopra elencati.

Si è scelto il Cellar Deck come piano per l'installazione dei sistemi relativi alla prima fase di trattamento, in linea con il criterio di minimizzare gli interventi sulla struttura, con particolare riferimento al test separator che è già installato su questo piano ed è riutilizzato.

Il Lower Deck è dedicato all'installazione del sistema di disidratazione, del sistema di rigenerazione del TEG e del fuel gas buffer, necessario ad alimentare i componenti in modo corretto durante i primi momenti della fase di erogazione e a permettere al sistema di arrivare a regime. Anche su questo deck, così come sul Mezzanine e sul Cellar Deck, sono presenti le teste pozzo.

L'ultimo deck, il Boat Landing, ospita lo stoccaggio delle sostanze di scarto rimosse dalla miscela durante la fase di erogazione (ad esempio l'acqua di strato proveniente dal separatore e il MEG esausto proveniente dal demister).

Tutti i componenti installati post conversione sono resistenti all'aggressività dell'ambiente marino. In particolare, tutti i componenti in materiale metallico sono marinizzati o tropicalizzati, cioè hanno subito un trattamento simile alla zincatura che li ha resi adatti all'utilizzo in un ambiente corrosivo come quello offshore.

L'ALLEGATO 5 riporta i plot plan della piattaforma post conversione.

6.3 Compatibilità strutturale della nuova configurazione

Data la natura dell'installazione offshore, si rende necessaria un'analisi di tipo strutturale, che tenga in considerazione la resistenza meccanica della struttura su cui si opera, anche rispetto agli aspetti meteo climatici. Da un punto di vista legislativo, la rimozione della componentistica

preesistente e l'installazione del nuovo impianto sono regolamentate dal D.L. del 15 febbraio 2019 [77].

L'analisi effettuata è di tipo comparativo, cioè si fa un confronto fra le caratteristiche dei componenti necessari alla conversione della piattaforma e le caratteristiche dei componenti utilizzati nelle operazioni di produzione pre-conversione. Si pone particolare attenzione al peso e all'ingombro dei singoli componenti, in quanto riconosciute come le proprietà più impattanti sulla resistenza strutturale della piattaforma.

L'analisi comparativa è dunque strutturata seguendo l'ordine dei vari deck; di seguito, in Tabella 40, è riportato un confronto fra i pesi rimossi dai singoli deck e quelli installati post conversione, per sottolineare la compatibilità strutturale del nuovo impianto. In Tabella 41 vi è, invece, un confronto fra gli indici di ingombro, definiti come superficie occupata dai componenti installati e superficie del deck di riferimento; tali indici mettono in luce non solo l'idoneità del nuovo impianto rispetto all'occupazione delle superfici dei vari deck, ma anche lo spazio disponibile post conversione, utilizzabile eventualmente per l'installazione futura di ulteriori sistemi.

Tabella 40: Analisi comparativa dei pesi pre e post conversione

	Peso componenti rimossi	Peso componenti installati post	Variazione di peso complessiva
Weather Deck	80,45 t	49,09 t	-31,36 t
Mezzanine Deck	9,28 t	12,60 t	+3,32 t
Cellar Deck	29,92 t	16,46 t	-13,46 t
Lower Deck	13,7 t	3,96 t	-9,74 t
Boat Landing	1,4 t	90 kg	-1,31 t
TOTALE	142,75 t	82,20 t	-60,55 t

Tabella 41: Indici di ingombro pre e post conversione

	Indice di ingombro pre-conversione	Indice di ingombro post conversione
Weather Deck	47%	41%
Mezzanine Deck	30%	22%
Cellar Deck	44%	30%
Lower Deck	35%	14%
Boat Landing	27%	30%

Il Weather Deck è dedicato all'installazione dei package di compressione (D4-TC-001A/B); rimangono su questo piano le strutture di comunicazione con la terraferma, la gru, il sistema antincendio ed i wellhead removable hatch. I componenti rimossi più ingombranti e pesanti sono la Technical room (WD-1) e i Main diesel generator package (WD-2), il primo per permettere l'installazione dei package di compressione il secondo poiché non utile ai fini della nuova attività di utilizzo del giacimento come stoccaggio temporaneo. In totale il peso rimosso dal Weather Deck è pari a 80,45 t e viene sostituito dal peso dei due package di compressione pari a 49,1 t. Il

trasferimento della technical room al piano sottostante lascia sia spazio disponibile sia un range di carico libero utilizzabile per l'installazione della nuova componentistica; ciò permette di non riscontrare ulteriori criticità dal punto di vista degli ingombri. L'ingombro totale dei nuovi elementi post conversione è diminuito al 41% rispetto al 47% della configurazione precedente.

Il Mezzanine Deck è dedicato alla componentistica elettrica. Tutti i componenti della configurazione pre-conversione sono stati rimossi, tranne le teste pozzo ed i relativi pannelli di controllo. L'ingombro maggiore era costituito dal serbatoio di stoccaggio di diesel; il peso totale rimosso è pari a 9,28 t, sostituito da un peso di 12,6 t. In questo caso il peso rimosso e quello installato post conversione sono molto simili e ciò è dovuto al trasferimento sul Mezzanine Deck della technical room che, da sola, costituisce più del 90% del peso installato post conversione. L'ingombro totale dei nuovi elementi ha un impatto minimo sulla superficie utile del deck; infatti, l'ingombro totale post conversione è ridotto dal 30% al 22% pre-conversione.

Il Cellar Deck è dedicato all'installazione dei componenti relativi alla prima fase di trattamento della miscela durante la fase di estrazione. Tale piano è completamente svuotato e gli unici elementi non eliminati sono le teste pozzo, la launching trap (CD-5) e il test separator (CD-1). In totale il peso eliminato dal Cellar Deck è pari a 29,92 t e quello installato post conversione è pari a 16,46 t. Anche in questo caso l'ingombro totale dei nuovi elementi ha un impatto minimo sulla superficie utile del deck e non costituisce una criticità; infatti, l'ingombro totale post conversione è ridotto al 30% dal 44% pre-conversione.

Il Lower Deck è dedicato all'installazione dei componenti relativi alla seconda fase di trattamento della miscela durante la fase di estrazione. La maggior parte dei componenti della configurazione pre-conversione è rimossa. L'ingombro maggiore era costituito dal diesel fuel skid e dal chemical and corrosion fuel skid, gravanti sulla struttura rispettivamente per 5,76 t e 5 t. In totale il peso eliminato dal Lower Deck è pari a 13,7 t, mentre quello installato, costituito dal package di disidratazione TEG e dal buffer di combustibile, è pari a 3,96 t. Anche l'indice di ingombro varia molto fra le due configurazioni, passando dal 35% al 14%.

La quasi totalità dei componenti presenti sul Boat Landing, dopo un'accurata bonifica e messa in sicurezza, è riutilizzata per gli scopi della nuova configurazione. Ad esempio il Closed Drain (D5-T-001) è riutilizzato come un serbatoio di stoccaggio dei reflui di trattamento. Il peso rimosso da tale piano è pari a 1,4 t e costituito principalmente dalle pompe di scarico del KO drum (BD-1); tali pompe sono sostituite da quelle di scarico adatte al nuovo utilizzo del serbatoio, per un peso totale pari a 90 kg. L'indice di ingombro rimane pressoché invariato (dal 27% pre-conversione al 30% post conversione).

Il peso totale rimosso durante la fase di conversione è pari a 142,75 t, mentre quello aggiunto con l'installazione del nuovo impianto è pari a 82,20 t; vi è dunque una differenza netta in peso di 60,55 t. È opportuno sottolineare il diverso posizionamento dei carichi e quindi il diverso sviluppo degli sforzi lungo la struttura portante della piattaforma, nonostante il complessivo alleggerimento della stessa. La sollecitazione meccanica della struttura sarà oggetto di analisi più approfondite nelle fasi successive del design.

Tutti i carichi installati post conversione sono posizionati in modo da rendere minimi gli sforzi di taglio lungo le travi orizzontali portanti dei deck e sono concentrati al centro delle quattro gambe verticali. Si presta infine particolare attenzione al posizionamento dei package di compressione (D4-TC-001A/B).

7 Conclusione

La realizzazione di un impianto di stoccaggio per una miscela di idrogeno e gas naturale è di notevole aiuto all'evoluzione verso un futuro in cui tale vettore energetico sarà sempre maggiormente utilizzato. Oltre, infatti, a presentare tutti i benefici già derivanti dall'attività di stoccaggio di gas, quali lo smorzamento delle oscillazioni della domanda di gas nei confronti delle importazioni o l'immagazzinamento di esso così da garantire maggiore autosufficienza alla rete di distribuzione in caso di emergenza, lo stoccaggio di una miscela di gas naturale e idrogeno favorisce la diffusione e l'adozione delle nuove tecnologie basate su quest'ultimo; data l'urgenza dell'inserimento di tali tecnologie nel panorama energetico per sostituire le climalteranti fonti energetiche fossili, vi è, infatti, la necessità di trovare, almeno inizialmente, soluzioni che permettano il pronto utilizzo dell'idrogeno dando al contempo modo di aggiornare le esistenti infrastrutture energetiche.

La scelta di riutilizzare una piattaforma ormai destinata allo smantellamento è stata fatta, invece, in linea con le attuali politiche ambientali e sostenibili, creando una seconda opportunità per un impianto già esistente, in luogo del suo completo smantellamento e della costruzione di un nuovo impianto che assolva la medesima funzione realizzabile con la conversione. Inoltre la possibilità di riutilizzare, oltre alla piattaforma, anche il relativo giacimento risulta una scelta pionieristica e notevolmente interessante, in un contesto italiano e mondiale in cui invece le più diffuse soluzioni di conversione riguardano l'installazione di tecnologie rinnovabili riutilizzando la sola piattaforma, come l'installazione su di essa di hub di sistemi eolici o solari.

Gli scopi prefissati all'inizio del lavoro di tesi sono stati raggiunti, introducendo il discorso sulla compatibilità del vettore energetico idrogeno nelle condizioni specificate e dimostrando la realizzabilità della conversione in sito di stoccaggio di una piattaforma offshore in dismissione. Dagli studi condotti fino ad oggi, le scoperte circa l'introduzione di una percentuale del 10% di idrogeno nella rete del gas sono rassicuranti e hanno permesso, in modo preliminare, di progettare l'impianto di stoccaggio senza considerare particolari criticità derivanti da tale concentrazione. Inoltre si è dimostrato come i processi e i componenti necessari alle diverse fasi di funzionamento, già ampiamente utilizzati negli impianti onshore, ben si adattano alle installazioni offshore e come non sorgano particolari problematiche relative ai pesi delle nuove apparecchiature. È opportuno specificare, però, che in sede di progettazione definitiva si raccomanda uno studio approfondito della compatibilità dell'idrogeno con i componenti e la richiesta dell'autorizzazione da parte dei fornitori delle apparecchiature all'utilizzo della miscela idrogeno – gas naturale, specialmente in caso di concentrazioni maggiori del 10%; questo perché l'ambito di tale tecnologia è tutt'ora oggetto di studi e di scoperte e in futuro saranno disponibili ulteriori e più specifiche considerazioni a riguardo.

La metodologia mostrata nei precedenti capitoli, come volevasi ottenere, è di carattere aspecifico, non riferita ad un singolo impianto e per questo adattabile e applicabile ad altre tipologie di piattaforme. Lo scopo del lavoro è stato quello di sviluppare un approccio sistematico alla

conversione di una piattaforma generica e di adattare le scelte progettuali alle caratteristiche delle singole piattaforme. Per tale motivo la scelta di una piattaforma tipo, ai fini del lavoro, è stata di fondamentale importanza.

Alla luce della definizione di un filo conduttore per la progettazione, delle caratteristiche tipiche di una piattaforma offshore e della generale compatibilità di una miscela gas al 10% di idrogeno, si è potuto procedere alla progettazione dell'impianto adottando le più attuali tecnologie disponibili per gli esistenti siti di stoccaggio italiani e inserendo, ove possibile, componenti già testati per una miscela di idrogeno e gas naturale, come nel caso della scelta dei turbocompressori.

Fra le principali criticità che hanno determinato il decorso dell'attività di progettazione e della scelta dei componenti vi è la selezione di essi in base alla capacità di elaborare i compiti a loro richiesti; particolarmente determinanti sono stati i valori di portata e pressione corrispondenti ai funzionamenti in erogazione ed in iniezione, soprattutto per la scelta della tipologia di compressore e dell'unità di disidratazione più appropriata. Un altro aspetto critico è stato, a differenza dei comuni impianti di stoccaggio onshore, la distanza sia fisica che progettuale che intercorre tra la rete nazionale del gas e la piattaforma, distanza rappresentata dalla sealine di collegamento con la terra ferma; la presenza di questo distanziamento ha imposto, infatti, la realizzazione del buffer di gas combustibile per garantire il gas necessario alla fase di avvio dell'erogazione. Tale aspetto è risultato del tutto nuovo rispetto alle comuni scelte impiantistiche onshore, per cui risulta invece più agevole l'allacciamento alla rete di distribuzione.

Un altro aspetto fondamentale è stato il posizionamento dei nuovi carichi sulla struttura preesistente della piattaforma, posizionamento regolato da una logica di ingombri minimi e di distribuzione dei carichi in modo da rispettare per quanto possibile la configurazione originaria. Tali carichi erano inoltre determinati dalla tipologia di equipment selezionati, in grado di elaborare le portate e le pressioni dell'impianto.

La pressione del giacimento ha anche influenzato la tipologia di funzionamento dello stoccaggio, in quanto, per valori ridotti di essa, risulta necessaria la compressione del gas anche in fase di erogazione, opzione questa che, come intuibile, determina una concezione e un layout dell'impianto diversi rispetto al caso presentato in questo lavoro di tesi.

È bene, infine, ribadire gli aspetti positivi emersi dall'attività di progettazione. Primo fra tutti vi sono i benefici derivanti dalla conversione di un impianto facente parte di un precedente panorama energetico non sostenibile e dannoso in uno nuovo attuale e allineato al contesto di transizione energetica, che partecipa attivamente e promuove l'introduzione delle nuove tecnologie energetiche. Un altro aspetto positivo è rappresentato dal ridotto impatto ambientale rappresentato dalla conversione rispetto al suo smantellamento, che in tal modo evita gli effetti legati alla demolizione della piattaforma e rispetta l'ecosistema marino ivi insediatosi durante gli anni della precedente attività.

Questa tesi, inoltre, dimostra che impianti come le piattaforme petrolifere in disuso possono essere visti come potenziali risorse per i paesi che le possiedono e come opportunità per uno sviluppo sostenibile e per una crescita tecnologica orientata alla creazione di nuovi e avanzati progetti, come il riutilizzo di piattaforme per lo sfruttamento dell'energia solare ed eolica, caratteristico dell'Opzione 1 citata in questo lavoro di tesi, o per lo stoccaggio in giacimento di anidride carbonica, centrale nell'Opzione 3.

Si possono inoltre individuare i futuri sviluppi di questa opzione di conversione, come ad esempio la conversione di più piattaforme asservite allo stesso giacimento suddividendo i processi fra di esse in modo da migliorare la capacità di stoccaggio globale del sito, la possibilità di utilizzare miscele con una maggiore concentrazione di idrogeno oppure di convertire un gruppo di piattaforme così che possa fungere da sito di produzione di idrogeno verde tramite l'energia rinnovabile e, al contempo, da sito di stoccaggio di esso.

8 Bibliografia

- [1] B. Gates, *How to avoid a climate disaster*, New York – Toronto, Alfred A. Knopf, 2021.
- [2] M. Buttarazzi, *Transizione energetica ottimale*, Tesi di Laurea Magistrale, Libera Università Internazionale Degli Studi Sociali “Luiss - Guido Carli”, a.a. 2019-2020, relatore F. Gozzi.
- [3] < https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_en >
- [4] D.P.R. 5 ottobre 2010, n.207 in materia di “Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE»”
- [5] Wicksten M.K., *Vertical Reefs: Life on Oil and Gas Platforms in the Gulf of Mexico*, Texas A & M Univ Pr, 2015
- [6] <<https://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history>>
- [7] <<https://www.engenya.com/aboout-offshore-drilling>>
- [8] <<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>>
- [9] 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
- [10] <<https://oilstates.com/offshore/fixed-platform-products/>>
- [11] <<http://www.mie.uth.gr/labs/mex-lab/FigureB2-8.html>>
- [12] <https://www.researchgate.net/figure/Spar-platform-generations_fig1_270875310>
- [13] Minerals Management Service. Gulf of Mexico OCS Region. (May 2000). Gulf of Mexico Deepwater Operations and Activities. Environmental Assessment. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans. Figure II-5.
- [14] <https://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/06mexico/background/oil/media/types_600.html >

- [15] <https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_ aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_1/pag609-642ITA3.pdf>
- [16] V. Parente, D. Ferreira, E. Moutinho dos Santos, E. Luczynski, Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability, «Energy Policy», 34/15, 2006, pp. 1992-2001.
- [17] 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”
- [18] <https://unmig.mise.gov.it/images/docs/schede_ita.pdf>
- [19] T. Egeland-Eriksen, A. Hajizadeh, S. Sartori, *Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives*, International Journal of Hydrogen Energy, 46/63, 2021, pp. 31963-83.
- [20] A. Gatti, *Il ruolo dell’idrogeno nella transizione energetica: dal gas naturale all’idrogeno verde*, Prova Finale, Università degli Studi di Padova, a.a. 2020-2021, relatore F. Fontini.
- [21] M. Della Pietra, S. McPhail, L. Turchetti, G. Monteleone, *I ‘colori’ dell’idrogeno nella transizione energetica*, «Energia, ambiente e innovazione», 2020, pp. 92-95.
- [22] M. W. Melania, O. Antonia, M. Penev, *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, NREL, 2013.
- [23] 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.
- [24] SNAM S.p.A, Snam: immissione sperimentale di idrogeno a Contursi raddoppiata al 10% (comunicato stampa), 8 gennaio 2020.
- [25] 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
- [26] H. De Vries, O. Florisson, G. C. Thiekstra, *Safe Operation of Natural Gas Appliances Fueled with Hydrogen/Natural Gas Mixtures (Progress Obtained in the NaturalHy-Project)* presentato all’International Conference on Hydrogen Safety, San Sebastian, Spagna, 11-13 settembre 2007.
- [27] S.Y. Liao, Q. Cheng, D.M. Jiang, J. Gao, *Experimental study of flammability limits of natural gas-air mixture*, «Journal of Hazardous Materials», 119/1-3, 2005, pp. 81-84
- [28] Y. Koshihara, T. Hasegawa, B. Kim, H. Ohtani, *Flammability limits, explosion pressures, and applicability of Le Chatelier’s rule to binary alkane-nitrous oxide mixtures*, Yokohama National University, Yokohama, 2017
- [29] K. Lambert, *Limiti di infiammabilità*, trad. L. Parisi, (2016)
- [30] B. E. Poling, J. M. Prausnitz, J. P. O’Connel, *The Proprieties of Gases and Liquids*, Fifth Ed., McGraw-Hill, New York, 2007.
- [31] L. C. Nelson, E. F. Obert, Chem. Eng., July 1954, p. 203.

- [32] J. Li, Y. Su, B. Yu, P. Wang, D. Sun, *Influences of Hydrogen Blending on the Joule–Thomson Coefficient of Natural Gas*, ACS Omega, 2021, 6, pp. 16722–16735
- [33] UNI EN ISO 13443:2008, 7 febbraio 2008, in materia di “Gas naturale - Condizioni di riferimento normalizzate”
- [34] A. Marangon, *Aspetti di Sicurezza delle Miscele Idrogeno / Metano*, Tesi di Dottorato, Università di Pisa - Facoltà di Ingegneria, relatori M. Carcassi e M. Mossa Verre.
- [35] UNI EN ISO 6976, 26 gennaio 2017, in materia di “Gas naturale – Calcolo del potere calorifico, della densità relative e dell’indice di Wobbe, partendo dalla composizione”
- [36] D.M. 17 aprile 2008 in materia di “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8”
- [37] D.M. 3 febbraio 2016 in materia di “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l’esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8”
- [38] SNAM, Codice di Rete.
- [39] D. Zivar, S. Kumar, J. Foroozesh, *Underground hydrogen storage: A comprehensive review*, *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2021, 46/ 45, pp. 23436-23462.
- [40] Ottimizzazione energetica degli impianti offshore e Database GIS – Giugno 2017 <https://unmig.mise.gov.it/images/docs/ottimizzazione_energetica_piattaforme.pdf>
- [41] <http://s1.bo.ismar.cnr.it/perl/s1_home.pl>
- [42] INVG, Ordinanza PCM 3519 del 28 aprile 2006, All. 1b - Pericolosità sismica di riferimento per il territorio nazionale, disponibile al link http://zonesismiche.mi.ingv.it/mappa_ps_apr04/italia.html
- [43] 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.
- [44] MiSE, Elenco dei pozzi petroliferi perforati in Italia dal 1895 al 2016, 17 novembre 2016 < <https://unmig.mise.gov.it/images/dati/pozzi-storici.pdf>>
- [45] D.Dir. 4 febbraio 2011, in materia di “Procedure operative di attuazione del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell’articolo 13, comma 4 del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011”
- [46] Agip petroli SpA, Relazione di campo - Campo di BARBARA NW - Aggiornamento al 31/12/2014, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2015
- [47] Agip petroli SpA, Relazione di campo - Campo di PORTO CORSINI MARE - Aggiornamento al 31/12/2016, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2017

- [48] Cairo E., Cicilloni R., CONCESSIONE RIPALTA STOCCAGGIO: Relazione tecnica relativa alla sperimentazione in sovrappressione e risultati del monitoraggio, STOGIT, 2011
- [49] Edison Stoccaggio S.p.A., Stoccaggio Gas Naturale Palazzo Moroni, Rapporto preliminare di Sicurezza, Milano, D'Appolonia, 2011
- [50] Edison Stoccaggio S.p.A., Studio di giacimento, Trasformazione a stoccaggio del giacimento di Bagnolo Mella
- [51] Petroleum Engineering Group – Politecnico di Torino, STOGIT S.p.A., Campo di Bordolano, Studio dinamico di giacimento – Livello di stoccaggio Pool B, 2015
- [52] Petroleum Engineering Group – Politecnico di Torino, STOGIT S.p.A., Campo di Ripalta, Pool A, Relazione tecnica in ottemperanza alla Prescrizione A4) di cui al D.M. n.0000089 del 07/04/2017, 2017
- [53] R. P. Lowell, K. Kolandaivelu, P. A. Rona, *Hydrothermal Activity*, Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences, Elsevier, 2014
- [54] <<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/stoccaggio-del-gas-naturale>>
- [55] <https://www.snam.it/it/trasporto/dati-operativi-business/2_Andamento_dal_2005/>
- [56] D.L. 23 maggio 2000, n° 164, in materia di “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.”
- [57] Edison Stoccaggio S.p.A., Codice di Stoccaggio, Versione 5.0, 2009
- [58] Edison S.p.A., Progetto di trasformazione a stoccaggio di gas naturale del giacimento di Bagnolo Mella, Descrizione generale per progetto definitivo, 2011
- [59] Edison S.p.A., Progetto di trasformazione a stoccaggio di gas naturale del giacimento di Palazzo Moroni, Descrizione generale per progetto definitivo, 2011
- [60] M. Liu, B. Bai, X. Li, *A Unified Formula for Determination of Wellhead Pressure and Bottom-hole Pressure*, «Energy Procedia», 37, 2013, pp. 3291-3298.
- [61] H. J. Jr. Ramey, *Wellbore Heat Transmission*, «Journal of Petroleum Technology», 14/04, pp. 427-435.
- [62] STOGIT S.p.A., Concessione Ripalta Stoccaggio: Esercizio a $P_{max} = 1,10 P_i$ e nuovo impianto di trattamento, Sintesi non tecnica, 2012
- [63] STOGIT S.p.A., Concessione Bordolano Stoccaggio, Impianto di Compressione e di Trattamento Gas, Progetto preliminare, 2021
- [64] Heinrich, Martin. (2016). Genetic Optimization of Turbomachinery Components using the Volute of a Transonic Centrifugal Compressor as a Case Study.
- [65] <<https://www.airbestpractices.com/technology/air-compressors/centrifugal-air-compressor-controls-and-sizing-basics>>
- [66] Enciclopedia degli Idrocarburi – Stoccaggio di gas naturale in sotterraneo – Gianfranco Altieri

- [67] SNAM S.p.A, Snam testa con Baker Hughes la prima turbina “ibrida” a idrogeno al mondo per una rete gas (comunicato stampa), 20 luglio 2020
- [68] API SPEC 12J, 2008 Edition, October 2008 - Specification for Oil and Gas Separators
- [69] Altieri G. (2005). Impianti di trattamento del gas prodotto. In, Enciclopedia degli Idrocarburi, volume 1, Treccani-ENI, Roma, 681-706
- [70] M. Nitsche, R. Gbadamosi, Practical column design guide
- [71] R. Chebbi, M. Qasim, N.A. Jabbar, Optimization of triethylene glycol dehydration of natural gas, Energy Reports 5 (2019), Pages 723-732
- [72] A. Bahadori, H. Vuthaluru, *Simple methodology for sizing of absorbers for TEG (triethylene glycol) gas dehydration systems*, «Energy», 34, 2009, pp. 1910-1916.
- [73] <<https://www.exterran.com/Content/Docs/Products/Glycol-Dehydration-Unit-English-Letter-a.pdf>>
- [74] <https://www.sulzer.com/-/media/files/products/separation-technology/liquid_liquid_extraction/brochures/structured_packings.ashx>
- [75] Codice di Stoccaggio STOGIT – Stoccaggi Gas Italia S.p.a.
- [76] Ricognizione tecnica e normativa in materia di ispezionabilità delle reti di trasporto di gas naturale – CIG (Comitato Italiano Gas)
- [77] D.L. 15 febbraio 2019, in materia di “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”

ALLEGATO 1
CALCOLO DELLA
PRESSIONE A TESTA
POZZO CON MATLAB


```

clc; clear all; close all;

% dati di input
ri = 0.0482; ro = 0.0571; h = 19.87; kacc = 50; c = 2405;
a = 0.015; T_fondo = 45; g = 9.81;
L = 2000; M = 0.0146; R = 8.314; lambda = 0.018;
% calcolo del coefficiente di scambio termico U
U = (1/h+ri/kacc*log(ro/ri))^( -1);
%% erogazione
b_erog = 45;
% estraggo da file excel i valori di pressione a fondo pozzo per tutti i
% giorni di erogazione
P_fondo_erog = [xlsread('Portata e pressione di fondo',1,'E5:E184')*10^5]';
% estraggo da file excel i valori di C per tutti i giorni di erogazione
CC = [xlsread('Portata e pressione di fondo',1,'G5:G184')]';
GG = CC*pi*ri^2; %portata in massa kg/s
% suddivisione della condotta in nodi distanziati di 10 cm
dz = 1e-1;
zz = 0:dz:L;
% inserimento dei valori iniziali e preallocazione delle matrici P e T
% (righe = nodi, colonne = giorni)
P_erog = zeros(length(zz),length(CC));
T_erog = zeros(size(P_erog));
P_erog(1,:) = P_fondo_erog;
T_erog(1,:) = T_fondo*ones(size(CC));
for j = 1:length(CC)
    % estrazione dei dati di portata per il j-esimo giorno
    G = GG(j);
    C = CC(j);
for i = 1:length(zz)-1
    P_erog(i+1,j)=P_erog(i,j)-(dz*g*P_erog(i,j)*M/(R*(T_erog(i,j)+273.15))+...
        dz*lambda*C^2*R*(T_erog(i,j)+273.15)/(4*ri*P_erog(i,j)*M))/...
        (1-C^2*R*(T_erog(i,j)+273.15)/(M*P_erog(i,j)^2));
    T_erog(i+1,j) = 2*pi*ri*dz*U/(G*c)*(-a*zz(i)+b_erog-T_erog(i,j))-
    g*dz/c+T_erog(i,j);
end
end
%% iniezione
b_iniez = 15;
T_testa = 50;

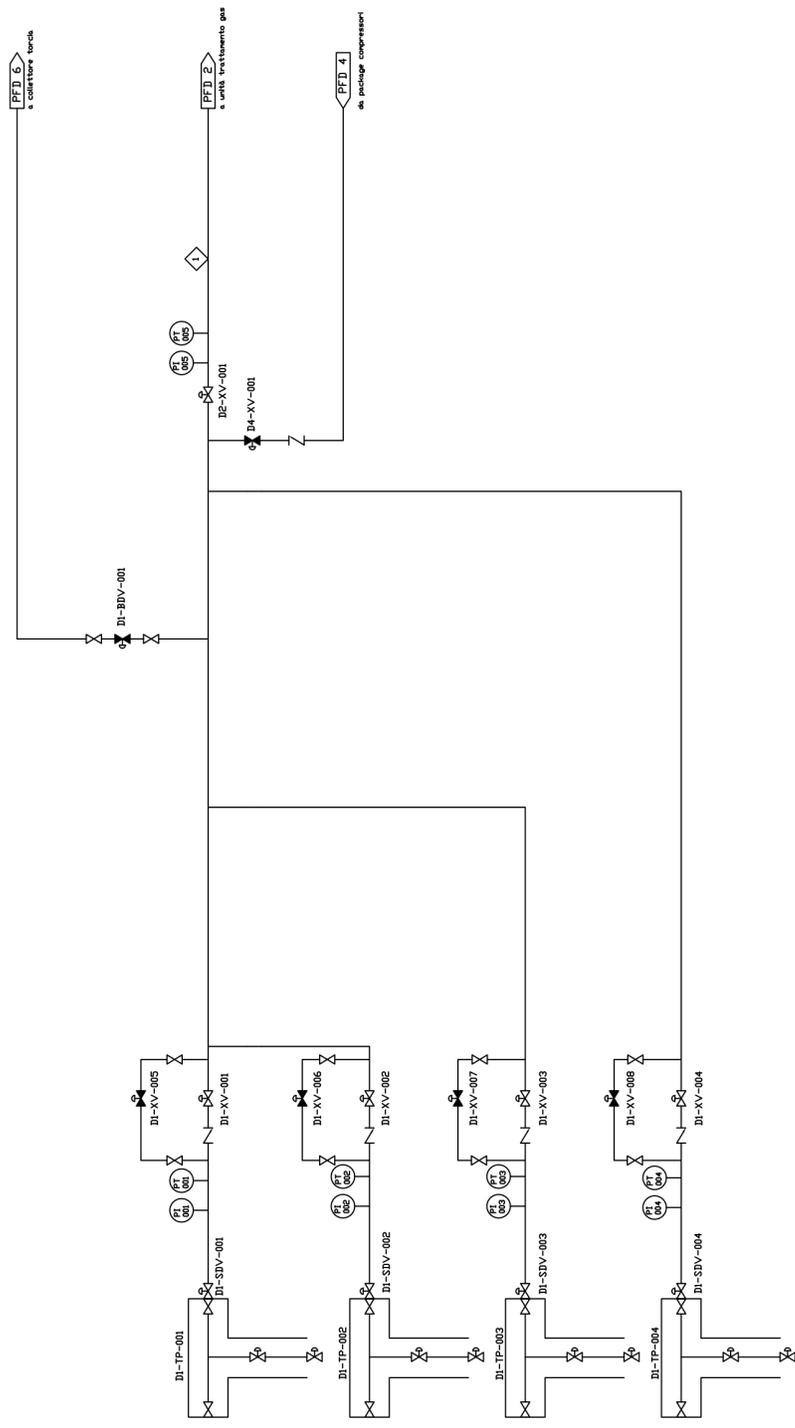
```

```

% pressione di fondo pozzo in iniezione simmetrica nel tempo rispetto a
% quella in erogazione
P_fondo_iniez = fliplr(P_fondo_erog);
P_iniez = zeros(size(P_erog));
T_iniez = zeros(size(T_erog));
P_iniez(1,:) = P_fondo_iniez;
T_iniez(1,:) = T_testa*ones(size(CC));
for j = 1:length(CC)
    G = GG(j);
    C = CC(j);
    % calcolo della temperatura dalla testa al fondo pozzo
    for ii = 1:length(zz)-1
        T_iniez(ii+1,j) = 2*pi*ri*dz*U/(G*c)*(a*zz(ii)+b_iniez-
T_iniez(ii,j))+g*dz/c+T_iniez(ii,j);
    end
    % adattamento alla convenzione dal fondo alla testa pozzo
    T_iniez(:,j) = flipud(T_iniez(:,j));
for i = 1:length(zz)-1
    P_iniez(i+1,j)=P_iniez(i,j)+(-
dz*g*P_iniez(i,j)*M/(R*(T_iniez(i,j)+273.15))+...
dz*lambda*C^2*R*(T_iniez(i,j)+273.15)/(4*ri*P_iniez(i,j)*M))/...
(1-C^2*R*(T_iniez(i,j)+273.15)/(M*P_iniez(i,j)^2));
end
end
%% export dei risultati in file .txt
P_testa_erog = table([P_erog(end,:)']/1e5);
P_testa_iniez = table([P_iniez(end,:)']/1e5);
writetable(P_testa_erog);
writetable(P_testa_iniez);

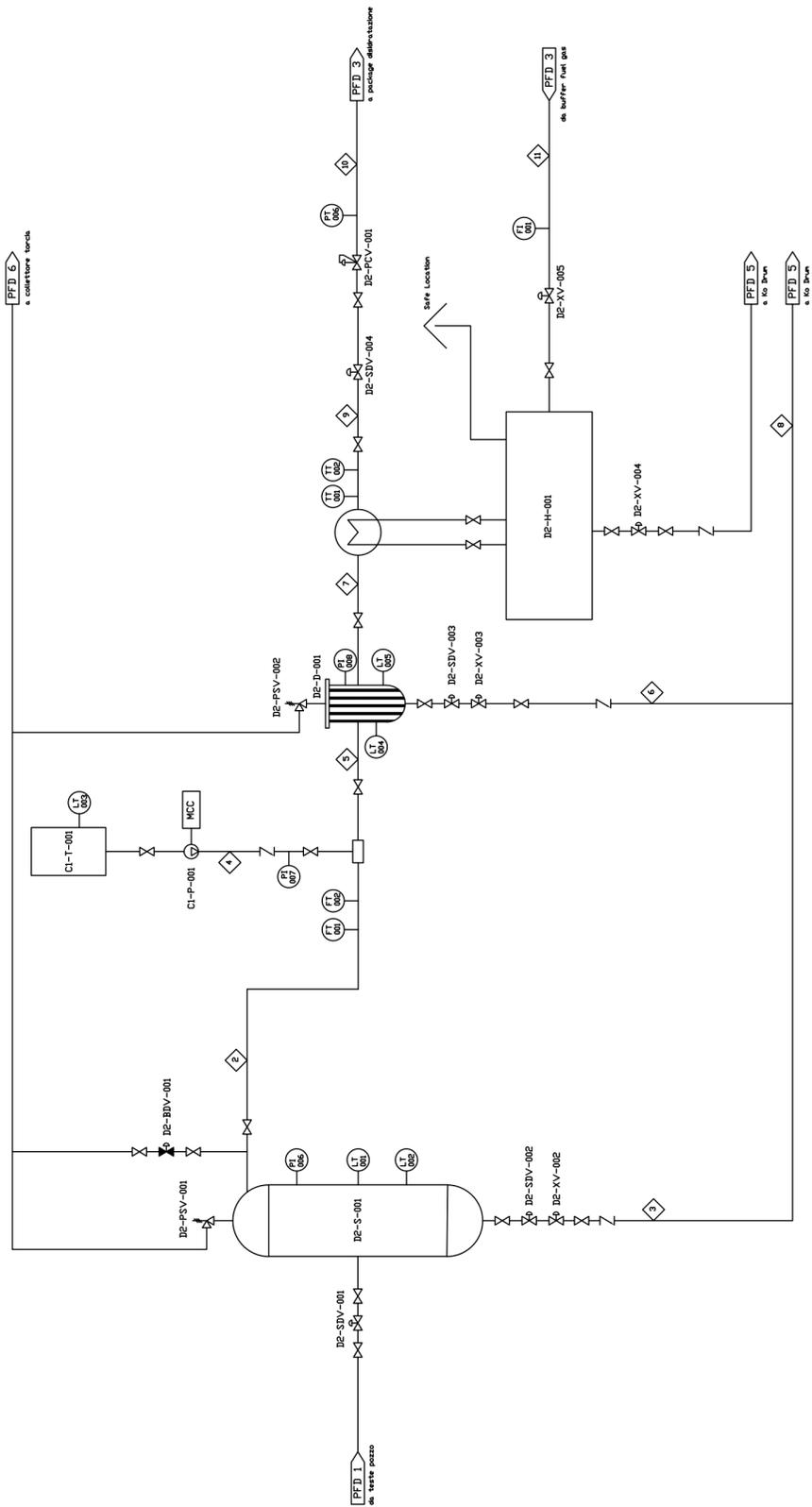
```

ALLEGATO 2
PROCESS FLOW
DIAGRAM



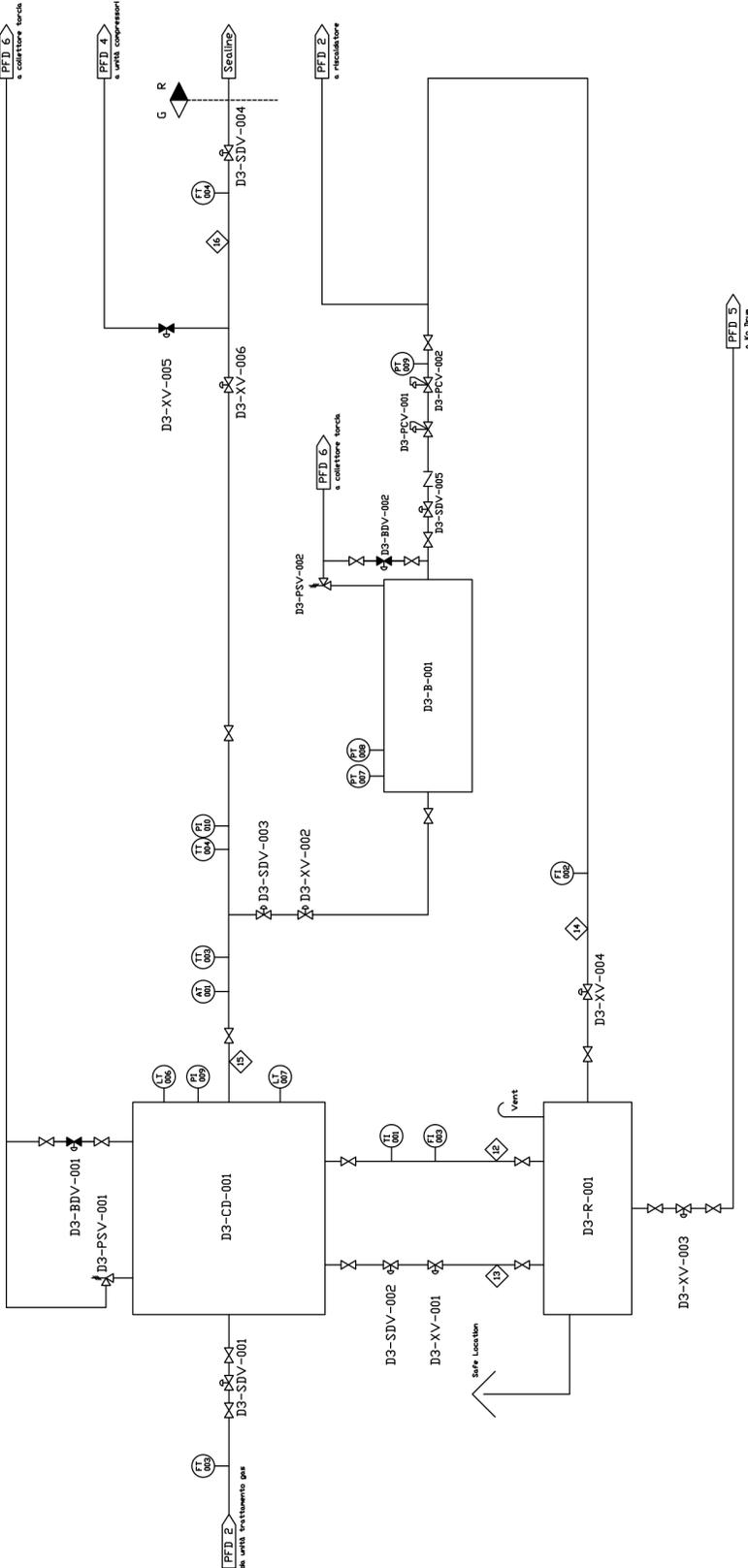
NUMERO FLUSSO	1
NOME FLUSSO	Gas da teste pozzo
Portata[m ³ /h]	274.72
Pressione[bar]	129.48
Temperatura [°C]	8.00
Densità[kg/n ³]	81.62

D1-IP-001/2/3/4
testa pozzo



NUMERO FLUSSO	2	3	4	5	6
NOME FLUSSO	Gas dopo separatore	Refluo separatore	Soluzione MEG	Gas+MEG	Refluo demister
Portata[m³/h]	274.51	0.21	0.01	275.38	0.03
Pressione[bar]	129.48	129.48	150.00	129.00	128.50
Temperatura [°C]	8.00	8.00	8.00	7.86	7.80
Densità[kg/m³]	80.91	1024.00	1091.95	80.72	1062.91
NUMERO FLUSSO	7	8	9	10	11
NOME FLUSSO	Gas ingresso riscaldatore	Reflui verso terra	Gas uscita riscaldatore	Gas ingresso colonna	Fuel riscaldatore
Portata[m³/h]	277.38	0.23	315.61	457.59	12.56
Pressione[bar]	128.00	128.00	126.40	83.75	5.00
Temperatura [°C]	7.70	8.00	42.42	30.00	15.00
Densità[kg/m³]	80.04	1028.27	70.34	48.52	3.05

D2-S-001 Separatore di testa pozzo
 C1-T-001 Package di iniezione MEG
 D2-D-001 Demister
 D2-H-001 Riscaldatore



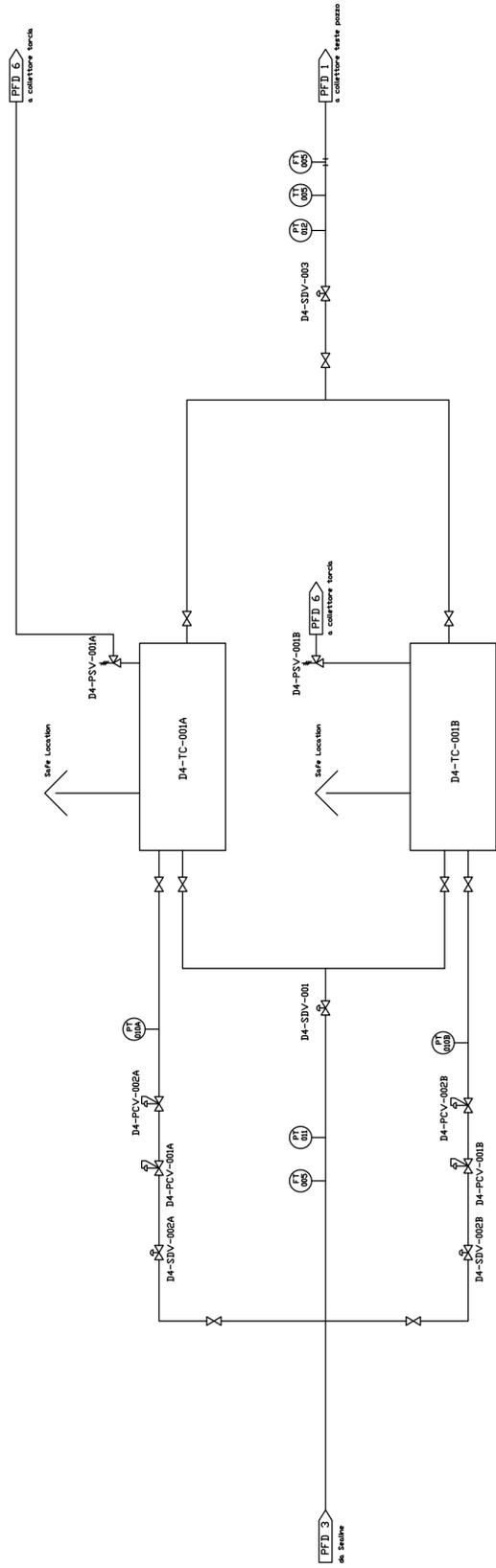
NUMERO FLUSSO	12	13	14
NOME FLUSSO	TEG in	TEG out	Fuel rigeneratore
Portata[m ³ /h]	0.41	0.41	1.31
Pressione[bar]	100.00	83.63	5.00
Temperatura [°C]	30.00	30.00	15.00
Densità[kg/m ³]	1098.35	1098.18	3.05

NUMERO FLUSSO	15	16
NOME FLUSSO	Gas uscita colonna	Ingresso Sealine
Portata[m ³ /h]	472.37	489.05
Pressione[bar]	81.13	78.13
Temperatura [°C]	30.00	29.10
Densità[kg/m ³]	47.00	45.39

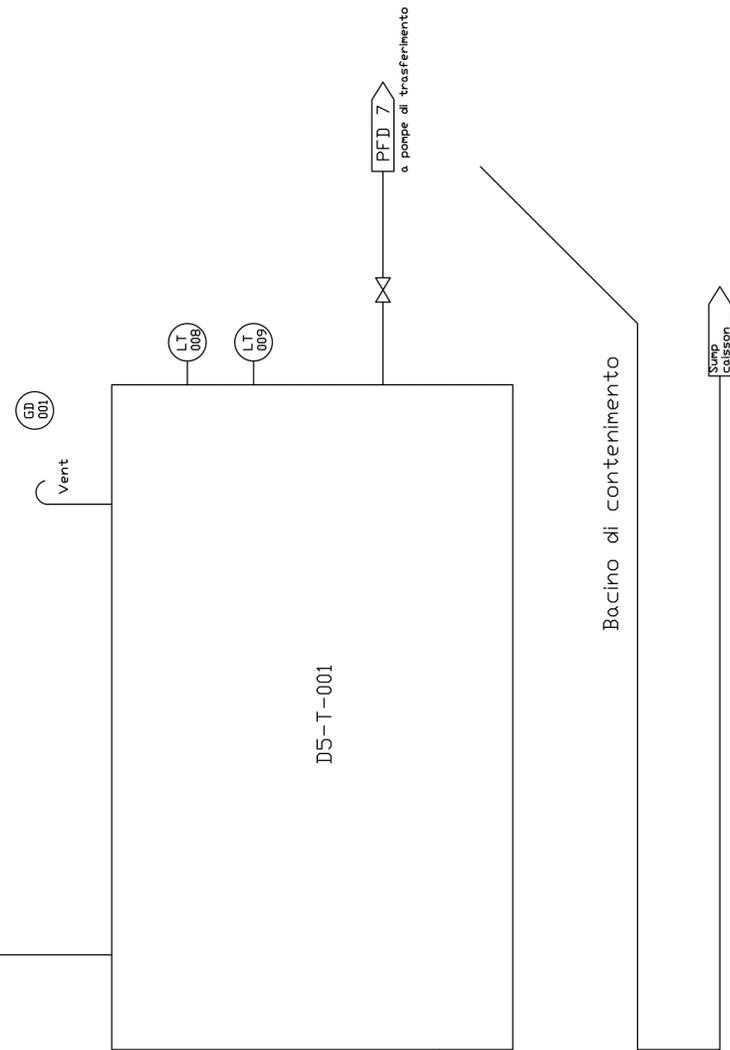
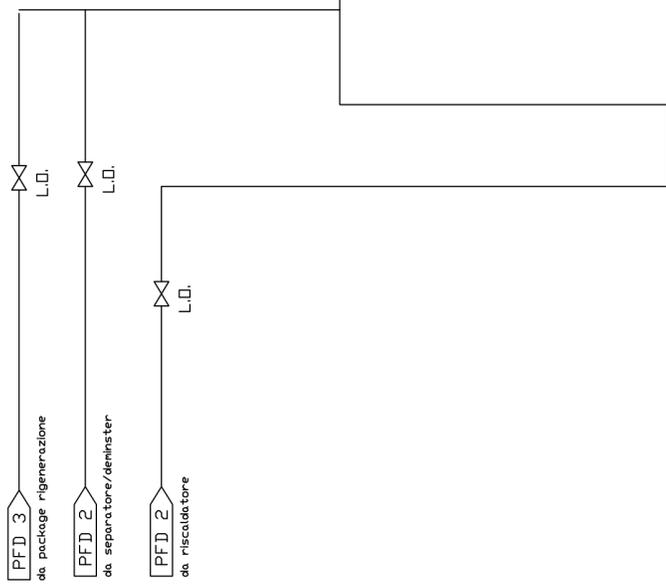
D3-CD-001
Colonna di disidratazione

D3-R-001
Rigeneratore TEG

D3-B-001
Buffer fuel gas

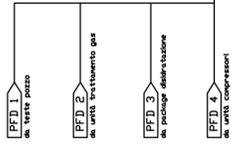


D4-TC-001A/B
Turbocompressore centrifugo

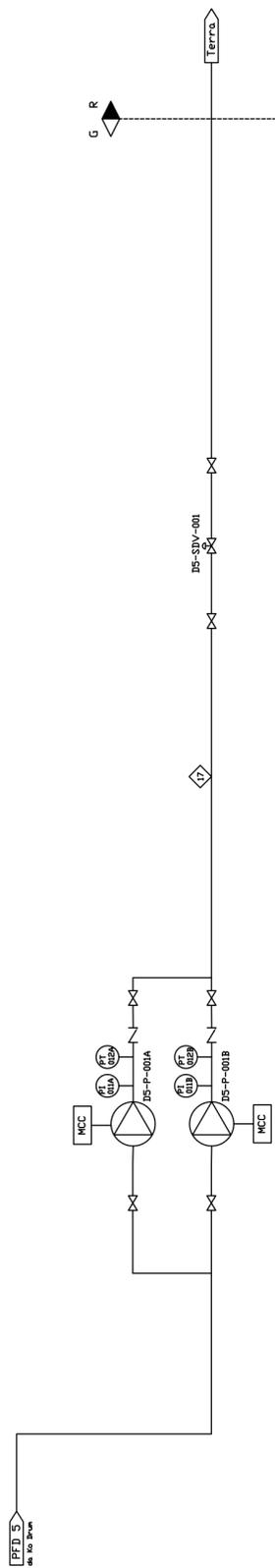


Bacino di contenimento

D5-T-001
Closed drain

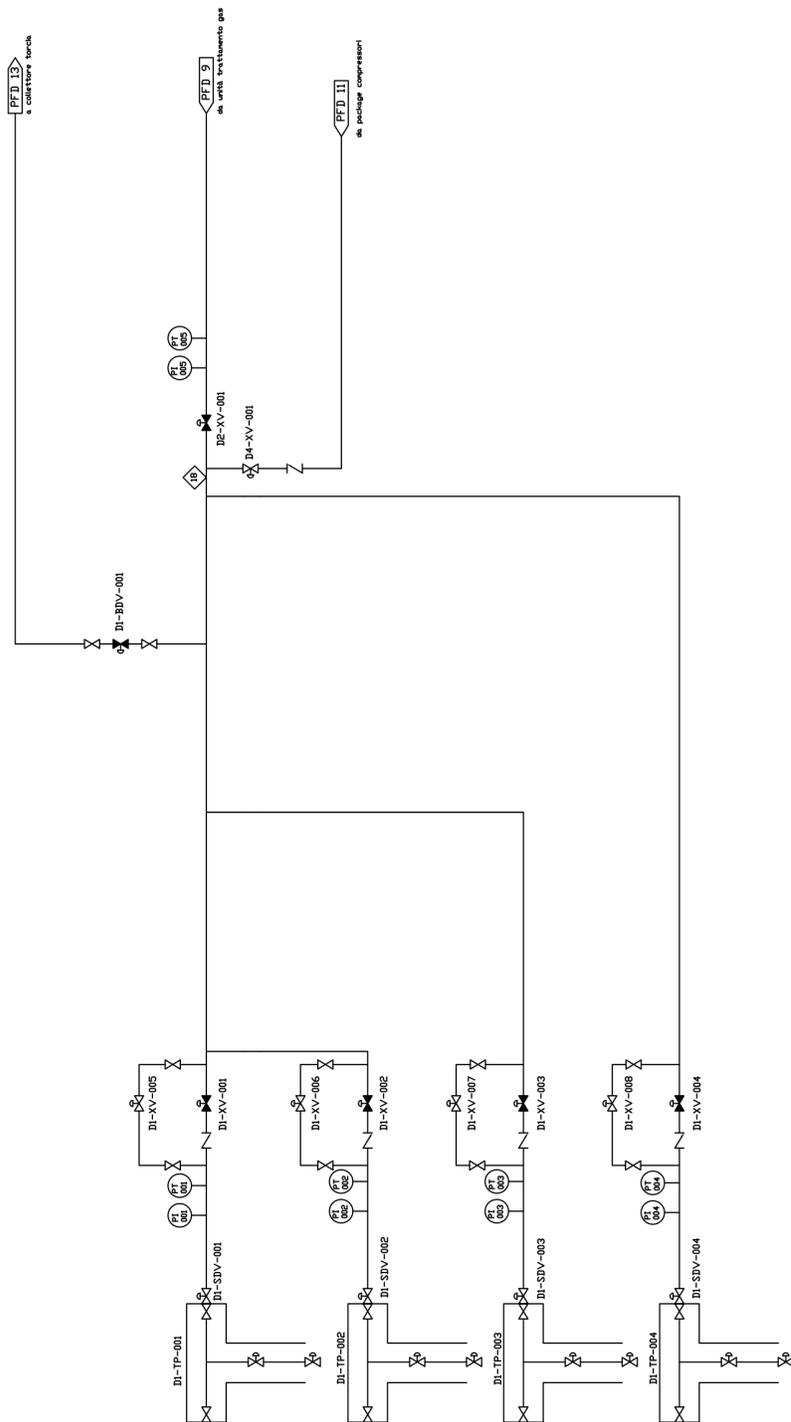


Torcia



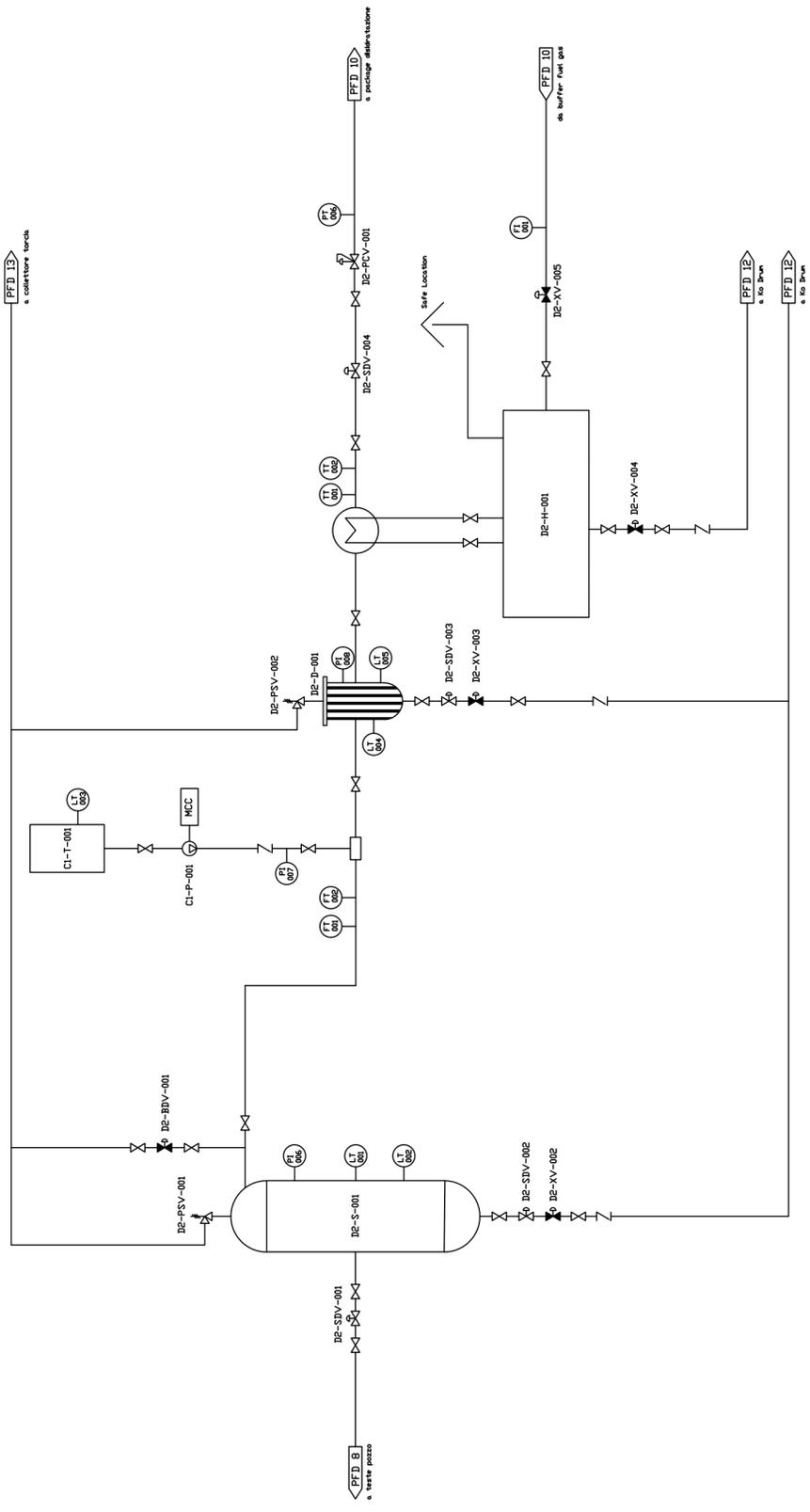
DS-P-001A/B
Pompa di scarico a terra

NUMERO FLUSSO	17
NOME FLUSSO	Scarico Reflui
Portata[m ³ /h]	3.56
Pressione[bar]	18.00
Temperatura [°C]	8.00
Densità[kg/m ³]	1028.27

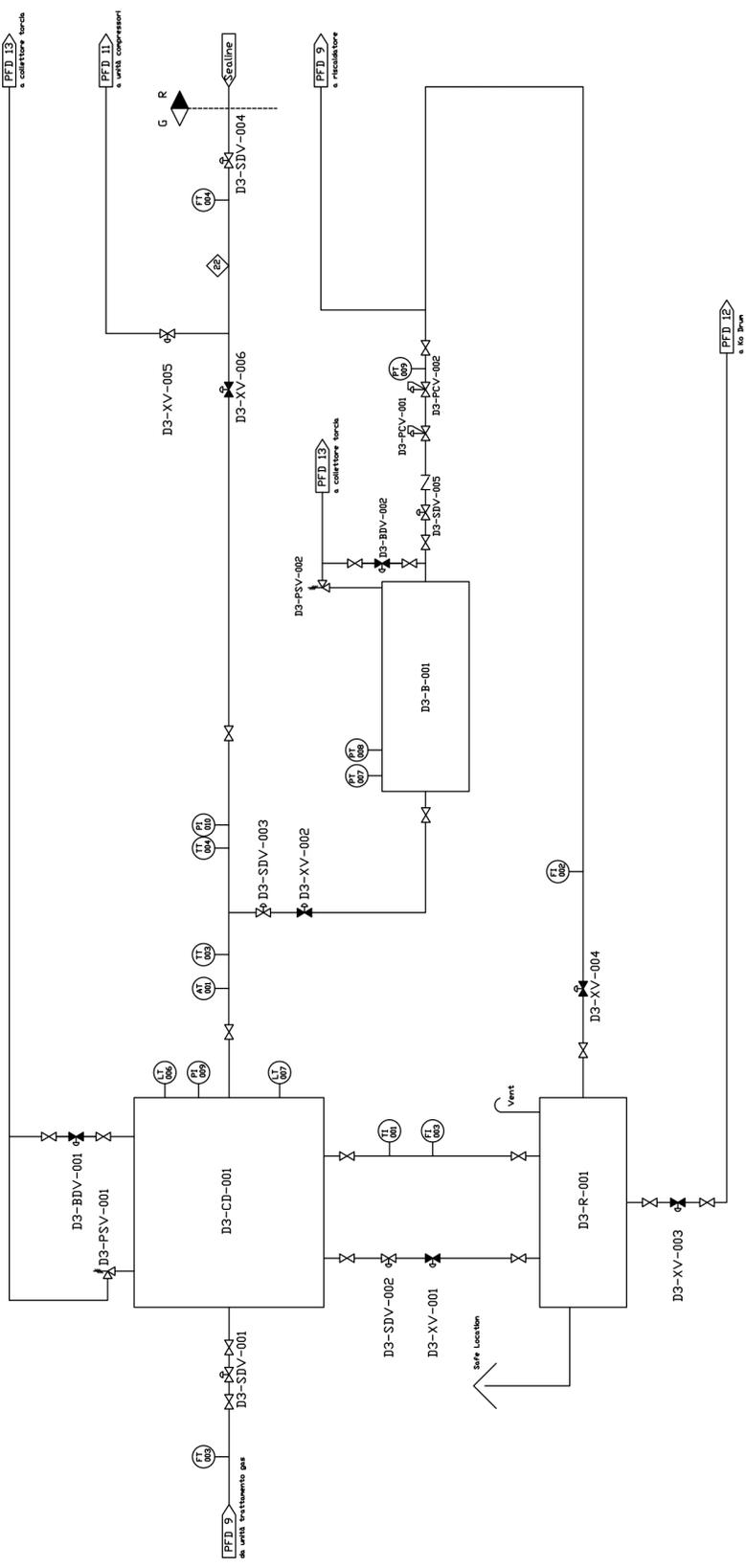


NUMERO FLUSSO	18
NOME FLUSSO	Gas da teste pozzo
Portata[m ³ /h]	571.31
Pressione[bar]	71.50
Temperatura [°C]	49.40
Densità[kg/m ³]	38.85

DI-IP-001/2/3/4
Testa pozzo

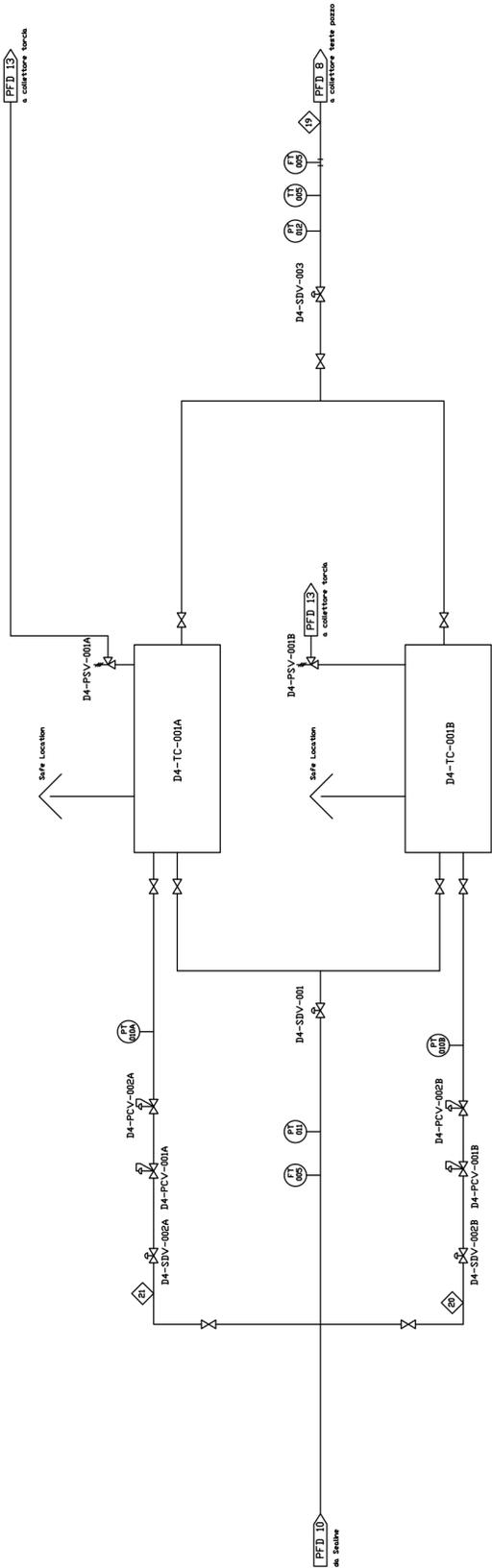


D2-S-001 Separatore di testa pozzo
 CI-T-001 Package di iniezione MEG
 D2-D-001 Demister
 DE-H-001 Riscaldatore



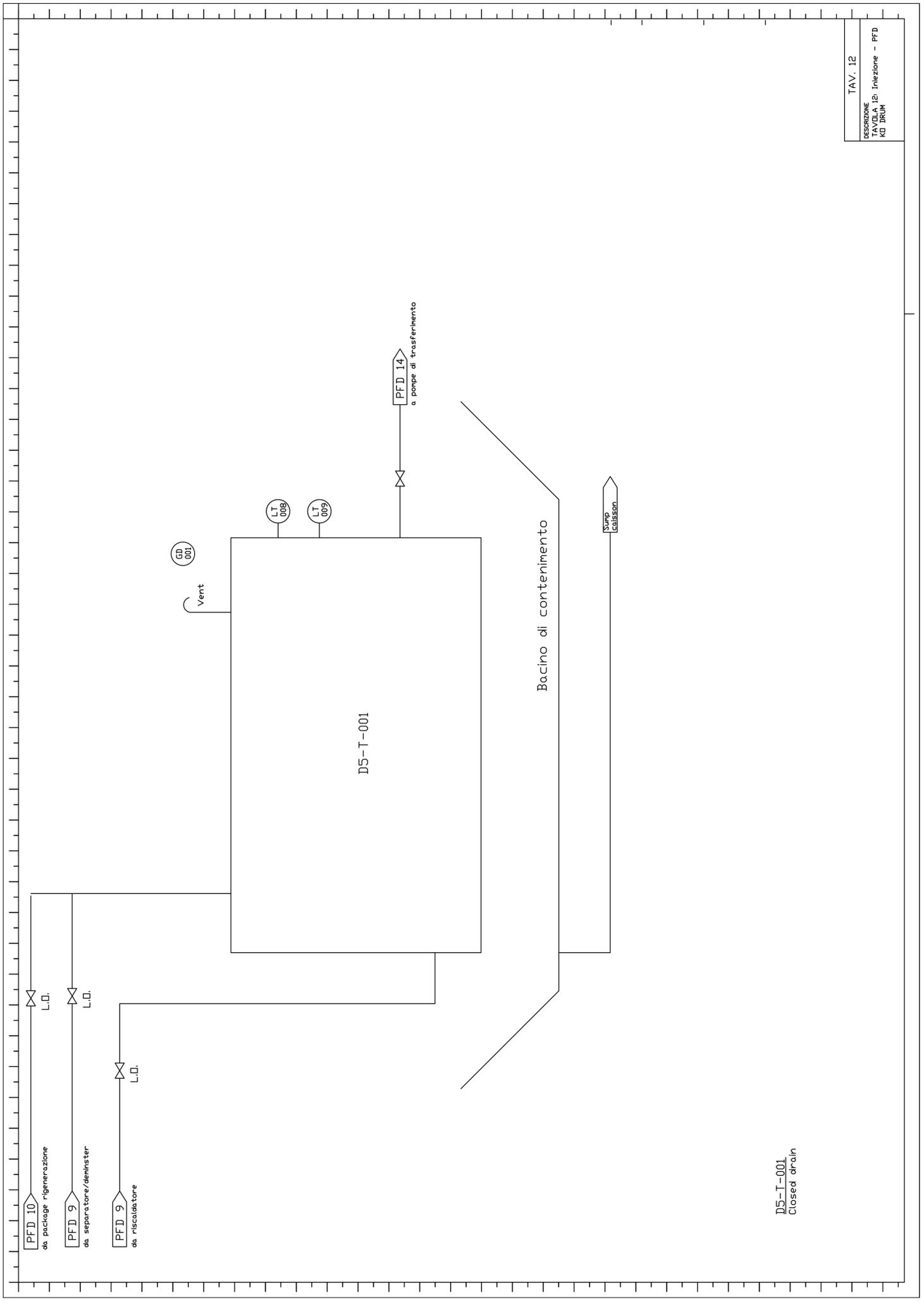
NUMERO FLUSSO	22
NOME FLUSSO	Gas da Sealine
Portata[m³/h]	902.10
Pressione[bar]	40.00
Temperatura [°C]	8.00
Densità[kg/m³]	2.4.98

D3-CD-001 Colonna di distillazione
 D3-R-001 Rigeneratore TEG
 D3-B-001 Buffer fuel gas

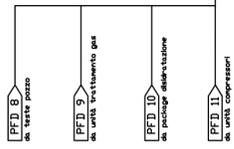


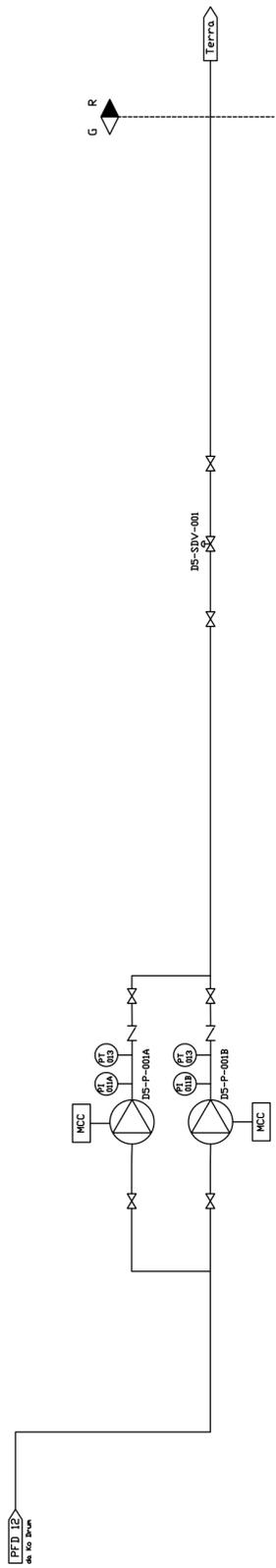
D4-TC-001A/B
Turbocompressore centrifugo

NUMERO FLUSSO	19	20	21
NOME FLUSSO	Gas post-compressione	Fuel compressore A	Fuel compressore B
Portata[m³/h]	553.50	55.79	55.79
Pressione[bar]	73.80	5.00	5.00
Temperatura [°C]	50.00	15.00	15.00
Densità[m³/h]	40.10	3.05	3.05



D5-T-001
Closed drain





D5-P-001A/B
 Pompa di scarico a terra

ALLEGATO 3
HEAT & MATERIAL
BALANCE

EROGAZIONE PRIMO MESE

	1	2	3	4	5	6	7	8
Nome flusso	Gas da testa pozzo	Gas dopo il separatore	Refluo separatore	Soluzione MEG	Gas + MEG	Refluo Demister	Gas Ingresso Risc	Reflui
Portata [kg/h]	22423,85	22211,50	212,35	15,97	22227,47	27,15	22200,32	239,50
Portata [Sm3/h]	35951,13	35950,92	-	-	35950,93	-	35950,91	-
Portata [m3/h]	274,72	274,51	0,21	0,01	275,38	0,03	277,38	0,23
Pressione [bar]	129,48	129,48	129,48	150,00	129,00	128,50	128,00	128,00
Temperatura [°C]	8,00	8,00	8,00	8,00	7,86	7,80	7,70	8,00
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	-	-	0,62	-	0,62	-
Densità [kg/m3]	81,62	80,91	1024,00	1091,95	80,72	1062,91	80,04	1028,27
P sat. acqua [Pa]	1072,80	1072,80	-	-	1072,80	-	1072,80	-
Gas Naturale [%mol]	89,30	89,90	0,00	0,00	89,90	0,00	89,90	0,00
Idrogeno [%mol]	9,90	10,00	0,00	0,00	10,00	0,00	10,00	0,00
H2O [%mol]	0,80	0,10	100,00	37,83	0,06	77,52	0,01	98,30
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	62,17	0,04	22,48	0,00	1,70
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	99,20	99,90	0,00	0,00	99,99	0,00	100,00	0,00
Umidità rel. [%]	100,00	100,00	-	-	100,00	-	100,00	-
Portata [kg/h]	22200,32	22200,32	-	-	22200,32	-	22200,32	-
Portata [Sm3/h]	35950,91	35950,91	-	-	35950,91	-	35950,91	-
Portata [m3/h]	274,50	274,50	-	-	275,38	-	277,38	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	-	-	0,62	-	0,62	-
Densità [kg/m3]	80,88	80,88	-	-	80,72	-	80,04	-
Frazione liquido [%mol]	0,80	0,10	100,00	100,00	0,10	100,00	0,00	100,00
Portata [kg/h]	223,53	11,18	212,35	15,97	27,15	27,15	-	239,50
Portata [m3/h]	0,22	0,01	0,21	0,01	0,03	0,03	-	0,23
Densità [kg/m3]	1024,00	1024,00	1024,00	1091,95	1062,91	1062,91	-	1028,27

EROGAZIONE PRIMO MESE

	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Nome flusso	Gas Uscita Risc	Gas Ingresso Colonna	Fuel Risc	TEG in	TEG out	Fuel rigeneratore	Gas Uscita Colonna	Ingresso Sealine	Scarico Reflui
Portata [kg/h]	22200,32	22200,32	38,29	450,32	451,03	4,00	22199,62	22199,62	3660,63
Portata [Sm3/h]	35950,91	35950,91	62,00	-	-	6,48	35950,80	35950,80	-
Portata [m3/h]	315,61	457,59	12,56	0,41	0,41	1,31	472,37	489,05	3,56
Pressione [bar]	126,40	83,75	5,00	100,00	83,63	5,00	81,13	78,13	18,00
Temperatura [°C]	42,42	30,00	15,00	30,00	30,00	15,00	30,00	29,10	8,00
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	-	-	0,62	0,62	0,62	-
Densità [kg/m3]	70,34	48,52	3,05	1098,35	1098,18	3,05	47,00	45,39	1028,27
P. sat. acqua [Pa]	8384,50	4246,00	4246,00	-	-	4246,00	4246,00	4246,00	-
Gas Naturale [%mol]	89,90	89,90	90,00	0,00	0,00	90,00	90,00	90,00	0,00
Idrogeno [%mol]	10,00	10,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	10,00	0,00
H2O [%mol]	0,01	0,01	0,01	11,30	12,30	0,01	0,01	0,01	98,30
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,70
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	88,70	87,70	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	0,00
Umidità rel. [%]	12,80	25,27	11,30	-	-	11,30	11,30	11,30	-
Portata [kg/h]	22200,32	22200,32	38,29	-	-	38,29	22199,62	22199,62	-
Portata [Sm3/h]	35950,91	35950,91	62,00	-	-	62,00	35950,80	35950,80	-
Portata [m3/h]	315,61	457,59	12,56	-	-	1,31	472,37	489,05	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	-	-	0,62	0,62	0,62	-
Densità [kg/m3]	70,34	48,52	3,05	-	-	3,05	48,51	48,51	-
Frazione liquido [%mol]	0,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Portata [kg/h]	-	-	-	450,32	451,03	-	-	-	3660,63
Portata [m3/h]	-	-	-	0,41	0,41	-	-	-	3,56
Densità [kg/m3]	-	-	-	1098,35	1098,18	-	-	-	1028,27

EROGAZIONE SESTO MESE

	1	2	3	4	5	6	7	8
Nome flusso	Gas da testa pozzo	Gas dopo il separatore	Refluo separatore	Soluzione MEG	Gas + MEG	Refluo Demister	Gas Ingresso Risc	Reflui
Portata [kg/h]	16642,54	16430,19	212,35	15,97	16446,16	27,15	16419,01	239,50
Portata [Sm3/h]	26583,84	26583,63	-	-	26583,65	-	26583,62	-
Portata [m3/h]	399,48	399,28	0,21	0,01	402,16	0,03	407,83	0,23
Pressione [bar]	70,00	70,00	70,00	150,00	69,50	69,00	68,50	68,50
Temperatura [°C]	26,00	26,00	26,00	26,00	25,85	26,00	25,70	26,00
Densità [kg/Sm3]	0,63	0,62	-	-	0,62	-	0,62	-
Densità [kg/m3]	41,66	41,15	1024,00	1091,98	40,89	1062,92	40,26	1028,27
P sat. acqua [Pa]	3363,10	3363,10	-	-	3363,10	-	3363,10	-
Gas Naturale [%mol]	88,97	89,90	0,00	0,00	89,88	0,00	89,95	0,00
Idrogeno [%mol]	9,89	9,99	0,00	0,00	9,99	0,00	9,99	0,00
H2O [%mol]	1,14	0,11	100,00	37,83	0,12	77,52	0,05	97,93
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	62,17	0,02	22,48	0,00	2,07
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	98,86	99,89	0,00	0,00	99,86	0,00	100,00	0,00
Umidità rel. [%]	100,00	100,00	-	-	100,00	-	100,00	-
Portata [kg/h]	16419,01	16419,01	-	-	16419,01	-	16419,01	-
Portata [Sm3/h]	26583,62	26583,62	-	-	26583,62	-	26583,62	-
Portata [m3/h]	399,27	399,27	-	-	399,27	-	407,83	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	-	-	0,62	-	0,62	-
Densità [kg/m3]	41,12	41,12	-	-	41,07	-	40,26	-
Frazione liquido [%mol]	1,14	0,11	100,00	100,00	0,14	100,00	0,00	100,00
Portata [kg/h]	223,53	11,18	212,35	15,97	27,15	27,15	-	239,50
Portata [m3/h]	0,22	0,01	0,21	0,01	0,03	0,03	-	0,23
Densità [kg/m3]	1024,00	1024,00	1024,00	1091,98	1062,92	1062,92	-	1028,27

EROGAZIONE SESTO MESE

	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Nome flusso									
Portata [kg/h]	16419,01	16419,01	3,32	450,32	458,97	4,00	16410,37	16410,37	3660,63
Portata [Sm3/h]	26583,62	26583,62	5,38	-	-	6,48	26575,50	26575,50	-
Portata [m3/h]	423,59	423,59	1,09	0,41	0,42	1,31	440,72	460,92	3,56
Pressione [bar]	66,90	66,90	5,00	100,00	66,78	5,00	64,28	61,28	18,00
Temperatura [°C]	30,00	30,00	15,00	30,00	30,00	15,00	30,00	29,10	8,00
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	-	-	0,62	0,62	0,62	-
Densità [kg/m3]	38,76	38,76	3,05	1098,35	1096,32	3,05	37,24	35,60	1028,27
P sat. acqua [Pa]	4246,00	4246,00	4246,00	-	-	4246,00	4246,00	4246,00	-
Gas Naturale [%mol]	89,95	89,95	90,00	0,00	0,00	90,00	90,00	90,00	0,00
Idrogeno [%mol]	9,99	9,99	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	10,00	0,00
H2O [%mol]	0,05	0,05	0,01	11,26	22,46	0,01	0,01	0,01	98,30
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,70
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	88,74	77,54	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	0,00
Umidità rel. [%]	79,21	79,21	11,30	-	-	0,71	9,08	8,66	-
Portata [kg/h]	16419,01	16419,01	3,32	-	-	38,29	16410,37	16410,37	-
Portata [Sm3/h]	26583,62	26583,62	5,38	-	-	62,00	26575,50	26575,50	-
Portata [m3/h]	423,59	423,59	1,09	-	-	1,31	440,72	460,92	-
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	-	-	0,62	0,62	0,62	-
Densità [kg/m3]	38,76	38,76	3,05	-	-	3,05	37,24	35,60	-
Frazione liquido [%mol]	0,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Portata [kg/h]	-	-	-	450,32	458,97	-	-	-	3660,63
Portata [m3/h]	-	-	-	0,41	0,42	-	-	-	3,56
Densità [kg/m3]	-	-	-	1098,35	1096,32	-	-	-	1028,27

INIEZIONE PRIMO MESE

	18	19	20	21	22
Nome flusso	Gas a testa pozzo	Gas post-compressione	Fuel compressore A	Fuel compressore B	Gas da sealine
Portata [kg/h]	22198,05	22198,05	170,00	170,00	22538,05
Portata [Sm3/h]	35948,26	35948,26	275,30	275,30	36498,87
Portata [m3/h]	571,31	553,51	55,79	55,79	902,10
Pressione [bar]	71,50	73,80	5,00	5,00	40,00
Temperatura [°C]	49,40	50,00	15,00	15,00	8,00
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m3]	38,85	40,10	3,05	3,05	24,98
P. sat. acqua [Pa]	12349,90	12349,90	1705,50	1705,50	1705,50
Gas Naturale [%mol]	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Idrogeno [%mol]	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
H2O [%mol]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Umidità rel. [%]	3,47	3,47	1,76	1,76	7,14
Portata [kg/h]	22198,05	22198,05	170,00	170,00	22538,05
Portata [Sm3/h]	35948,26	35948,26	275,30	275,30	36498,87
Portata [m3/h]	571,31	553,51	55,79	55,79	902,10
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m3]	38,85	40,10	3,05	3,05	24,98
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	-
Portata [kg/h]	-	-	-	-	-
Portata [m3/h]	-	-	-	-	-
Densità [kg/m3]	-	-	-	-	-

INIEZIONE SESTO MESE

	18	19	20	21	22
Nome flusso	Gas a testa pozzo	Gas post-compressione	Fuel compressore A	Fuel compressore B	Gas da sealine
Portata [kg/h]	16407,25	16407,25	170,00	170,00	16747,25
Portata [Sm3/h]	26570,45	35948,26	275,30	275,30	27121,05
Portata [m3/h]	231,97	227,94	55,79	55,79	407,56
Pressione [bar]	130,16	132,46	5,00	5,00	70,00
Temperatura [°C]	49,50	50,00	15,00	15,00	26,00
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m3]	70,73	71,98	3,05	3,05	41,09
P sat. acqua [Pa]	12349,90	12349,90	1705,50	1705,50	3363,10
Gas Naturale [%mol]	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Idrogeno [%mol]	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
H2O [%mol]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
MEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEG [%mol]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frazione vapore [%mol]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Umidità rel. [%]	6,32	6,44	1,76	1,76	12,49
Portata [kg/h]	16407,25	16407,25	170,00	170,00	16747,25
Portata [Sm3/h]	26570,45	35948,26	275,30	275,30	27121,05
Portata [m3/h]	231,97	227,94	55,79	55,79	407,56
Densità [kg/Sm3]	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Densità [kg/m3]	70,73	71,98	3,05	3,05	41,09
Frazione liquido [%mol]	-	-	-	-	-
Portata [kg/h]	-	-	-	-	-
Portata [m3/h]	-	-	-	-	-
Densità [kg/m3]	-	-	-	-	-

ALLEGATO 4
MATRICI C&E

Green 1

Unità D1

Erogazione

CAUSES		EFFECTS													
Equipment	Tag n°	Function	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
D1-TP-001	PT-001	High													
D1-TP-001	PT-001	Low	X												
D1-TP-002	PT-002	High			X										
D1-TP-002	PT-002	Low			X										
D1-TP-003	PT-003	High					X								
D1-TP-003	PT-003	Low					X								
D1-TP-004	PT-004	High							X						
D1-TP-004	PT-004	Low							X						
D1-TP-005	PT-005	High								X					
D1-TP-005	PT-005	Low									X				
Note			Allarme	Attuazione	Allarme a sala controllo su D1-TP-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-002	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-003	Allarme a sala controllo su D1-TP-004	Chiusura valvola	Attuazione	Allarme	Attuazione	*Attivazione procedura di arresto controllato del sistema.
Action			Allarme	Attuazione	Allarme a sala controllo su D1-TP-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-002	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-003	Allarme a sala controllo su D1-TP-004	Chiusura valvola	Attuazione	Allarme	Attuazione	
Description			Allarme a sala controllo su D1-TP-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-002	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D1-TP-003	Allarme a sala controllo su D1-TP-004	Chiusura valvola	Attuazione	Allarme	Attuazione	
Tag n°			-	D1-SDV-001	-	D1-SDV-002	-	D1-SDV-003	-	D1-SDV-004	-	D1-SDV-004	-	D1-BDV-001	D2-SDV-001

Green 1

Unità D2

Erogazione

CAUSES		EFFECTS												
Equipment	Tag n°	Function	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
D2-S-001	LT-001	Low												
D2-S-001	LT-001	High	X											
D2-D-001	FT-001	Low			X									
D2-D-001	LT-004	Low							X					
D2-D-001	LT-004	High								X				
	TT-002	Low									X			
	TT-002	High									X			
	PT-006	Low										X		
	PT-006	High										X		
Action			Allarme	Attuazione	Allarme a sala controllo su D2-S-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D2-S-001	Arresto componente	Arresto componente	Allarme a sala controllo su D2-D-001	Chiusura valvola	Attuazione	Allarme	Attuazione
Description			Allarme a sala controllo su D2-S-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D2-S-001	Chiusura valvola	Allarme a sala controllo su D2-S-001	Arresto componente	Arresto componente	Allarme a sala controllo su D2-D-001	Chiusura valvola	Attuazione	Allarme	Attuazione
Tag n°			-	D2-SDV-002	-	D2-H-001	D3-R-001	-	D2-SDV-003	-	D2-SDV-004	-	-	D2-SDV-004

Green 1

Unità D1

Iniezione

Equipment	Tag n°	Function	EFFECTS										
			Allarme	Attuazione	Allarme	Attuazione	Allarme	Attuazione	Allarme	Attuazione			
			1	2	2	2	4	3	6	4	4	8	
D1-TP-001	PT-001	High	X	X									
D1-TP-001	PT-001	Low	X	X									
D1-TP-002	PT-002	High			X								
D1-TP-002	PT-002	Low			X								
D1-TP-003	PT-003	High						X	X				
D1-TP-003	PT-003	Low						X	X				
D1-TP-004	PT-004	High									X	X	
D1-TP-004	PT-004	Low									X	X	

Green 1

Unità D3

Iniezione

Equipment	Tag n°	Function	EFFECTS		
			Action	Description	Tag n°
					1
					X

ALLEGATO 5
PLOT PLANT LAYOUT

Ringraziamenti

Al Prof. Andrea Carpignano, alla Dott.ssa Raffaella Gerboni, all'Ing. Gabriele Ballocco, per la loro disponibilità e per il pronto e preciso supporto offertomi nel portare a termine questa tesi.

Ad Anna Chiara, Andrea e Amedeo, per la pazienza avuta, per il loro fondamentale aiuto e per i preziosi consigli.

A RAMS&E S.r.l., per aver reso la mia prima esperienza di tirocinio gradevole e serena e per aver permesso la realizzazione di questo progetto.