



Engineering  
Management  
Contracting

ENGEA  
CONSULTING



## BASI DI PROGETTO

### SMALL SCALE LNG PLANT

Colle Santo gas field

-	02	05/12/2023	EMISSIONE PER ENTI	DG Impianti	ITF Cosmep	ITF Cosmep
-	01	14/11/2023	EMISSIONE PER ENTI	DG Impianti	ITF Cosmep	ITF Cosmep
-	00	26/10/2023	EMISSIONE PER ENTI	DG Impianti	ITF Cosmep	ITF Cosmep
Status	Rev. n.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato
	Rev. Index					

## Sommario

1. INTRODUZIONE.....	3
1.1    Motivazioni dell'intervento .....	4
1.2    Profilo di produzione previsto.....	5
1.3    Filosofia operativa .....	7
1.4    Alternative di progetto .....	10
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE .....	13
2.1    Descrizione generale dell'area di intervento.....	13
2.1.1    Viabilità di accesso all'area.....	16
2.2    Estratto mappa catastale.....	18
3. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA DEL NUOVO IMPIANTO SMALL SCALE LNG.....	20
3.1.1    Fase di separazione .....	23
3.1.2    Fase di pre-trattamento .....	28
3.1.3    Fase di Liquefazione del gas .....	35
3.1.4    Fase di stoccaggio e trasporto del gas.....	40
3.1.5    Altre unità presenti nell'area.....	45
3.2    Sistema di Torcia.....	49
3.3    Unità di generazione dell'energia.....	50
3.4    Cabinati.....	54
3.5    Sistema di illuminazione .....	55
3.6    Informazioni sulla gestione e manipolazione dei prodotti e sottoprodotti .....	55
3.6.1    Anidride Carbonica .....	55
3.6.2    Cattura dell'H <sub>2</sub> S.....	57
3.6.3    Acqua di produzione (Sottoprodotto) .....	57
3.7    Viabilità utilizzata per il trasporto dell'LNG e dei sottoprodotti .....	58
4 CONDIZIONI AMBIENTALI.....	61
4.1    Temperature di progetto.....	61
4.2    Dati sismici.....	62
4.3    Codici e Standard di riferimento .....	62
4.4    Unità di misura .....	64

## 1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di descrivere le basi di progetto per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto Small Scale LNG per la produzione di Gas naturale liquefatto (LNG) prodotto dai pozzi Monte Pallano 1 Monte Pallano 2 (di seguito MP-1 e MP-2) nel territorio del comune di Bomba (CH – Regione Abruzzo).

Tali pozzi afferiscono all'Istanza di Concessione di coltivazione in terraferma Colle Santo, di cui, nella Tabella 1-1 seguire, di riportano le principali informazioni.

TABELLA 1-1: ISTANZA DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE "COLLE SANTO"		
<b>Operatore</b>	LNEnergy Srl (già CMI Energia Srl)	
<b>Estensione</b>	35,72 km <sup>2</sup>	
<b>Comuni interessati</b>	Archi, Atessa, Bomba, Pennadomo, Roccascalegna, Torricella Peligna, Villa Santa Maria, Colledimezzo	
COORDINATE GEOGRAFICHE DEI VERTICI		
a	1° 54'	42° 04'
b	1° 56'	42° 04'
c	1° 56'	42° 00'
d	1° 52'	42° 00'
e	1° 52'	42° 03'
f	1° 54'	42° 03'

## 1.1 Motivazioni dell'intervento

Per la produzione dei pozzi di Monte Pallano 1 e Monte Pallano 2 sono state individuate in via preliminare diverse soluzioni tecniche, in linea con le più moderne tecnologie di trattamento e valorizzazione del gas attualmente presenti nel mercato dell'industria di processo, considerando la posizione geografica dei pozzi stessi e la presenza o assenza di infrastrutture esistenti adiacenti all'area dei pozzi.

La soluzione tecnica scelta prevede un tipo di impianto adatto alla produzione di LNG e al suo stoccaggio in loco per la successiva vendita e distribuzione sul mercato locale e nazionale.

La tecnologia identificata è definita con il termine di "Small Scale LNG", ossia la produzione di LNG su piccola scala, configurandosi come una soluzione efficiente, svincolata dall'approvazione e costruzione di infrastrutture ausiliarie esterne all'impianto e in linea con le strategie energetiche nazionali.

La coltivazione dei pozzi MP-1 e MP-2, già perforati, ha lo scopo di produrre il gas presente nella struttura anticlinale mineralizzata. La capacità produttiva di design dei pozzi in questione è stata stimata essere pari a 283.013 Stdm<sup>3</sup>/giorno (268.280 Nm<sup>3</sup>/giorno).

Di seguito la composizione del Gas Grezzo proveniente dai pozzi e i dati caratteristici:

Metano	69.14%
Etano	4.94%
Propano	2.24%
i-butano	0.34%
n-butano	0.51%
i-pentano	0.12%
n-pentano	0.10%
n-esano	0.13%
n-eptano	0.06%
n-ottano	0.00%
n-nonano	0.00%
elio	0.11%
CO2	0.70%
H2S	0.27%
N2	21.34%

Densità relativa	0.717
Potere cal. Sup. PCS	33102 MJ/mc
Wobbe Index	39092MJ/mc
Equivalenza gas commerciale a 38.1 MJ/Smc	0.869 mc/Smc

## 1.2 Profilo di produzione previsto

Di seguito viene riportato il profilo di produzione e gli scenari basati sulla relazione di studio del campo "Valutazione di Colle Santo Gas Project, Italia come a settembre 30,2022", preparato per conto della Committente - Re-lease finale di ottobre 26, 2022 No. 218221 da RPS GROUP, per quanto riguarda la produzione prevista dai SOLI due pozzi esistenti MP1-& MP-2.

Reserves Category	Oil (MMstb)	Gross Reserves Sales Gas NGL& C5+ (Bscf) (MMbbl)	BOE (MM bbl)	il (MMstb)	Net Reserves Sales Gas NGL& C5+ (Bscf) (MMbbl)	BOE (MMbbl)
<b>PROVED</b>	-	<b>56.8</b>	-	<b>9.5</b>	-	<b>7.6</b>
<b>PROVED + PROBABLE</b>	-	<b>65.3</b>	-	<b>10.9</b>	-	<b>8.6</b>

Le previsioni di produzione del gas grezzo del giacimento di Colle Santo sono state riassunte nel seguente diagramma.

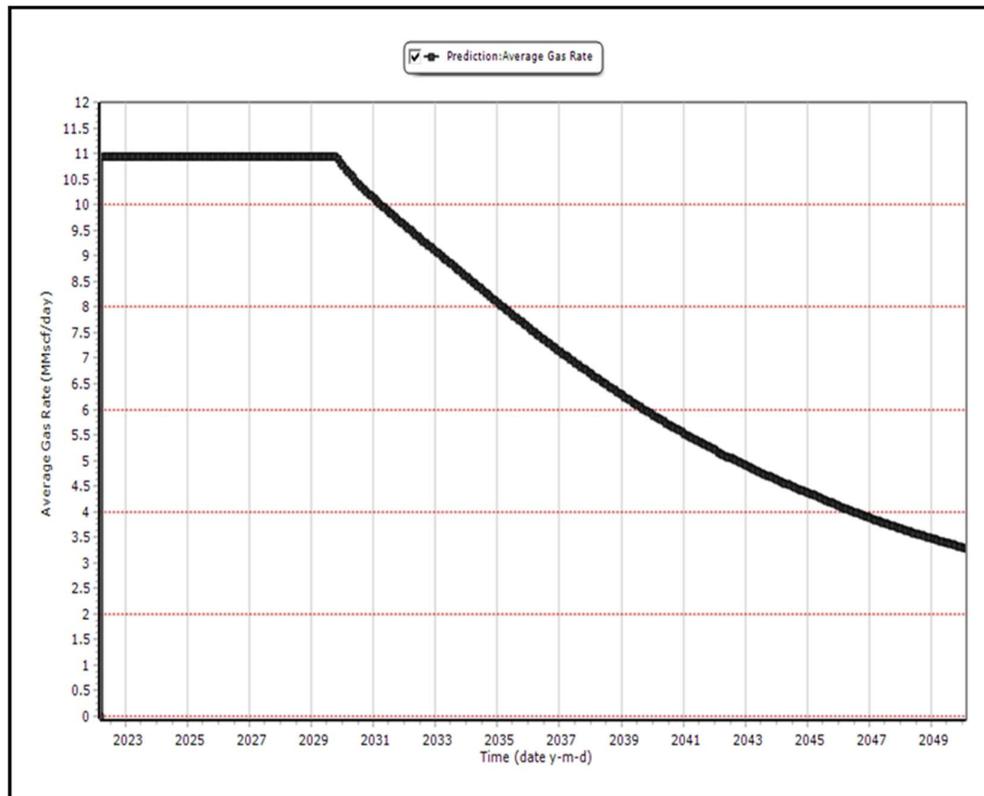


FIGURA 1-1: TASSO DI PRODUZIONE ANNUALE MEDIA DEL GAS

A partire dall'erogazione di gas grezzo dai dei due pozzi esistenti MP1- e MP-2, alla tecnologia innovativa di Small Scale LNG per la produzione di LNG, si aggiunge anche la cattura di CO<sub>2</sub> (1400 tonnellate di equivalente CO<sub>2</sub> all'anno), e il relativo recupero, Purificazione e Imbottigliamento, la Generazione di Energia mediante ossi-combustione e l'utilizzo di idrogeno finalizzata all'autosufficienza termini di consumi elettrici e di energia, il tutto sulla base della filosofia di progettazione Zero-Liquid Discharge (ZLD). Di seguito sono stati riassunti i profili di produzione in termini di LNG e Recupero di CO<sub>2</sub>.

FASE	NR	ANNO	GAS ESTRATTO	PRODUZIONE	CO <sub>2</sub>
			BCF/ANNO	LNG TONN/ANNO	CATTURATA TONN/ANNO
Operazioni di funzionamento dello Small Scale per 20 anni	1	2025	3.09	44324	1208
	2	2026	3.38	48570	1321
	3	2027	3.37	48438	1317
	4	2028	3.37	48438	1317
	5	2029	3.37	48437	1317
	6	2030	3.38	48570	1321
	7	2031	3.37	48437	1317
	8	2032	3.23	46389	1263
	9	2033	2.91	41816	1138
	10	2034	2.69	38685	1052
	11	2035	2.48	35615	970
	12	2036	2.29	32851	895
	13	2037	2.11	30305	825
	14	2038	1.95	28041	762
	15	2039	1.8	25834	704
	16	2040	1.67	23940	653
	17	2041	1.55	22265	606
	18	2042	1.45	20841	567
	19	2043	1.36	19467	532
	20	2044	1.36	19467	532
	21	2045	1.36	19467	532
	22	2046	1.36	19467	532

### 1.3 Filosofia operativa

Negli ultimi anni il Mercato del Gas è stato al centro di numerosi e profondi cambiamenti che hanno visto il GNL diventare un'opzione sempre più importante sia per il trasporto marittimo e terrestre sia per altri usi, nel contesto della transizione energetica improntata alla sostenibilità e a una low carbon economy.

Difatti il gas naturale liquefatto ha acquisito sempre maggiore importanza nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici, in primo luogo grazie alla necessità di diversificazione delle forniture in previsione di future crisi politiche e in questo, per sua natura e modalità di trasporto, l'LNG rappresenta una modalità di approvvigionamento flessibile rispetto ai gasdotti di norma vincolati ai paesi esportatori e a quelli attraversati. A tutto ciò si somma l'abbattimento dei costi derivante dall'evoluzione tecnologica, specialmente nei processi di liquefazione che hanno reso la tecnologia del GNL sempre più competitiva sul mercato.

L'utilizzo del GNL risulta inoltre coerente con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) che promuove gli interventi necessari per continuare ad assicurare un'adeguata ed economica disponibilità di gas, con l'obiettivo di allineare i prezzi e costi dell'energia a quelli europei assicurando che la transizione energetica prevista per il ventennio 2030-2050 non comprometta la competitività industriale italiana ed europea. Altri obiettivi cardine della SEN in relazione al GNL riguardano il raggiungimento degli obiettivi definiti nel Pacchetto Europeo Clima – Energia 2020 e la diversificazione di fonti/approvvigionamento/logistica.

A livello comunitario, la Commissione Europea, con la direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), recepita nel nostro ordinamento con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, ha previsto che gli Stati Membri producano piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti entro il 2016. In tale contesto si colloca anche il GNL, per il quale la direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T ("*Trans-European Transport Network*") ed entro il 31 dicembre 2030 nei principali porti della navigazione interna.

Il Governo Italiano si è impegnato, in sede parlamentare, ad adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e ridistribuzione nonché norme per la realizzazione dei distributori di GNL per incentivarne l'uso e ridurre così l'impatto ambientale dei trasporti via mare e su strada. Il Ministero dello Sviluppo Economico, attraverso la costituzione di un apposito Gruppo di coordinamento nazionale, ha predisposto una bozza di Piano Strategico Nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia, che analizza diversi aspetti: quelli normativi, quelli tecnici, quelli economici nonché quelli attinenti alla sicurezza e all'impatto sociale di tale tecnologia nei trasporti marittimi e su gomma, limitatamente al trasporto pesante.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Il PNIEC è stato adottato in attuazione del Regolamento 2018/1999/UE, e inviato alla Commissione UE a gennaio 2020, al termine di un percorso avviato nel dicembre 2018. Il PNIEC recepisce le novità contenute nel Decreto-legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020 e ribadisce il ruolo del GNL all'interno delle 5 Dimensioni in cui è strutturato.

Per quanto concerne la dimensione decarbonizzazione, tra le Politiche e misure volte a conseguire la mobilità a basse emissioni si richiama il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257, di recepimento della Direttiva DAFI che prevede la crescita di punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

Sul fronte efficienza energetica, nell'ottica di favorire lo sviluppo dei veicoli commerciali alimentati con carburanti alternativi, con il D.M. del Ministro delle Infrastrutture 221/2018 sono stati previsti incentivi anche per l'anno 2018 per l'acquisizione di veicoli industriali con motorizzazione alternativa a gas adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL ed elettrica (full electric).

Un'altra importante misura riguarda l'Introduzione dell'obbligo per le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani all'acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici ed il passaggio dei punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

In relazione alla sicurezza energetica, tra i principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, ci sarà la diversificazione delle fonti di approvvigionamento anche tramite GNL e lo Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali.

Per quanto riguarda il mercato interno dell'energia si perseguirà lo sviluppo della rete GNL riconosciuta l'importazione di GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto.

Di fondamentale importanza risulta la Cooperazione con altri Stati membri nell'ambito del programma TEN-T per ottimizzare le risorse e i piani complessivi di sviluppo del sistema del GNL per i trasporti stradali.

Nel processo di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a  $-161^{\circ}\text{C}$ , riducendo il volume di un fattore 600. Le principali fasi operative di un impianto di liquefazione sono il pretrattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e il caricamento su isotank.

### **Pre-trattamento**

L'obiettivo del pre-trattamento è quello di eliminare, dal gas naturale estratto dal pozzo o di origine bio, inquinanti, impurità o idrocarburi più pesanti del metano che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature necessarie allo stoccaggio. Questo permette inoltre di produrre un combustibile conforme alle specifiche del mercato. Questa sezione dell'impianto comprende le unità di rimozione dei condensati, di addolcimento (eliminazione di  $\text{CO}_2$  e gas acidi come  $\text{H}_2\text{S}$ ), di disidratazione e di rimozione del mercurio

### **Liquefazione**

Durante la fase di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a  $-161^{\circ}\text{C}$  attraverso un processo di refrigerazione simile a quello utilizzato dai classici congelatori domestici o dai condizionatori delle nostre auto; esso comprende le fasi di compressione, condensazione ed espansione di uno o un numero superiore di refrigeranti e il loro scambio termico con il gas naturale.

### **Stoccaggio e carico su isotank**

Per immagazzinare il gas naturale in modo sicuro e mantenerlo ad una temperatura di circa  $-160^{\circ}\text{C}$ , il sistema di stoccaggio è realizzato con materiali isolanti altamente efficaci che impediscono la trasmissione del calore.

Il sistema di carico del gas liquefatto (2 baie di carico) sarà gestito in modo da consentire il rifornimento di ISO-Container, ovvero cisterne mobili utilizzate come serbatoi criogenici portatili di dimensioni standard.

## 1.4 Alternative di progetto

Durante la fase preliminare di Scoping, ai sensi art. 20 del Dlgs 152/2006, sono state individuate 2 alternative di progetto per il trattamento ed utilizzo del gas naturale estratto nei due pozzi esistenti MP-1 e MP-2.

In particolare, è stata considerata una prima alternativa denominata “*Staged Development Project*” ed una seconda alternativa denominata “*Small Scale LNG*”, oggetto della presente relazione.

Durante lo sviluppo della procedura preliminare di Scoping e successivamente al pronunciamento della CTVA con proprio Parere No. 601 del 14/11/2022, si è identificata l’alternativa progettuale di Small Scale LNG come quella effettivamente di interesse e, dunque, da assoggettare alla procedura di VIA ai sensi dell’art. 23 del Dlgs 152/2006.

Con riferimento alle tecnologie disponibili di liquefazione del gas naturale, è stata condotta una dettagliata analisi delle varie alternative, come riportata di seguito. Al termine di detta analisi tecnologica e di processo, la soluzione di Small Scale LNG attraverso la tecnologia del *Mixed Refrigerant* è stata valutata come la migliore dal punto di vista tecnico-economico.

Ci sono un certo numero di tecnologie presenti sul mercato che consentono la liquefazione del gas naturale a seconda delle dimensioni dell’impianto che si vuole realizzare.

Le categorie tipiche possono essere classificate come di seguito riportato (Figura 1-2):

- **micro**: capacità inferiore a 0.03mtpa
- **di piccola scala**: maggiore di 0.03 ed inferiore a 0.1mtpa
- **di media scala**: maggiore di 0.1mtpa e inferiore a 2mtpa per treno
- **di grande scala**: maggiore di 2mtpa ed inferiore a 8mtpa per treno<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Nota: Gli impianti di liquefazione sono organizzati con unità di lavorazione in parallelo chiamati “treni”, ognuna delle quali tratta una porzione di gas per liquefarlo.

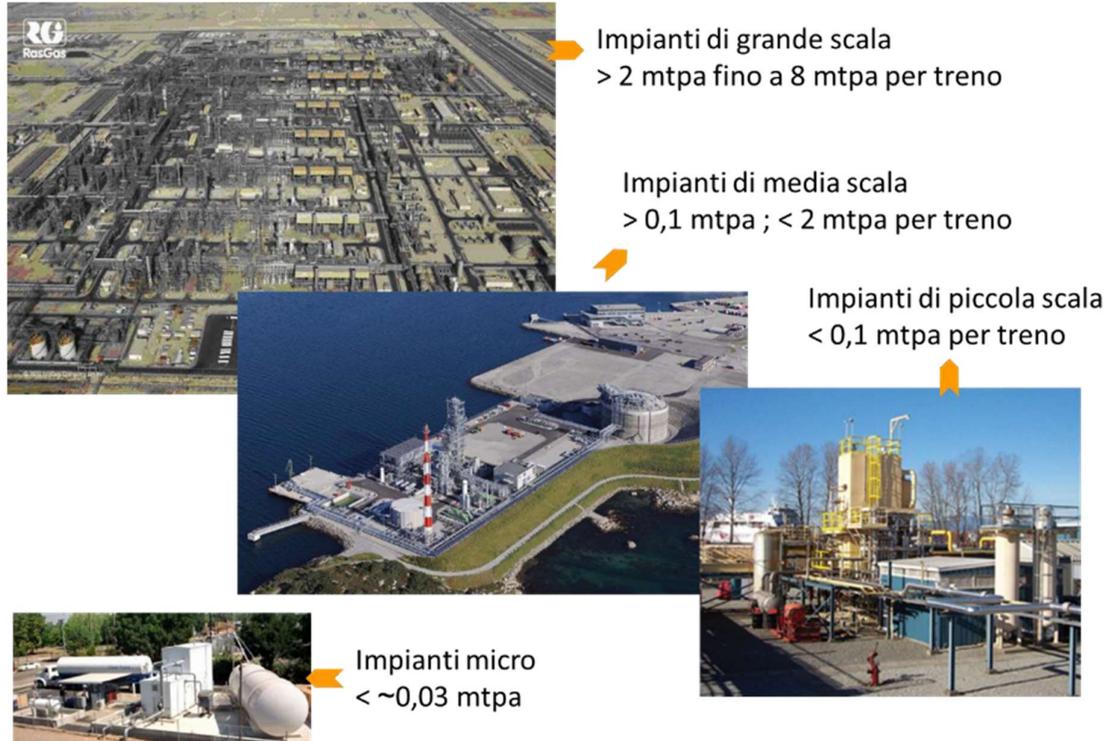


FIGURA 1-2: IMPIANTI PER LA LIQUEFAZIONE DEL GAS (CLASSIFICAZIONE BASATA SULLA CAPACITÀ DI TRATTAMENTO)

I principali processi di liquefazione sono i seguenti:

1. **Metodo di C3-MR:** Il metodo C3-MR è attualmente il metodo principale. Propano e refrigeranti misti (azoto, metano, etano e propano) sono usati come refrigerante (APCI), e un miglioramento su questo metodo chiama il metodo AP-X è utilizzato anche per i grandi impianti di GNL.
2. **Metodo AP-X:** Come i treni di liquefazione diventano più grandi, questi si avvicinano al limite dimensionale dello scambiatore di calore che può essere prodotto e trasportato. Questo processo può aumentare la capacità di produzione di GNL aggiungendo GNL sub-refrigeratori con azoto liquido refrigerante utilizzato secondo il metodo C3-MR, senza aumentare la dimensione dello scambiatore di calore principale (APCI).
3. **Metodo di Cascade:** Questo metodo sequenziale utilizza propano, etilene e metano come liquido di raffreddamento (Phillips).
4. **Metodo DMR:** Questo metodo utilizza due tipi di refrigeranti misti (un mix di etano e propano e azoto-metano, etano e propano mix) (Shell).
5. **Metodo SMR:** Questo metodo è chiamato processo PRICO e utilizza un solo tipo di refrigerante misto (Black & Veatch).
6. **Metodo Bryton nitrogen cycle:** questo metodo utilizza il solo azoto come refrigerante e rappresenta una soluzione soprattutto per gli impianti di liquefazione di piccole dimensioni.

Nella figura seguente si riportano i tipi di tecnologia a seconda della dimensione degli impianti.

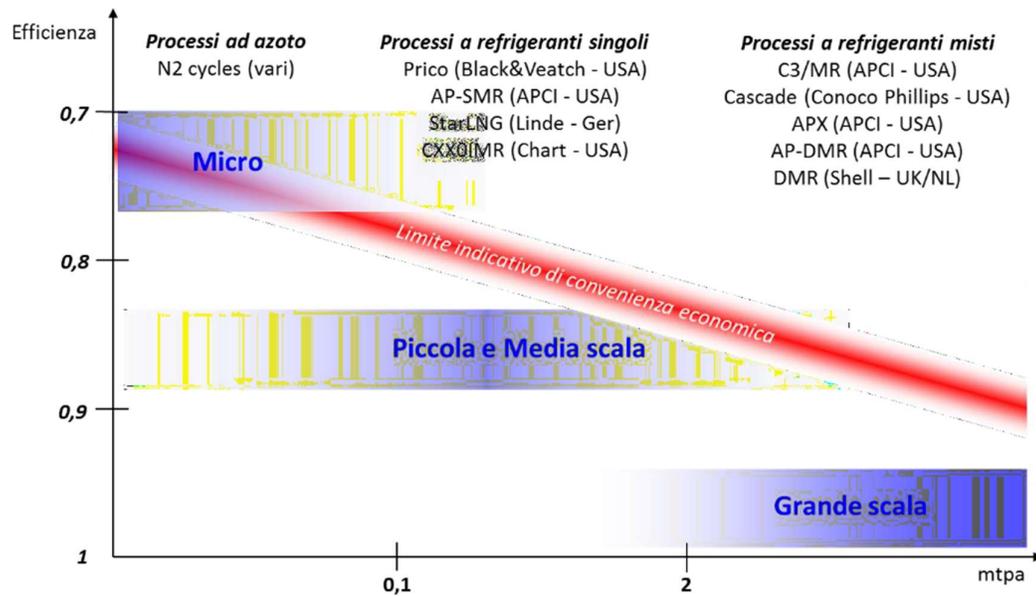


FIGURA 1-3: TECNOLOGIE PER LA LIQUEFAZIONE DEL GAS (CLASSIFICAZIONE BASATA SULLA DIMENSIONE DEGLI IMPIANTI)

Generalmente, all'aumentare della capacità massima di produzione l'efficienza cresce ed i costi di produzione decrescono.

## 2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

### 2.1 Descrizione generale dell'area di intervento

L'impianto di Small Scale LNG sarà realizzato nella Regione Abruzzo, in provincia di Chieti, nel territorio del comune di Bomba, attribuibile allo sviluppo del campo di Monte Pallano o alla messa in produzione e coltivazione dei pozzi già presenti Monte Pallano 1 e Monte Pallano 2, afferenti al giacimento di Collesanto, il più grande giacimento di gas onshore non in produzione in Italia.



FIGURA 2-1: FOTO AEREA CON UBICAZIONE AREA DI UBICAZIONE DEGLI ATTUALI POZZI MP1 ED MP2

L'area è ubicata lungo il versante del Monte Pallano, posto a destra del fiume Sangro in Abruzzo, in Provincia di Chieti nel territorio del comune di Bomba a pochi km dal centro abitato. Si trova a circa 1 km in linea retta verso Nord dal lago artificiale di Bomba che caratterizza il comune, creato dallo sbarramento del fiume Sangro (**Figura 2-2**).

Il sito è configurato come una zona scarsamente antropizzata utilizzata principalmente per uso agricolo con una leggera presenza di case e aziende agricole disabitate o utilizzata per scopi puramente temporanei. Lo Small Scale LNG sarà delimitato ad Est dalla S.S. 652 Val di Sangro, da cui sarà creato anche l'accesso all'impianto in congiunzione con quello della diga di Bomba, a nord e ad ovest principalmente da distese boschive e agricole.

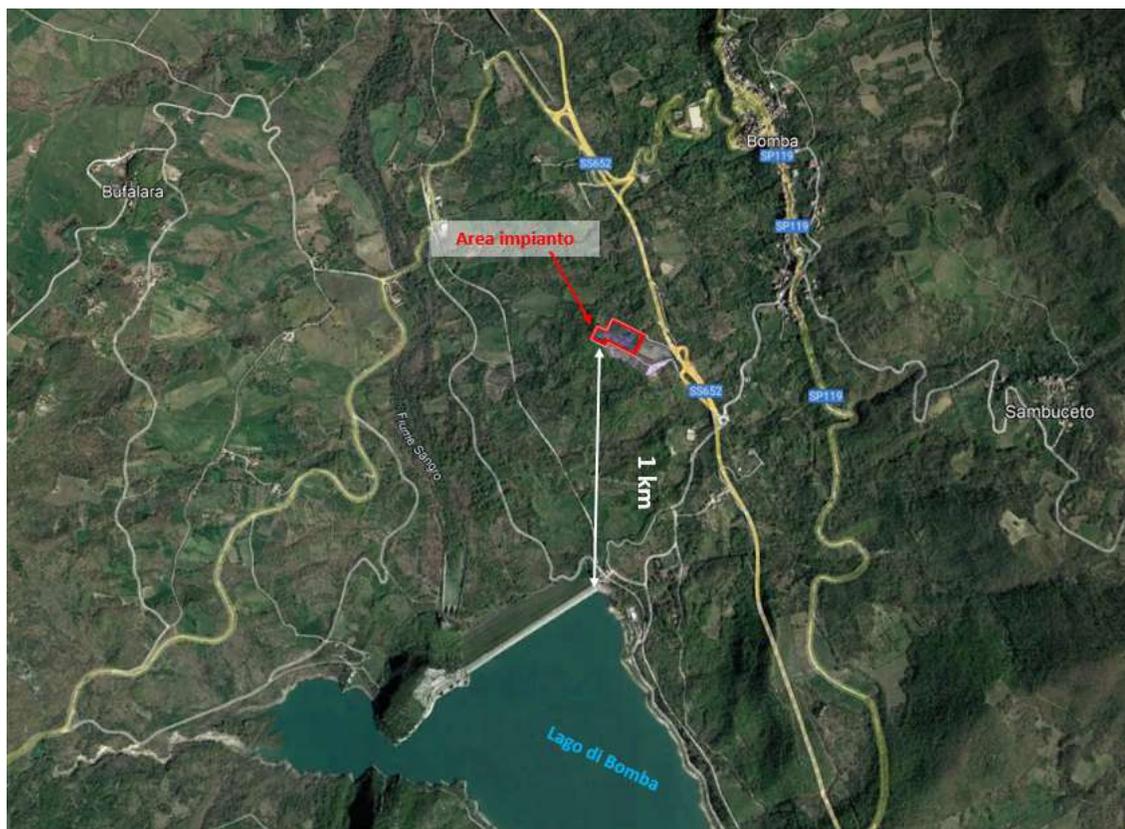


FIGURA 2-2: UBICAZIONE DELL'AREA DI INTERVENTO RISPETTO AL LAGO DI BOMBA

L'impianto Small Scale LNG (in rosso) sarà ubicato esclusivamente nell'area che fiancheggia i pozzi MP-1 e MP-2 e avrà una superficie preliminare di circa 19.200 m<sup>2</sup> (1,92 ettari) comprese le vie di fuga e di accesso perimetrali. Di seguito è riportata la configurazione preliminare dell'impianto destinato alla liquefazione del gas estratto e alla produzione con stoccaggio in loco del LNG.



FIGURA 2-3: DETTAGLIO AREA DI IMPIANTO E AREA DI CANTIERE SU FOTO AEREA

### 2.1.1 Viabilità di accesso all'area

La viabilità principale prossima all'impianto è costituita dalla SS652 della Val Di Sandro, a poche decine di metri ad Est rispetto all'area di intervento. La Strada statale è l'arteria principale che collega l'interno del Molise alla costa adriatica attraversando la val di Sangro e terminando nel comune di Fossacesia, in Abruzzo. Questa statale sarà quella che verrà utilizzata per il trasporto del gas liquefatto, per mezzo di autocisterne adibite alla veicolazione, in una qualsiasi destinazione di interesse

A circa 150 m dall'uscita della galleria sulla statale a Sud dell'abitato di Bomba, si diparte la strada di accesso sterrata, che, con direzione Nord – Ovest, giunge sino all'area di impianto. Dalla strada di accesso è possibile costeggiare l'intera area dell'impianto. Nelle figure 2-3, 2-4 e 2-5 è riportata la viabilità di accesso e interna all'impianto come sopra descritto.

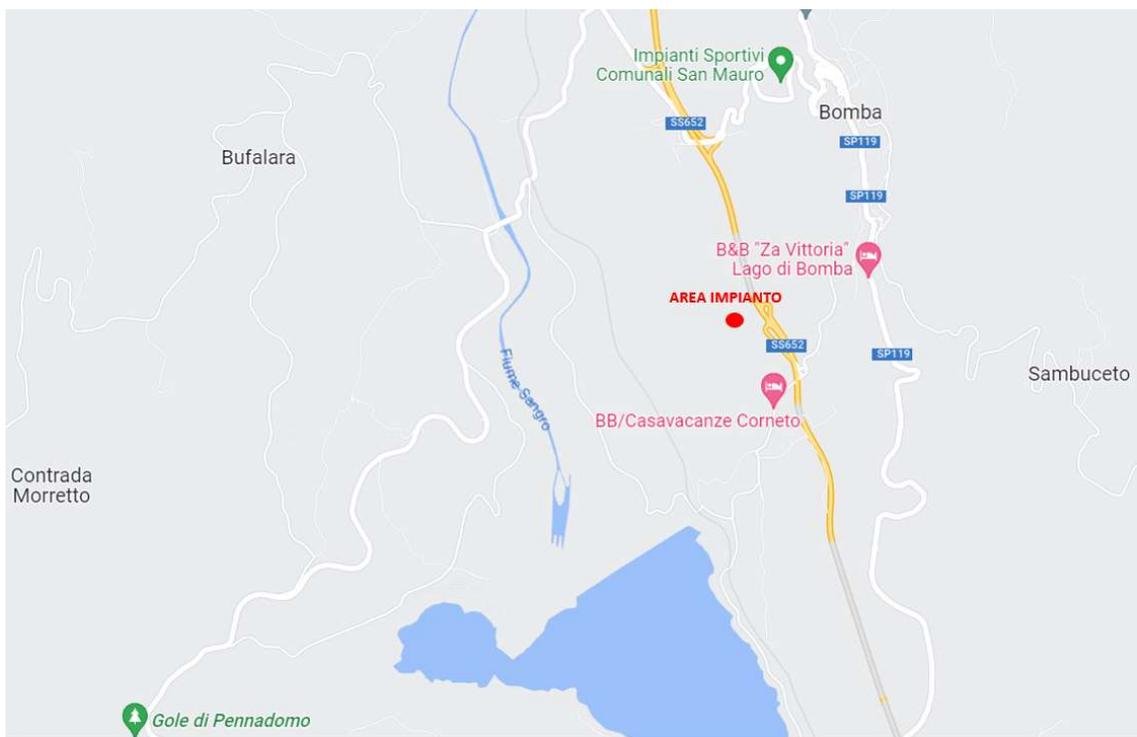


FIGURA 2-4: VIABILITÀ PRINCIPALE NELL'AREA DI PROGETTO (FONTE: GOOGLE MAPS)



FIGURA 2-5: VIABILITÀ DI DETTAGLIO NELL'AREA DI PROGETTO (FONTE: GOOGLE MAPS)

## 2.2 Estratto mappa catastale

Catastalmente l'area di impianto ricade nel Foglio di Mappa n. 8 del Comune di Bomba, le particelle catastali sono indicate nella seguente per ciascuna area di intervento (Area Impianto, Area cantiere, viabilità di accesso). In Figura 2-6 si riporta lo stralcio catastale dell'area di intervento.

TABELLA 2-1: PARTICELLE CATASTALI INTERESSATE DALLE AREE DI PROGETTO		
Area di Progetto	Foglio	Mappali
<b>Area Impianto</b> (Sup. 19.200 m <sup>2</sup> )	8	1287, 1307, 1310, 1313, 1316, 1317, 1318, 1325, 1336, 1339, 1340, 1341, 1342, 1343, 1344, 1345, 1346, 1347, 1348, 1349, 1350, 1352, 1353, 1355, 1356, 1357, 1358, 1359, 1360, 1362, 1364, 1367, 1368, 1430, 1621
	7	1247, 1248, 1249, 1269, 1270, 1276
<b>Area di Cantiere</b> (Sup. 11.220 m <sup>2</sup> )	8	1346, 1347, 1348, 1362, 1363, 1364, 1365, 1366, 1621, 1370, 1373, 1375, 1377, 1378, 1379, 1380, 1381, 1621
<b>Strada di accesso</b> (Sup. 5.520 m <sup>2</sup> )	8	1307, 1310, 1316, 1317, 1318, 1325, 1336, 1346, 1347, 1348, 1350, 1352, 1360, 1362, 1363, 1364, 1365, 1370, 1374, 1377, 1379, 1380, 1381, 1621, 1621
	7	1244, 1247, 1248, 1249, 1269, 1270, 1275, 1276



FIGURA 2-6: STRALCIO CATASTALE AREA DI INTERVENTO (IN ROSSO SONO INDICATE LE PARTICELLE CATASTALI CHE INTERESSANO L'AREA DI PROGETTO)

### 3. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA DEL NUOVO IMPIANTO SMALL SCALE LNG

Il nuovo impianto Small Scale LNG sarà compatto ed interesserà l'area a Nord della postazione pozzi già esistente Monte Pallano 1-2: la tecnologia Small Scale LNG, infatti, è svincolata dall'approvazione e costruzione di infrastrutture ausiliarie esterne all'impianto.

A seguire si riporta una descrizione delle attività previste nell'impianto e degli item installazioni necessarie presenti. In linea di massima il processo può essere sintetizzato dal diagramma di flusso riportato nella Figura 3-1 e descritto, per fasi, a seguire.

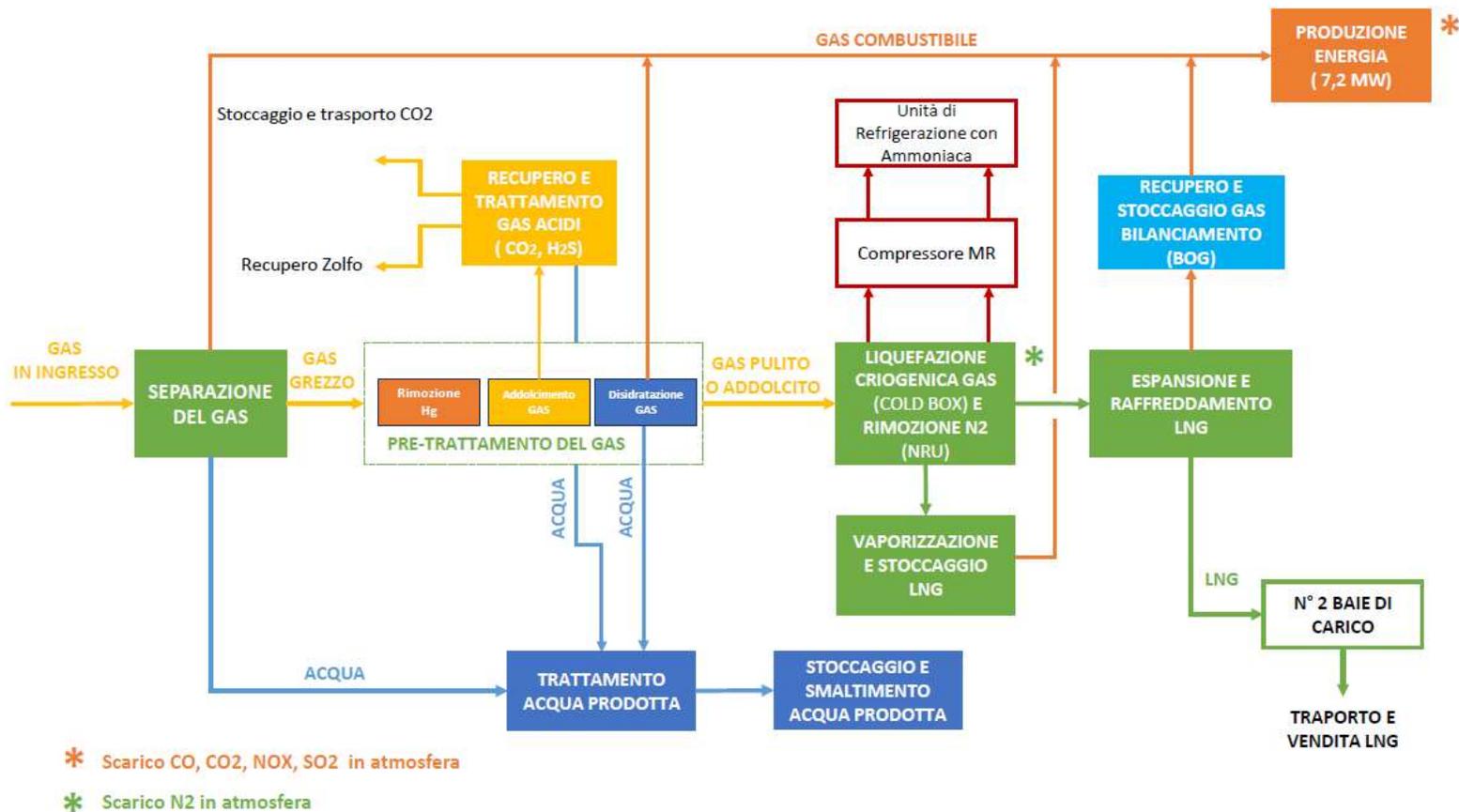


FIGURA 3-1: SCHEMA A BLOCCHI DEL PROCESSO PREVISTO PER LA TECNOLOGIA SMALL SCALE LNG

Le capacità dell'impianto Small Scale LNG in termini di produzione sono riassunte di seguito:

QUADRO SINOTTICO DELLA CAPACITA' DI IMPIANTO DELL'IMPIANTO	
<b>Gas in ingresso</b>	268.280 Nm <sup>3</sup> /giorno (valore medio della portata)
<b>LNG prodotto</b>	134,4 ton/giorno
<b>Funzionamento annuale in continuo</b>	8.000 ore
<b>Capacità di produzione annua di LNG</b>	44.800 ton (capacità media di produzione)
<b>Baie di carico</b>	N°2 baie di carico
<b>Numero di bilici ribassati</b>	N°7 al giorno (per un totale di 14 isotank al giorno, volume di carico di ogni singola cisterna equivalente a 20 m <sup>3</sup> )
<b>Consumo di energia elettrica</b>	7,2 MWe
<b>Potenza elettrica installata</b>	Potenza elettrica installata pari a 14,4 MW complessivi ottenuto come autoproduzione all'interno dell'impianto, in cogenerazione con circa 300 ton/giorno di vapore destinato alla generazione addizionale di energia elettrica.

### 3.1.1 Fase di separazione

Il gas estratto dalle teste pozzo MP-1 e MP-2 è convogliato all'impianto tramite opportune tubazioni. All'ingresso dell'impianto, il gas è caratterizzato dalle proprietà riportate nella tabella a seguire (Tabella 3-1).

TABELLA 3-1: PROPRIETÀ DEL GAS IN ENTRATA ALL'IMPIANTO	
<b>Stima delle quantità in entrata</b>	268.280 Nm <sup>3</sup> /d 283.013 Sm <sup>3</sup> /d
<b>Pressione</b>	50 barg
<b>Temperatura</b>	40,00 °C
<b>% mol N<sub>2</sub></b>	21,32 %
<b>H<sub>2</sub>S</b>	2.695 ppmv
<b>CO<sub>2</sub></b>	6.994 ppmv

Il gas proveniente dalle teste pozzo MP-1 e MP-2, dopo addizione di opportuni chemicals (nello specifico inibitori di corrosione, unità 190) è inviato all'Inlet Skid (S-201), contenente il sistema di misura, controllo e sicurezza, facente parte dell'unità 200 (LNG Plant Inlet).

Successivamente, nell'ambito della stessa unità 200, il gas è sottoposto ad una prima fase di separazione all'interno di un separatore orizzontale bifasico V-201 A (Fig.3-2) del volume di circa 20 m<sup>3</sup> all'interno del quale si realizza la separazione della fase gassosa dai condensati acquosi in essa contenuti, inviati all'unità di trattamento dell'acqua (unità 530). In uscita dal separatore, il gas è inviato al sistema di rimozione del Mercurio posto a guardia di protezione delle apparecchiature a valle e utilizzando un letto assorbente di materiale certificato (HG Guard Trap V-201 B).

Nelle Figura 3-2 e 3-3 sono mostrati rispettivamente il Separatore bifasico orizzontale e il sistema di iniezione chimici relativamente all'Inibitore di corrosione utilizzato in questa prima fase del processo.

Nella tabella 3-2 è riportato l'elenco e la descrizione delle apparecchiature coinvolte nella fase descritta.

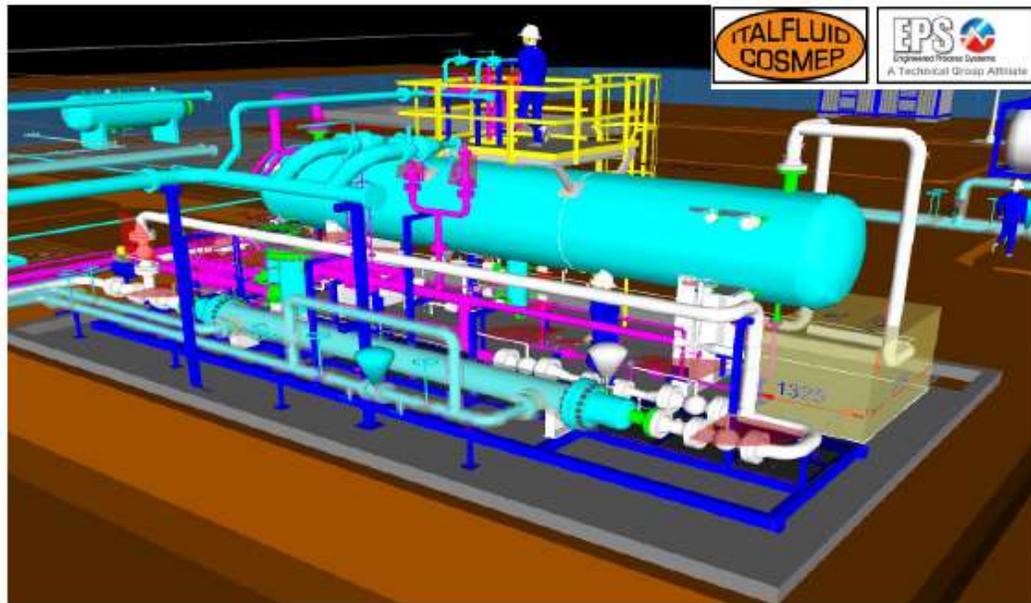


FIGURA 3-2: SEPARATORE ORIZZONTALE BIFASICO V 201-A



FIGURA 3-3: PACKAGE INIEZIONE INIBITORE DI CORROSIONE CI-190-A

TABELLA 3-2: CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DELLA FASE DI SEPARAZIONE			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
<b>CHEMICAL INJECTION UNIT</b>			
190	CI-190 A	<b>CHEMICAL INJECTION PACKAGE</b>	2,5x3x2,6 1,5 Ton
	CI-190 B	<b>CHEMICAL INJECTION PACKAGE</b>	2,5x3x2,6 1,5 Ton
	CI-190 C	<b>CHEMICAL INJECTION PACKAGE</b>	2,5x3x2,6 1,5 Ton
<b>LNG PLANT INLET (UNIT 200)</b>			
200	S-201	<b>INLET SKID</b>	10x2,3x2,6 25 Ton
	V-201 A	<b>INLET RAW GAS SEPARATOR</b>	10x2,3x2,6 40 Ton
	V-201 B	<b>HG GUARD TRAP</b>	10x2,3x2,6 40 Ton

Dal processo di separazione originano quindi due prodotti:

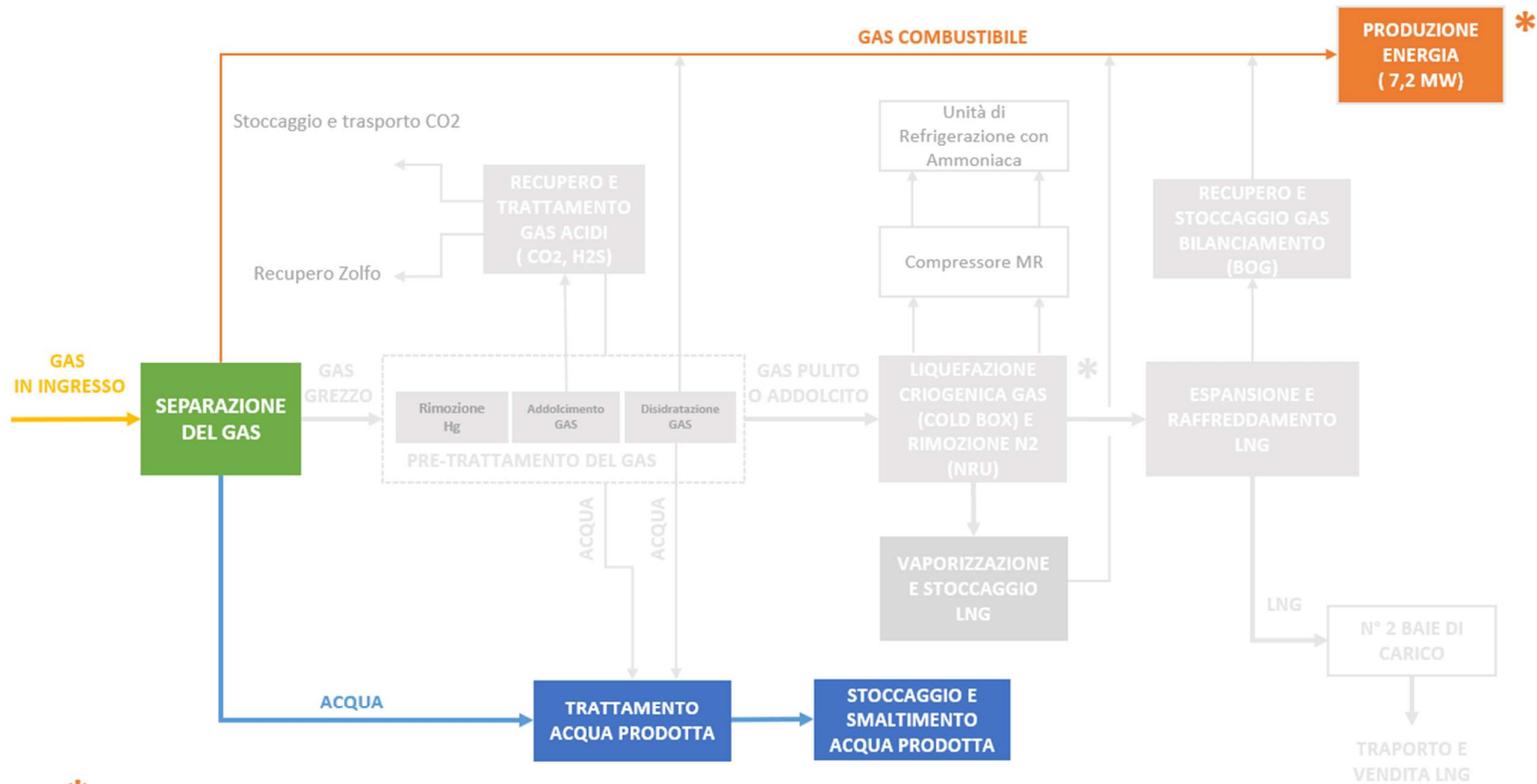
- **Gas grezzo in uscita dal sistema di rimozione del mercurio**, inviato alle successive operazioni di trattamento addolcimento e disidratazione;
- **Condensati acquosi oleosi** (Oily water) estratti dal fondo del separatore ed inviati all'Unità di trattamento dell'acqua (Unità 530), unitamente ai condensati acquosi provenienti dalle altre unità di processo come ad esempio la disidratazione.

Le correnti collettate all'Unità 530 sono sottoposte a successivi step di separazione e purificazione in cui i condensati acquosi sono epurati delle componenti gassose ed oleose in essi contenuti, filtrati mediante doppio step di filtrazione (con filtri a cartuccia da 50 e 10 µm e con filtro coalescente) e successivamente inviati al package di osmosi inversa seguito dal package di potabilizzazione e acqua demineralizzata. L'acqua così trattata è stoccata e riutilizzata internamente all'impianto andando a coprire i fabbisogni delle unità di processo, dei sistemi ausiliari, l'irrigazione e il rabbocco antincendio.

Le caratteristiche dell'acqua in entrata nell'unità di trattamento sono riportate nella Tabella 3-3.

TABELLA 3-3: PROPRIETÀ DELL'ACQUA IN ENTRATA ALL'IMPIANTO DI TRATTAMENTO	
<b>Quantità in entrata</b>	10 m <sup>3</sup> /d
<b>Pressione</b>	3 barg
<b>Temperatura</b>	55 °C

Le fasi di processo descritte e le aree dell'impianto relative alla fase di separazione del gas in entrata all'impianto sono schematizzate nelle figure successive (Figura 3-4 e Figura 3-5).



\* Scarico CO, CO2, NOX, SO2 in atmosfera

\* Scarico N2 in atmosfera

FIGURA 3-4: SCHEMA A BLOCCHI RAPPRESENTANTE LA FASE DI SEPARAZIONE DEL GAS (IN VERDE)

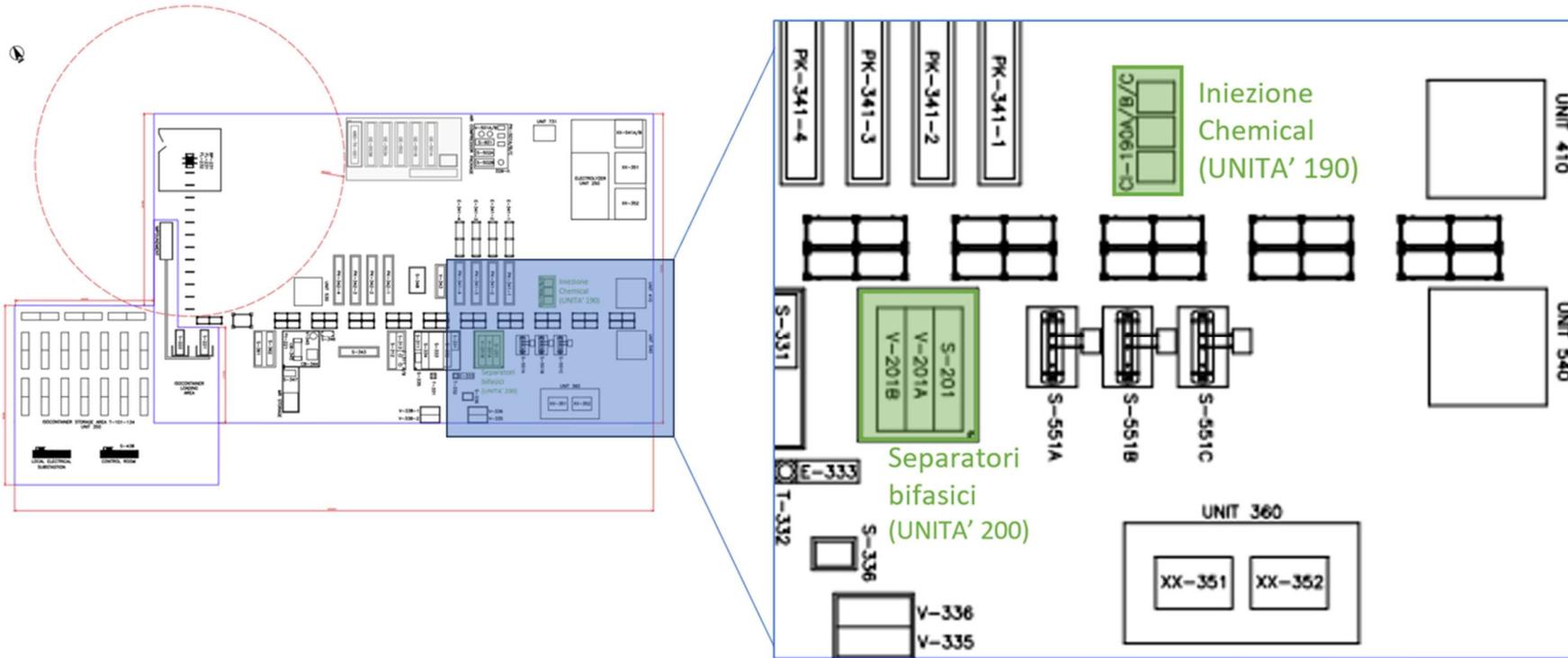


FIGURA 3-5: AREE IMPIANTISTICHE DESTINATE ALLA SEPARAZIONE (IN VERDE)

### 3.1.2 Fase di pre-trattamento

Il gas grezzo proveniente dal sistema di rimozione del Mercurio, contenente  $H_2S$  e  $CO_2$  viene inviato alle successive sezioni di trattamento, ovvero *Addolcimento (Unità 330)* e *Disidratazione (Unità 310)*.

Il processo di addolcimento del gas prevede la rimozione ed il recupero come sottoprodotto, delle impurità in esso presenti come anidride carbonica ( $CO_2$ ), e idrogeno solforato ( $H_2S$ ) proteggendo al contempo la successiva unità di liquefazione criogenica e preservandone la funzionalità meccanica.

Il gas grezzo entra in uno scambiatore di calore (Gas/Gas Heat Exchanger) posto all'ingresso dell'Unità 330 in cui viene riscaldato recuperando il calore del gas addolcito in uscita dalla medesima unità, successivamente attraversa un separatore bifasico che ha lo scopo di rimuovere eventuali tracce di liquido ancora presenti nel gas.

La rimozione dei componenti acidi si realizza all'interno di una colonna di assorbimento (T-331 Amine Contactor/Absorber) all'interno della quale il gas grezzo entra in contatto controcorrente con un solvente composto da soluzioni liquide di ammine (composti organici contenenti azoto). I componenti acidi ( $CO_2$  e  $H_2S$ ) si trasferiscono dal gas grezzo al solvente in uscita dal fondo della colonna, mentre il gas addolcito, epurato dei componenti acidi, fuoriesce dalla testa della colonna.

La soluzione di ammina ricca di componenti acidi (Rich Amine) lascia la colonna di assorbimento e attraversa un separatore in cui la pressione della soluzione è ridotta al fine di consentire la vaporizzazione istantanea degli idrocarburi solubili e la rimozione degli idrocarburi condensati. Uscendo dal separatore l'ammina ricca è introdotta in uno scambiatore di calore (Rich/Lean Amine Heat Exchanger) in cui viene riscaldata ad opera dell'ammina povera proveniente dalla colonna di rigenerazione (Amine Regenerator) e successivamente raggiunge la sommità della colonna di rigenerazione in cui si realizza lo stripping del gas acido dal solvente. Il gas acido di stripping, è inviato all'Unità di recupero e trattamento Gas Acidi (Unità 360) mentre l'ammina rigenerata, definita ammina "magra" (Lean ammine) viene ricircolata allo scambiatore (Rich/Lean Amine Heat Exchanger) in cui preriscalda il solvente ricco. Una parte della soluzione viene filtrata al fine di ridurre al minimo la quantità di prodotti di degradazione potenzialmente corrosivi e la quantità di agenti antischiama da utilizzare, migliorando complessivamente il controllo della colonna di assorbimento. L'ammina rigenerata è dunque utilizzata nuovamente nella colonna di Assorbimento.

Il gas addolcito in uscita dalla colonna di assorbimento cede calore al gas grezzo in entrata all'Unità 330 attraverso uno scambiatore (Gas/Gas Heat Exchanger) e viene inviato alla successiva sezione di Disidratazione (Unità 310).

I quantitativi previsti e le caratteristiche del gas in entrata all'Unità di recupero e trattamento Gas Acidi (Unità 360) sono riportati nella tabella a seguire.

TABELLA 3-4: QUANTITATIVI E CARATTERISTICHE GAS IN ENTRATA NELL'UNITÀ DI RECUPERO E TRATTAMENTO GAS ACIDI	
<i>Stima delle quantità in entrata</i>	2.662 Nm <sup>3</sup> /d 2.808 Sm <sup>3</sup> /d
<i>Pressione</i>	1,2 barg
<i>Temperatura</i>	43,12 °C
<i>H<sub>2</sub>S</i>	24,98 %mol
<i>CO<sub>2</sub></i>	70,13 %mol

Nell'unità di Recupero e Trattamento dei Gas Acidi, attraverso le migliori tecnologie disponibili (BAT), si procederà alla cattura della H<sub>2</sub>S contenuta nel gas attraverso l'utilizzo di trappole catalitiche costituite più serbatoi riempiti con materiale granulare a base di ossido metallico misto poroso su una base igroscopica stabile. Il riempimento catalitico è licenziato ed idoneo alla rimozione dello zolfo presente nella corrente gassosa. Il solido catalitico assorbente viene sostituito regolarmente e inviato presso fornitore qualificato per effettuarne la rigenerazione. Per rendere possibile le operazioni di sostituzione del solido catalitico e permettere al contempo il funzionamento dell'impianto in continuo, si utilizzano 2 letti catalitici, di cui uno operativo, l'altro in rigenerazione.

La corrente di gas a valle del suddetto trattamento raggiunge un contenuto finale inferiore a 100ppb (max), utile al successivo trattamento di recupero e purificazione della CO<sub>2</sub> mediante distillazione. La CO<sub>2</sub> purificata ottenuta viene stoccata e successivamente resa disponibile per il caricamento e trasporto (Ved. Par. 3.6.1). I quantitativi di H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> recuperati dal gas trattato sono riportati nella tabella a seguire (Tabella 3-5).

TABELLA 3-5: QUANTITATIVI RECUPERATI DI CO <sub>2</sub> E ZOLFO		
	Quantitativi orari	Quantitativi giornalieri
<i>CO<sub>2</sub></i>	151,1 Kg	3,67 ton
<i>Zolfo equivalente</i>	39,48 Kg	1,00 ton

Il gas proveniente dall'Unità di addolcimento è inviato all'Unità di disidratazione in cui si realizza la rimozione dell'acqua contenuta nel gas addolcito, su letto solido. Il gas è preventivamente raffreddato all'interno di uno scambiatore di calore che utilizza uno spurgo della corrente ricca di idrocarburi pesanti proveniente dall'Unità di Liquefazione criogenica del gas e rimozione Azoto (Unità 340).

Per ottenere la disidratazione del gas con continuità è necessario disporre di due letti adsorbenti (di cui uno operativo, uno in rigenerazione). L'adsorbimento dell'acqua si realizza facendo fluire il gas dall'alto al basso della colonna di adsorbimento (down flow). La rigenerazione del letto è effettuata interrompendo il ciclo di adsorbimento prima che il letto si saturi completamente d'acqua e utilizzando una parte del gas secco ottenuto, opportunamente riscaldato. Il gas di rigenerazione viene fatto fluire in senso opposto a quello d'adsorbimento (up flow) per garantire la rimozione completa dell'acqua adsorbita. Tale gas viene quindi raffreddato e successivamente inviato ad un separatore per la rimozione dell'acqua in esso contenuta.

L'acqua prodotta dall'unità di disidratazione è inviata all'impianto di trattamento dell'acqua (Unità 530) e, successivamente, stoccata per il riutilizzo all'interno dell'impianto.

Nella Tabella 3-6 sono riportate le caratteristiche delle apparecchiature relative alle fasi di processo descritte. Nella Figura 3-6 è rappresentata l'Unità di Addolcimento, mentre la Figura 3-7 riporta la Colonna di Rigenerazione (T-332) e la Colonna di Assorbimento (T-331).

TABELLA 3-6: CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DELLA FASE DI PRE-TRATTAMENTO			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
<b>UNITÀ DI ADDOLCIMENTO</b>			
330	S-331	AMINE INLET SKID (Includes)	12x2,3x2,6 20 Ton
	S-332	AMINE LEAN/RICH SKID (Includes)	12x2,3x2,6 20 Ton
	T-331	AMINE CONTACTOR/ABSORBER	17x0,95 21 Ton
	T-332	AMINE REGENERATOR	18x1,17 16 Ton
	E-333	AMINE REBOILER	5x1,8x2,4 19 Ton
	S-333	AMINE LEAN SKID	12x4,6x2,6 20 Ton
	S-334	AMINE REFLUX SKID	12x2,3x2,6 45 Ton
	S-335	FRESH AMMINE/WATER MAKEUP	3x2x2 3,5 Ton
	V-335	DEMINERALIZED WATER SOLUTION TANK	6x2,43x2,6 35 Ton
	V-336	FRESH AMINE TANK	6x2,43x2,6 35 Ton
V-338	EXHAUST AMINE STORAGE TANK	6x2,43x2,6 35 Ton	
<b>UNITÀ DI RECUPERO E TRATTAMENTO GAS ACIDI</b>			
360	XX-351	RIMOZIONE H2S	10x10x2,6 10 Ton
	XX-352	CO2 CAPTURE & RECOVERY	10x10x2,6 10 Ton
<b>UNITÀ DI DISIDRATAZIONE</b>			
310	S-311	DEHY INLET-OUTLET SKID	6x2,4x2,6 20 ton
	S-312	DEHY REGENERATION SKID	11,5x2,4x2,6 20 Ton
	T-311A	ADSORBER BED	2x0,84 20 Ton
	T-311B	ADSORBER BED	2x0,84 20 Ton



FIGURA 3-6: UNITÀ DI ADDOLCIMENTO (SKID DI INGRESSO S-331, SKID AMMINA LEAN/RICH S-332, SKID AMMINA LEAN S-333, SKID DI RIFLUSSO AMMINA S-334, SKID REINTEGRO ACQUA E AMMINA S-335)

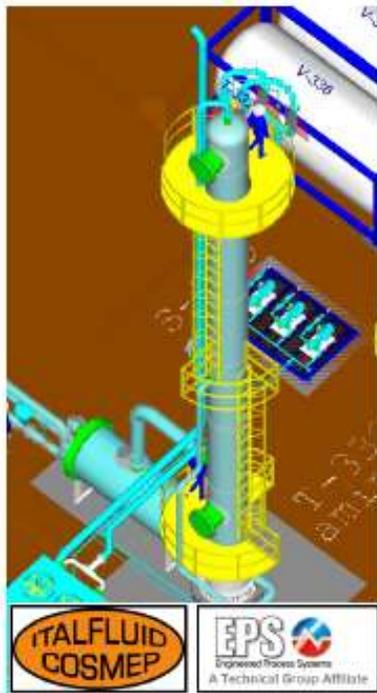


FIGURA 3-7: COLONNA DI RIGENERAZIONE (T-332), COLONNA DI ASSORBIMENTO (T-331)



FIGURA 3-8: UNITÀ DI DISIDRATAZIONE

Le fasi di processo descritte e le aree dell'impianto relative alla fase di pretrattamento sono schematizzate nelle figure successive (Figura 3-9 e Figura 3-10).



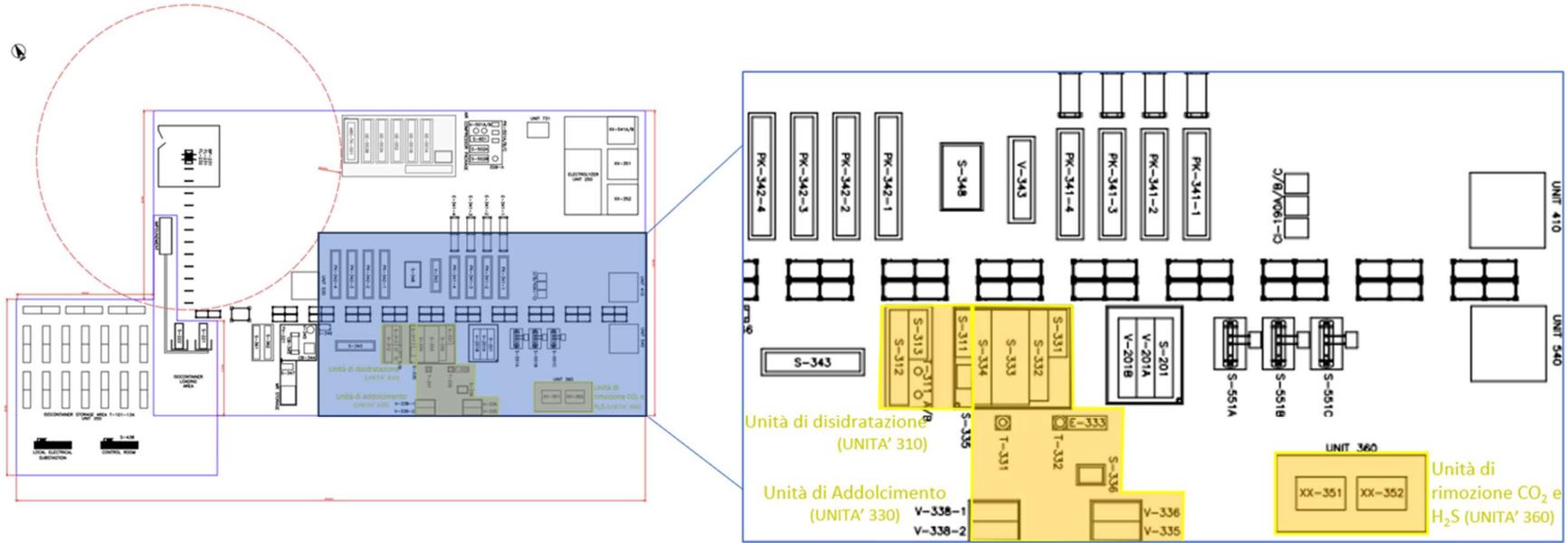


FIGURA 3-10: AREE IMPIANTISTICHE DESTINATE AL PRE-TRATTAMENTO (IN GIALLO)

### 3.1.3 Fase di Liquefazione del gas

Nella sezione di liquefazione criogenica del gas e di rimozione dell'azoto, il gas pulito entra nella *Cold Box* (CB-344) per essere raffreddato in un ciclo di refrigerazione a ciclo chiuso per mezzo di un fluido costituito da una miscela di idrocarburi e materiali inerti (*Mixed Refrigerant*). Il *Mixed Refrigerant*, precedentemente compresso, evapora nella *Cold Box* a pressione atmosferica e ad una temperatura di circa  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ , fornendo così le frigorificazioni necessarie alla liquefazione del gas.

Si utilizza un ciclo di refrigerazione con ammoniaca a supporto del *Mixed Refrigerant*, con lo scopo di raffreddare al di sotto della temperatura ambiente il *Mixed Refrigerant* in uscita dallo scambiatore di calore ad aria posto a valle della compressione. Per ottenere l'indice di Wobbe e le specifiche relative al valore di riscaldamento più elevato dell'LNG, è previsto lo spurgo di una corrente ricca di idrocarburi pesanti. Questa corrente viene successivamente rivaporizzata all'interno di uno scambiatore, utilizzando il gas addolcito e di seguito utilizzata per la produzione di energia elettrica. L'LNG, epurato degli idrocarburi pesanti, subisce un ulteriore raffreddamento nella *Cold Box* per poi entrare all'interno della sezione di distillazione criogenica NRU (*Nitrogen Rejection Unit*) che ha lo scopo di rimuovere l'azoto contenuto nel gas fino al valore residuo di 1% molare.

L'azoto proveniente dalla testa della colonna di distillazione criogenica, dopo un'espansione finalizzata ad abbassarne ulteriormente la temperatura ( $-188,5^{\circ}\text{C}$ ), è nuovamente inviato alla *Cold Box*, quindi immesso in atmosfera nel rispetto dei limiti di legge.

Nella Tabella 3-7 e nelle Figure 3-11,3-12,3-13, sono riportate rispettivamente le caratteristiche delle apparecchiature relative alle fasi di processo descritte nel presente paragrafo e le principali apparecchiature di processo.

TABELLA 3-7: CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DELLA FASE DI REFRIGERAZIONE E LIQUEFAZIONE			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
<b>UNITÀ DI LIQUEFAZIONE CRIOGENICA DEL GAS E RIMOZIONE AZOTO</b>			
<b>340</b>	PK-341-1	<b>AMMONIA COMPRESSOR PACKAGE</b>	13x2,4x2,9 18 Ton
	PK-341-2	<b>AMMONIA COMPRESSOR PACKAGE</b>	13x2,4x2,9 18 Ton
	PK-341-3	<b>AMMONIA COMPRESSOR PACKAGE</b>	13x2,4x2,9 18 Ton
	PK-341-4	<b>AMMONIA COMPRESSOR PACKAGE</b>	13x2,4x2,9 18 Ton
	S-341	<b>AMMONIA CONDENSER WITH LIQUID RECEIVER</b>	5x0,8 15 Ton
	PK-342-1	<b>MR COMPRESSOR PACKAGE</b>	15x2,4x2,6 27 Ton
	PK-342-2	<b>MR COMPRESSOR PACKAGE</b>	15x2,4x2,6 27 Ton
	PK-342-3	<b>MR COMPRESSOR PACKAGE</b>	15x2,4x2,6 27 Ton
	PK-342-4	<b>MR COMPRESSOR PACKAGE</b>	15x2,4x2,6 27 Ton
	S-343	<b>MR PRECOOLING</b>	12x2,4x2,65 37 Ton
	CB-344	<b>COLD BOX</b>	3,4x3,4x11,6 33 Ton
	CB-345	<b>NITROGEN REJECTION UNIT</b>	7x2,4x11 25 Ton
	S-346	<b>NGL AND CONDENSATE VAPORIZER SKID</b>	4x2x2,8 10 Ton
	S-347	<b>MIX REFRIGERANT MAKEUP</b>	4x2,4x2,8 13 Ton
V-345	<b>MR SUCTION KO DRUM</b>	3,6x2,4 18 Ton	
S-348	<b>OIL REMOVAL SYSTEM</b>	8x4,8x6,6 32 Ton	

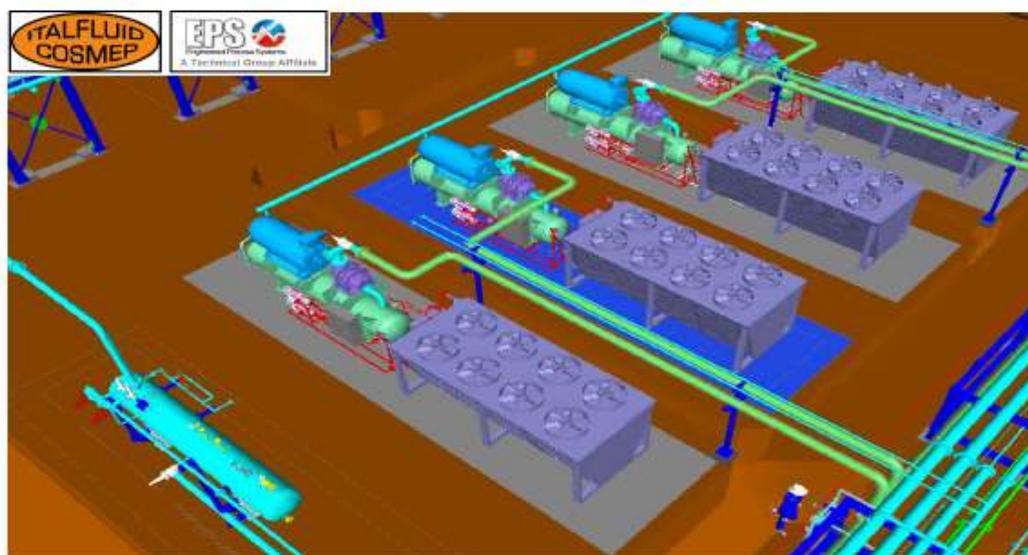


FIGURA 3-11: COMPRESSORE E CONDENSATORE (UNITÀ 340 – PK-341 1,2,3,4, s-341)

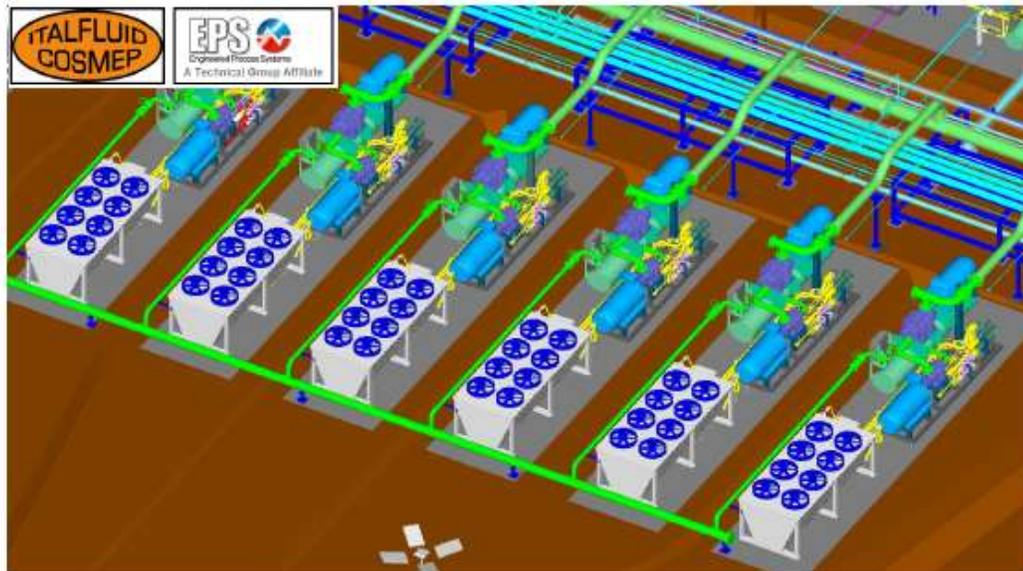


FIGURA 3-12: COMPRESSORI E PRE-RAFFREDDAMENTO (UNITÀ 340 – PK-342 1,2,3,4, S-343)



FIGURA 3-13: COLD BOX, NGL AND CONDENSATE VAPORIZER SKID, MIX REFRIGERANT MAKEUP, MR SUCTION KO DRUM E SISTEMA DI RIMOZIONE OLIO (UNITÀ 340 – CB-344, S-346, S-347, V-345, S-348)

Le fasi di processo descritte e le aree dell'impianto relative alla fase di liquefazione del gas sono schematizzate nelle figure a seguire (Figura 3-4 e Figura 3-5).

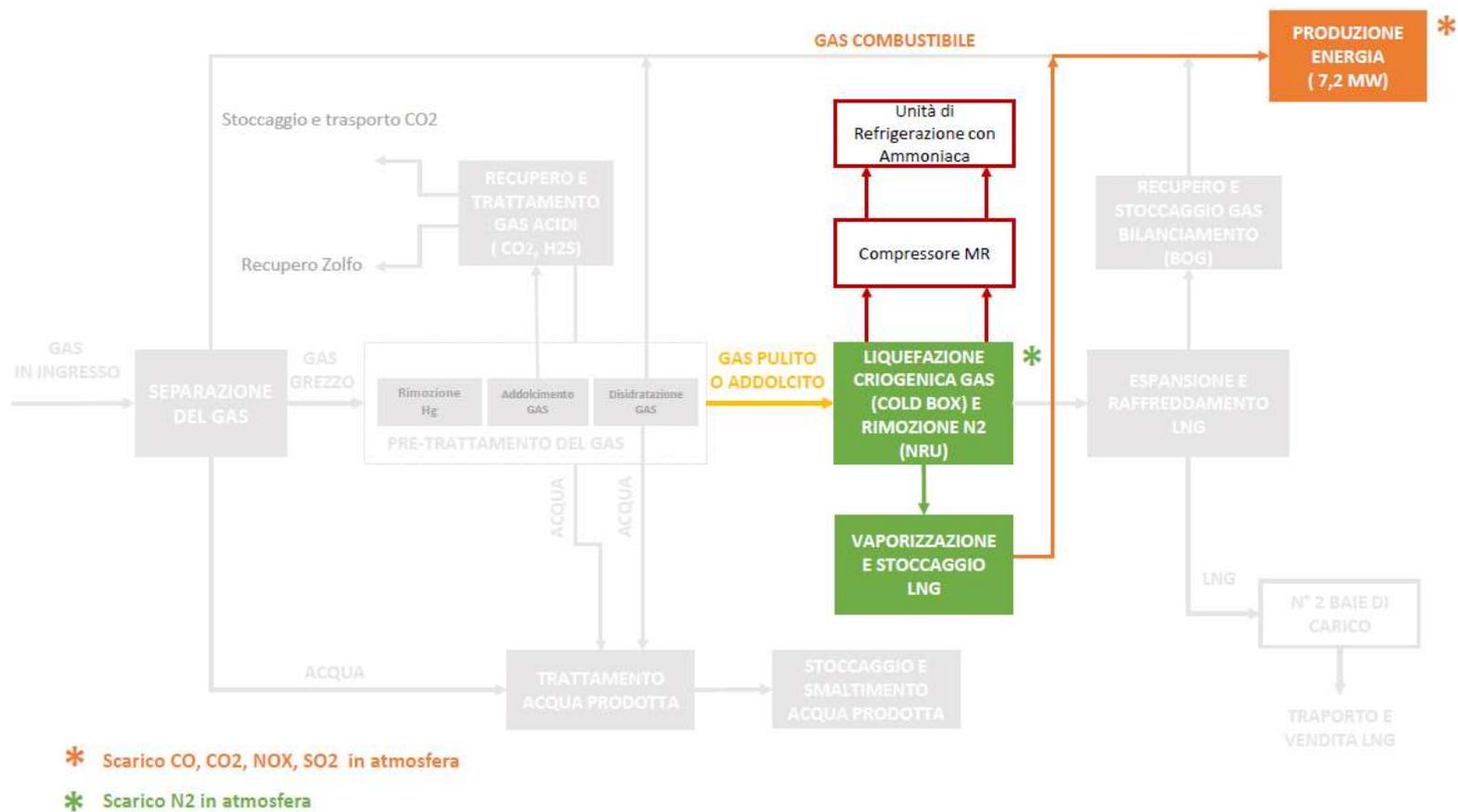


FIGURA 3-14: SCHEMA A BLOCCHI DELLA FASE DI LIQUEFAZIONE



### 3.1.4 Fase di stoccaggio e trasporto del gas

L'LNG in uscita dall'unità di liquefazione subisce un'espansione Joule-Thompson attraverso una valvola apposita raffreddandosi ulteriormente. Dopo tale laminazione l'LNG è indirizzato ad un separatore (V221) e i gas di respirazione dello stesso vengono utilizzati come gas combustibile per la produzione di energia elettrica nell'impianto dopo la ricompressione all'interno dell'Unità di recupero e stoccaggio dei gas di Bilanciamento (Unità 380).

Di seguito si riporta la composizione garantita dell'LNG disponibile alle baie di carico.

	Unità	Specifiche garantite LNG
Metano	(% mole)	> 93%
Azoto	(% mole)	< 1.0%
CO <sub>2</sub>	(ppmv)	< 50
Acqua	(ppmv)	< 0.1
S contenuto totale	(mg/Nm <sup>3</sup> )	< 30
S da H <sub>2</sub> S & COS	(mg/Nm <sup>3</sup> )	< 5
S da RSH	(mg/Nm <sup>3</sup> )	< 6
Hg	(nano-g/Sm <sup>3</sup> or ppb/Sm <sup>3</sup> )	< 10
O <sub>2</sub>	(% mole)	< 0.002
HHV	(MJ/Nm <sup>3</sup> )	> 38
Indice di Wobbe	(MJ/Nm <sup>3</sup> )	> 50
Peso molecolare	(kg/kmole)	16 - 19

Il separatore è realizzato con opportuni materiali isolanti in modo da mantenere al suo interno l'LNG a circa -160°C.

Una volta che il gas naturale è stato estratto e liquefatto attraverso uno speciale processo di raffreddamento, si verificherà una riduzione di volume di circa 600 volte inferiore rispetto allo stato gassoso. Questo processo garantirà un semplice trasporto del prodotto sia via terra che via mare, rendendolo immediatamente disponibile come carburante per il trasporto di veicoli e imbarcazioni.

Il sistema di carico del gas liquefatto, composto da 2 baie di carico (Unità 220), sarà gestito in modo da consentire il rifornimento degli ISO-Container del volume di 20 m<sup>3</sup>. È previsto il caricamento di 14 ISO-container al giorno che verranno movimentati attraverso 7 viaggi al giorno con motrice/bilico ribassato.



FIGURA 3-16: CARICAMENTO ISO- CONTAINER SU MOTRICE/BILICO RIBASSATO

Le fasi di processo descritte e le aree dell'impianto interessate dalla fase di stoccaggio del gas liquefatto sono schematizzate nelle figure a seguire (Figura 3-17 - Figura 3-18).

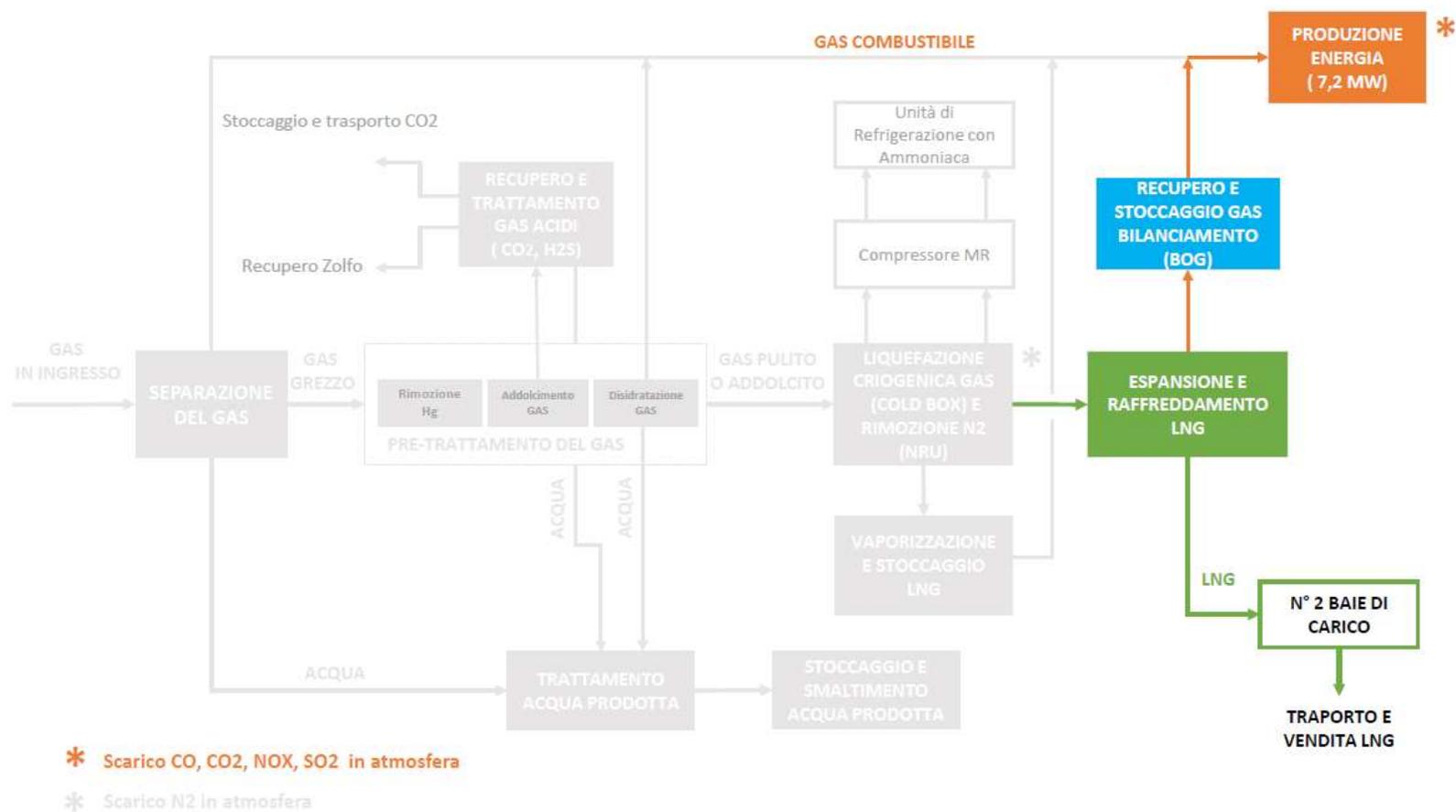


FIGURA 3-17: SCHEMA A BLOCCHI DELLA FASE DI STOCCAGGIO E TRASPORTO

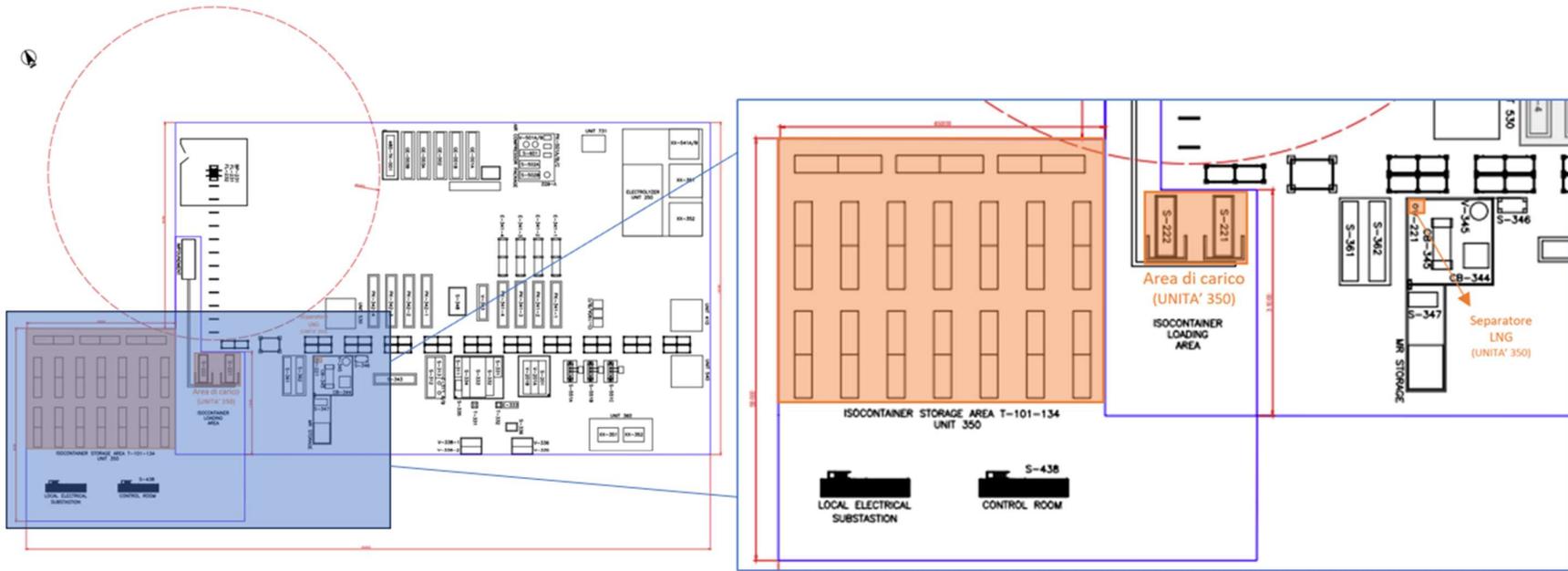


FIGURA 3-18: AREE IMPIANTISTICHE DESTINATE ALLO STOCCAGGIO DELL’LNG (IN ARANCIONE)

Gli ISO-Container possono essere utilizzati come deposito di carburante mobile e la quantità di prodotto trasferito è flessibile in quanto dipende dal numero di serbatoi. Tra le cisterne mobili, notiamo la possibilità di utilizzare gli ISO-Container, che sono serbatoi criogenici portatili di dimensioni standard, uguali a quelli di un contenitore ISO (1 unità equivalente di venti piedi (TEU)) o di un contenitore doppio (2 unità equivalente di venti piedi TEU). Possono essere caricati su una nave con gru dedicate o possono essere caricati su un treno stradale in modalità Ro Ro (Roll-on/ Roll-off). Come tutti i container ISO, sono intermodali, quindi possono viaggiare su gomma, treno o nave.



TVAC® & PVAC Intermodal Container

### TVAC® & PVAC 20 ft.

- The TVAC Intermodal Containers come in a variety of working pressures from 145 psig to 348 psig for EN coded vessels and from 100 psig to 230 psig for ASME coded vessels.
- The TVAC comes with a pressure building vaporizer for pressure transfer.
- The PVAC Intermodal Containers utilize similar features as the TVAC, but is designed for pump use with a self-contained pump transfer system.

FIGURA 3-19: SERBATOI CRIOGENICI PORTATILI DI DIMENSIONI STANDARD (ISO-CONTAINER)

Nella tabella a seguire (Tabella 3-8) l'elenco e le caratteristiche delle apparecchiature coinvolte in questa fase.

TABELLA 3-8: CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DELLA FASE DI STOCCAGGIO LNG			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
<b>UNITÀ DI REFRIGERAZIONE E LIQUEFAZIONE</b>			
220	V-221	<b>LNG SEPARATOR</b>	2,5x0,8 10 Ton
	S-221	<b>LOADING STATION #1 (INCLUDES)</b>	8x2,2x2,4 15 Ton
	S-222	<b>LOADING STATION #2 (INCLUDES)</b>	8x2,2x2,4 15 Ton
<b>ISOCONTAINER</b>			
350	T-101-...-134	<b>ISOCONTAINER</b>	6x2,4x2,6 4 Ton (ciascuno)

### 3.1.5 Altre unità presenti nell'area

Nella Figura 3-20 è mostrata l'Unità 380 di recupero e stoccaggio dei gas di bilanciamento (BOG) che riceve in entrata i gas di respirazione provenienti dal separatore V-211. Tale corrente gassosa è sottoposta a ricompressione e successivamente inviata all'Unità di Generazione dell'Energia (Unità 480).

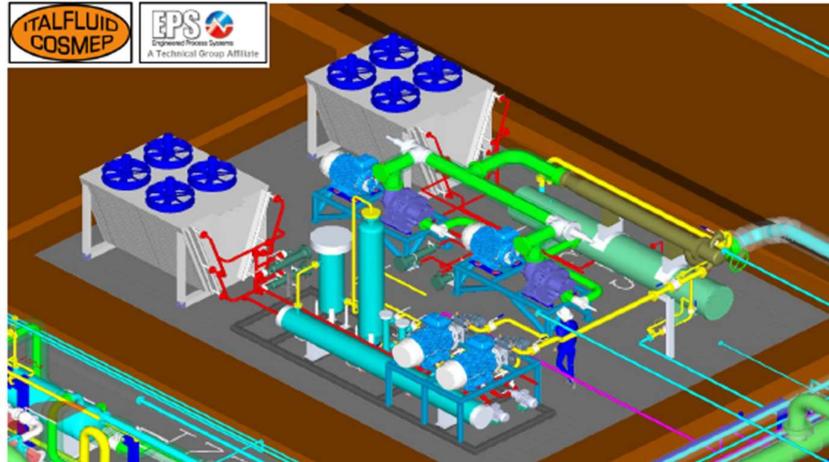


FIGURA 3-20: UNITÀ 380 (S-361 – COMPRESSORE FLASH GAS, S-362 COMPRESSORE GAS DI RICIRCOLO BOG)

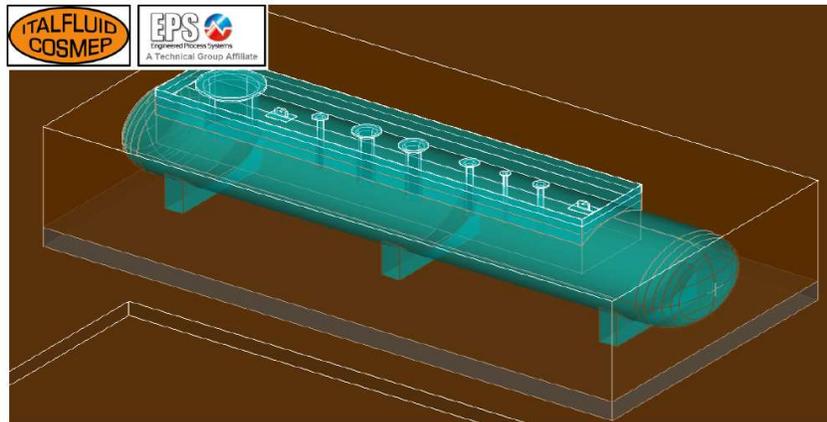
Nella figura 3-21 è mostrato il package dell'aria compressa (Unità 500) e il package di generazione Azoto (Unità 650) che provvedono rispettivamente al fabbisogno dell'aria strumenti e al fabbisogno dell'Azoto necessari all'impianto.



FIGURA 3-21: UNITÀ ARIA COMPRESA (UNITÀ 500 – PK-501 A/B/C, V-501, S-502) E UNITÀ DI GENERAZIONE AZOTO (S-601 A, S-601 B, V-602)

Nella figura 3-22 è riportato uno dei tre serbatoi relativi al sistema di drenaggio delle unità di processo (Unità 580). La filosofia operativa è di prevedere un vessel di raccolta drenaggi per ciascuno dei tre servizi:

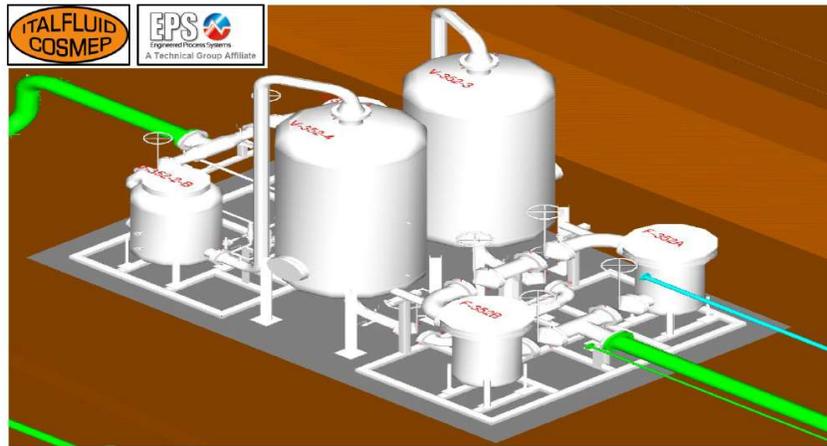
- Drenaggi amminici provenienti dall'Unità di Addolcimento
- Drenaggi Idrocarburici e Oleosi provenienti da tutte le unità di processo
- Drenaggi di condense acquose contaminate che non possono essere inviate all'Unità di trattamento acqua e reindirizzate all'impianto per uso interno.



**FIGURA 3-22: CLOSE DRAIN (UNITÀ 550 – S-551)**

Nella Figura 3-23 sono mostrati i filtri a cartuccia da 50 e 10  $\mu\text{m}$  e il Package di trattamento dell'acqua oleosa, facenti parte dell'Unità di trattamento dell'acqua (Unità 530).

Come precedentemente descritto, i condensati estratti dalle diverse unità di processo (ad esempio separazione, disidratazione ecc) sono inviati all'Unità 530, all'interno della quale sono sottoposti a successivi step di purificazione (doppio step di filtrazione con filtri a cartuccia da 50 e 10  $\mu\text{m}$ , successiva filtrazione con filtro coalescente) per poi essere inviati ai package di osmosi inversa, purificazione e acqua demineralizzata. L'acqua così trattata è stoccata e riutilizzata internamente all'impianto andando a coprire i fabbisogni delle unità di processo, dei sistemi ausiliari, l'irrigazione e il rimbocco sistema antincendio.



**FIGURA 3-23: FILTRI A CARTUCCIA E PACKAGE TRATTAMENTO ACQUA OLEOSA ( UNITA' 530)**

Il package del sistema antincendio mostrato nella Figura 3-24 è principalmente costituito da due serbatoi di accumulo acqua antincendio (TK-731 A/B) e skid delle pompe di rilancio (XX-731) ed è stato progettato secondo le normative tecniche di riferimento per assicurare adeguato controllo e protezione dell'impianto in caso di incendio.



**FIGURA 3-24: FIREFIGHTING (UNIT 730)**

All'interno dell'impianto è utilizzato olio diatermico (Hot Oil) come mezzo riscaldante nelle diverse unità ( Unità 330, 310, 340, 480) che costituiscono il processo. La portata complessiva è di circa 80 m<sup>3</sup>/h. Nella figura 3-25 è mostrata l'Unità 410 costituita dal package dell'Hot Oil.



**FIGURA 3-25: HOT OIL (UNITÀ 410)**

All'interno dell'impianto è prevista la presenza di un Elettrolizzatore da 1 MW (Unità 250). L'Ossigeno prodotto è utilizzato nell'Ossidatore a corredo della Torcia calda nell'Unità 230, al fine di realizzare una combustione controllata volta a minimizzare i componenti inquinanti presenti nei gas di coda. L'idrogeno prodotto è ricircolato all'unità di Generazione di Energia (Unità 480) per migliorare le prestazioni della turbina elettrica o essere destinato a vendita/ fornitura come commodities presso eventuale utilizzatore.

### 3.2 Sistema di Torcia

Il sistema di torcia (Unità 230) è costituito da una torcia fredda (FL-232) ed una torcia calda (FL-231). La torcia calda recepisce in continuo i gas di coda dell'impianto provenienti dalle diverse unità di processo descritte in precedenza (ad esempio flash gas dall'unità di addolcimento, vent provenienti dal trattamento dell'acqua, gas provenienti dalla colonna di distillazione criogenica della CO<sub>2</sub>). Tale sistema è corredato a monte di un Ossidatore alimentato con O<sub>2</sub> proveniente dall'elettrolizzatore (Unità 250), per realizzare una combustione in eccesso di Ossigeno finalizzata al controllo ed eliminazione degli inquinanti presenti nel gas di coda.

La torcia fredda recepisce invece eventuali scarichi di emergenza e/o occasionali, quindi intermittenti, come ad esempio quelli provenienti dalle valvole di Rilascio in Pressione (Pressure safety valve - PSV) e dalle valvole di depressurizzazione di emergenza (blow-down valve- BDV). Il sistema torcia fredda di conseguenza entra in funzione solamente in caso di emergenza (General Power Failure o Impianto Bloccato o altri eventuali scenari di emergenza) in cui il volume di gas intrappolato nelle unità di processo, deve poter essere scaricato in atmosfera in concomitanza con l'intervento automatico del sistema ESD (Emergency Shut Down), nel rispetto delle normative internazionali API RP 520 e 521.

Nella Tabella 3-9 le caratteristiche delle apparecchiature relative all'Unità 230, nella Figura 3-26 un esempio tipico di Torcia.

TABELLA 3-9: SISTEMA TORCIA			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
600	FL-231	HOT FLARE WITH OXYDIZER	5X5X18 10 Ton
	FL-232	VERTICAL EMERGENCY FLARE	5X5X18 10 Ton

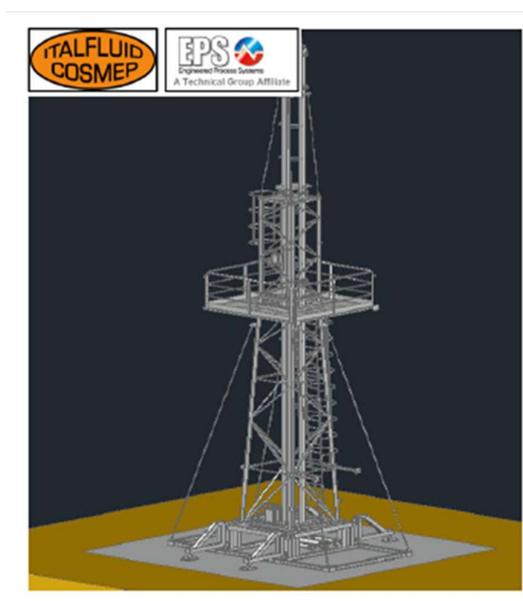


FIGURA 3-26: SISTEMA DI TORCIA

### 3.3 Unità di generazione dell'energia

Il Gas combustibile proveniente dalle diverse sezioni dell'impianto (ad esempio la corrente idro-carburica pesante spurgata nell'Unità 340 e successivamente vaporizzata, corrente proveniente dall'Unità 380 di recupero e stoccaggio del gas di bilanciamento ed eventuali altre correnti di reintegro interne alle unità di processo) è inviato all'impianto a Ciclo Combinato per la produzione di energia elettrica.

L'impianto di generazione energia è costituito da:

- N°2 Generatori Turbo-gas (GE-001 A e GE-001 B – Potenza nominale 4,8x2 MWe) di cui uno in running, l'altro in stand-by, equipaggiate con sistemi di recupero del calore dai gas di scarico (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) per la produzione di vapore (HRSG-001 A e HRSG -001 B);
- Package di Turbine a vapore (XX-002 costituito da due turbine a vapore ST-001A e ST-001B - Potenza nominale 2,4x2 MWe) di cui una in running, l'altra in stand-by, equipaggiato con sistema di Boiler Feed Water in comune tra le due turbine.
- N°2 Generatori diesel d'emergenza (EDG-Emergency diesel Generator) (GE-003 A e GE-003 B)
- Serbatoi diesel (TK-001).

L'acqua utilizzata per la produzione di vapore è in ciclo chiuso. Le aree dell'impianto interessate dalla produzione di energia sono schematizzate nella figura a seguire.

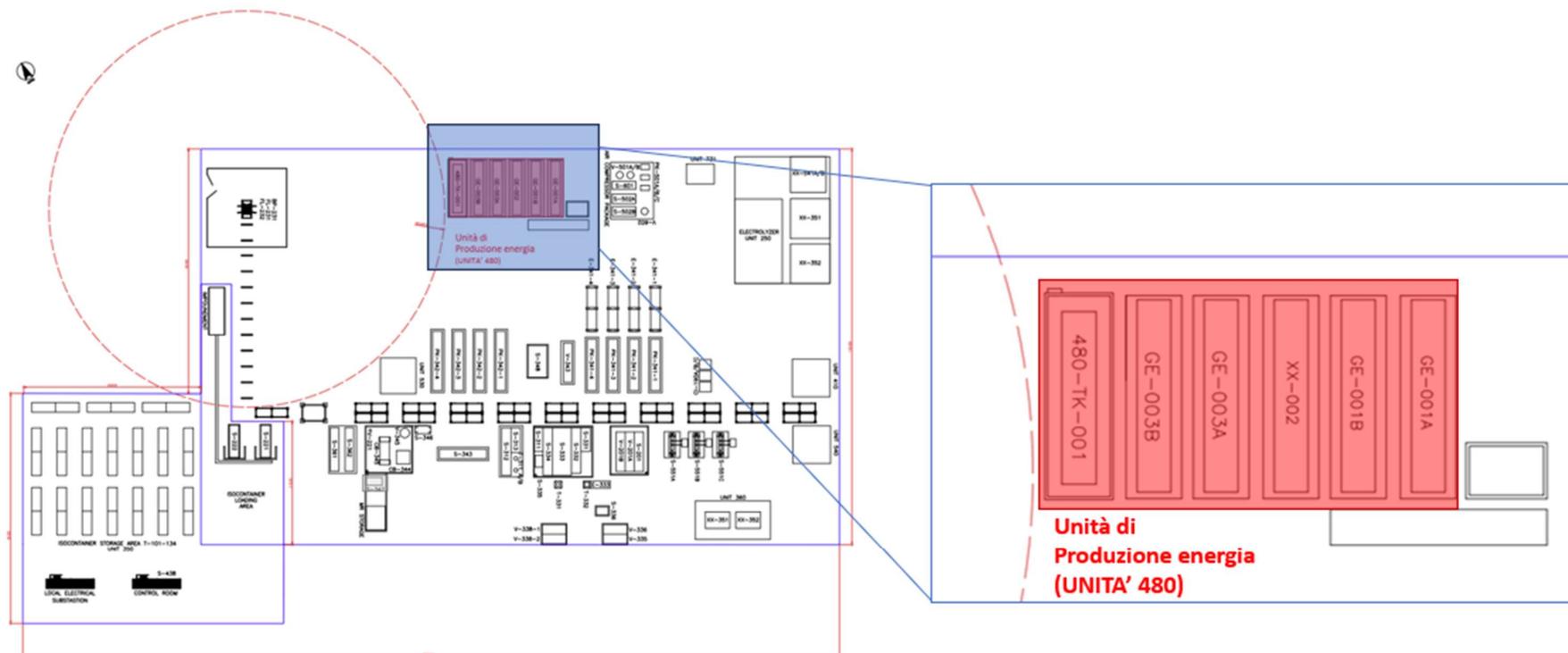


FIGURA 3-27: AREE IMPIANTISTICHE DESTINATE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA (IN Rosso)

Nella Tabella 3-10, l'elenco e le caratteristiche delle apparecchiature relative al sistema di produzione dell'energia.

TABELLA 3-10: CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DELLA FASE DI PRODUZIONE ENERGIA			
UNITA'	ITEM	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
<b>UNITÀ DI PRODUZIONE ENERGIA</b>			
<b>480</b>	<b>GE-001 A</b>	<b>TURBO GAS GENERATOR with HRSG</b>	17x12x8 20 Ton
	<b>GE-001 B</b>	<b>TURBO GAS GENERATOR with HRSG</b>	17x12x8 20 Ton
	<b>XX-002 (ST-001A + ST-001B)</b>	<b>STEAM TURBINES PACKAGE with BFW System</b>	17x12x8 20 Ton
	<b>GE-003 A</b>	<b>EDG</b>	6x2,4x2,6 5 Ton
	<b>GE-003 B</b>	<b>EDG</b>	6x2,4x2,6 5 Ton
	<b>TK-001</b>	<b>DIESEL TANK</b>	15X5X2 5 Ton

Nelle figure a seguire alcuni asset principali dell'Unità di produzione dell'Energia.



FIGURA 3-28: GENERATORE TURBO-GAS (UNITÀ 480 – GE-001)

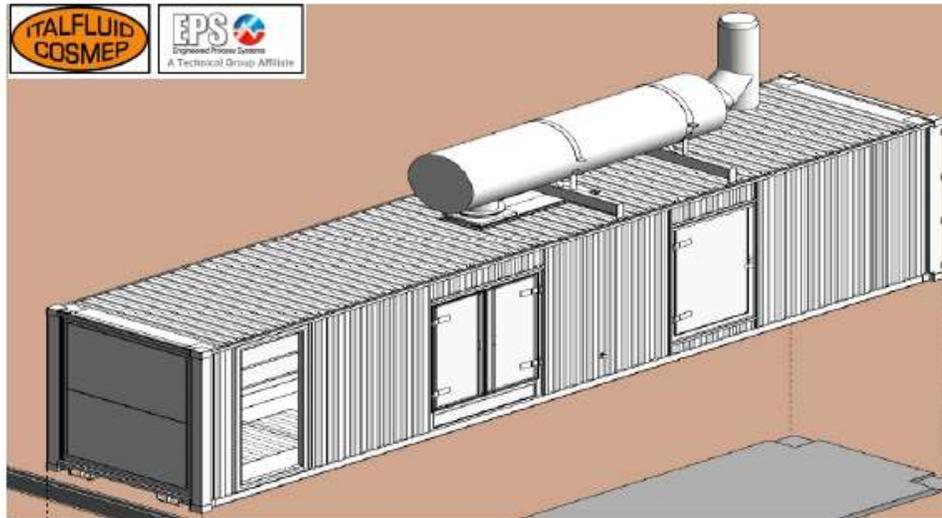


FIGURA 3-29: GENERAZIONE DI VAPORE E EDG (UNITÀ 480 – GE-002 E GE-003)

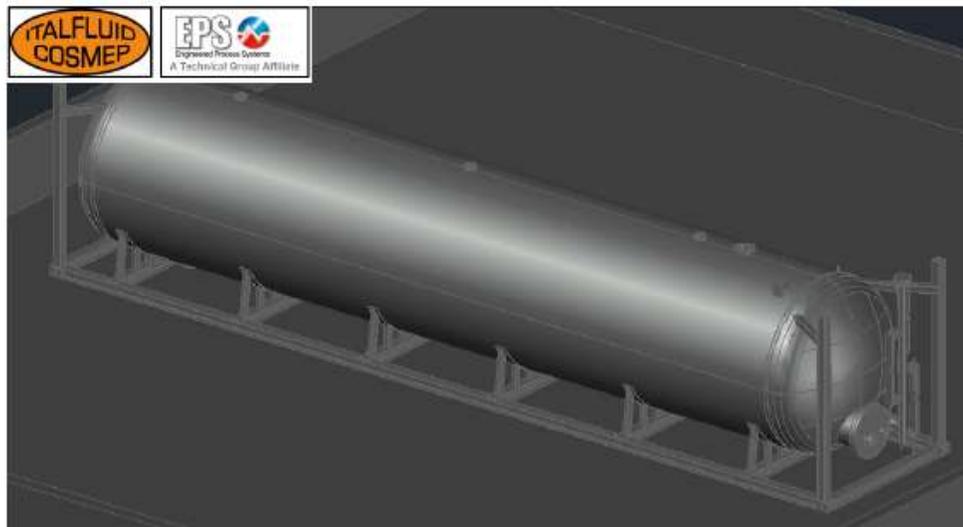


FIGURA 3-30: SERBATOIO DIESEL (UNITÀ 480 – TK001)

### 3.4 Cabinati

Nell'area impianto saranno presente anche una serie di cabinati e container, aventi medesime caratteristiche e dimensioni (Tabella 3-11)

Tali strutture saranno utilizzate come:

- Laboratorio
- Uffici
- Stoccaggio materiali
- Infermeria
- Servizi igienici
- Cabina di guardia
- Misurazioni fiscali e Analizzatori



FIGURA 3-31: ESEMPIO DI CABINATO

TABELLA 3-11: CARATTERISTICHE DEI CABINATI E CONTAINER		
UNITA'	DESCRIZIONE	PESO E DIMENSIONI PRELIMINARI (m)(LxLxH)
510	LABORATORY PACKAGE	6x2,4x2,6 5 Ton
620	WAREHOUSE CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
630	WORKSHOP CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
680	OFFICE CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
700	MATERIAL STOCK CONTAINER	6x2,4x2,6 5 Ton
710	INFIRMARY CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
720	TOILET CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
750	GUARD CABIN	6x2,4x2,6 5 Ton
780	FISCAL MEETERING PACKAGE	6x2,4x2,6 5 Ton
490	INLINE ANALYZERS (490)	TBD

### 3.5 Sistema di illuminazione

Il sistema di illuminazione prevede torri faro per l'illuminazione generale dell'impianto (posti nelle aree perimetrali prossime alla recinzione) e fari led per l'illuminazione localizzata di qualsiasi equipment.

I fari led sono dotati di vetro piatto di protezione che assicura un'illuminazione rispettosa delle norme per l'ambiente circostante: l'angolo luce (viewing angle) è pari a 60°.

### 3.6 Informazioni sulla gestione e manipolazione dei prodotti e sottoprodotti

#### 3.6.1 Anidride Carbonica

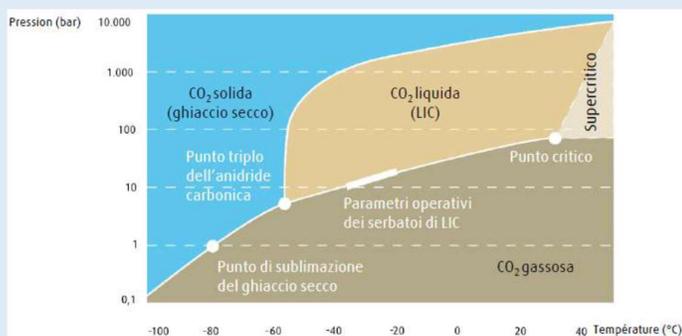
La CO<sub>2</sub> recuperata nel processo all'interno dell'Unità di recupero e trattamento Gas Acidi (Unità 360) può essere opportunamente sfruttata sul mercato industriale, imbottigliata allo stato gassoso o liquido, evitandone l'immissione in atmosfera, in un quadro globale di riduzione delle emissioni di gas serra.

#### Approfondimento 1 - Caratteristiche chimiche dell'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>)

La CO<sub>2</sub> è incombustibile, chimicamente stabile in condizioni atmosferiche e poco reattiva. Sotto forma di gas in condizioni atmosferiche è circa 1,5 volte più pesante dell'aria: per questa ragione la CO<sub>2</sub> scende prevalentemente verso il basso e si può raccogliere in pozzi, cantine o depressioni del terreno. Quando la circolazione dell'aria è scarsa, questi accumuli di CO<sub>2</sub> possono perdurare per molte ore. Gli stati di aggregazione che dipendono dalla pressione e dalla temperatura richiedono una particolare attenzione:

- In condizioni atmosferiche la CO<sub>2</sub> è gassosa.
- A temperature comprese tra -56,6 e +31,1°C e pressioni di almeno 5,2 bar, la CO<sub>2</sub> può assumere la forma liquida. A pressione atmosferica (1 bar) l'anidride carbonica non può assumere la forma liquida.
- A temperature inferiori a -56,6°C la CO<sub>2</sub> può assumere la forma solida.

Tutti e tre gli stati di aggregazione sono possibili solo in corrispondenza del cosiddetto punto triplo (-56,6°C, 5,2 bar).



Considerando la capacità produttiva giornaliera di circa 3,63 ton/g, si prenderà in considerazione uno stoccaggio criogenico di 10 m<sup>3</sup>, equivalente a 2/3 giorni di produzione.

Le condizioni di conservazione sono in fase liquida a circa -15 °C.

TABELLA 3-12: QUADRO SINOTTICO DELLA CAPACITÀ DI RECUPERO DELLA CO <sub>2</sub>	
Portata massica	151,2 Kg/h
Portata volumetrica in condizioni standard	77 Nm <sup>3</sup> /h
Pressione	22 barg
Temperatura	-14.24 °C
% mol CO <sub>2</sub>	> 99.5%
Funzionamento annuale in continuo	8.000 ore
Capacità annua di produzione della CO <sub>2</sub>	1209,6 tonnellate
Capacità di stoccaggio CO <sub>2</sub>	10 m <sup>3</sup> (equivalente a 2/3 giorni di produzione)
Baie di carico	N° 1 baia di carico liquida
Numero di cisterne al giorno	N°1 cisterna ogni 5 giorni circa



FIGURA 3-32: STOCCAGGIO CRIOGENICO DELLA CO<sub>2</sub> (VOLUME 50 M<sup>3</sup>)

La CO<sub>2</sub> prodotta dal sistema di recupero RPB sarà destinata all'uso **industriale** e caricato su autocisterne "TO TRUCK" allo stato liquido.

FIGURA 3-33: TRASPORTO DELLA CO<sub>2</sub>

### 3.6.2 Cattura dell'H<sub>2</sub>S

Dall'Unità di recupero e trattamento Gas Acidi (Unità 360), attraverso le migliori tecnologie disponibili (BAT), si procederà alla cattura del H<sub>2</sub>S contenuto nei gas acidi (circa 1 ton/giorno) attraverso l'utilizzo di trappole catalitiche costituite da serbatoi riempiti con materiale granulare a base di ossido metallico misto poroso su una base igroscopica stabile. Il riempimento catalitico è licenziato ed idoneo alla rimozione dello zolfo presente nella corrente gassosa. La corrente di gas a valle del suddetto trattamento raggiunge un contenuto finale inferiore a 100ppb (max). Per rendere possibile le operazioni di sostituzione del solido catalitico e permettere al contempo il funzionamento dell'impianto in continuo, si utilizzano 2 letti catalitici, di cui uno operativo, l'altro in rigenerazione.

### 3.6.3 Acqua di produzione (Sottoprodotto)

La quantità stimata di acqua di produzione da trattare è pari a 17,7 m<sup>3</sup>/giorno. L'Acqua di produzione associata al gas estratto dai pozzi MP1 e MP2 verrà opportunamente separata dal gas nelle apparecchiature dell'impianto e convogliata ad una specifica unità di trattamento (Unità 530) dove sarà portata a specifiche di legge per essere convogliata a serbatoio di stoccaggio per riutilizzo interno all'impianto stesso per i sistemi di processo e antincendio.

### 3.7 Viabilità utilizzata per il trasporto dell'LNG e dei sottoprodotti

Come anticipato precedentemente Small Scale LNG Plant sorgerà nella Regione Abruzzo, in provincia di Chieti nel territorio del comune di Bomba, riconducibile allo sviluppo del campo Monte Pallano ovvero alla messa in produzione dei pozzi esistenti Monte Pallano 1 e Monte Pallano 2. Il sito è costeggiato dalla SS 652, arteria principale che collega l'interno del Molise alla costa adriatica, attraversando la val di Sangro e terminando nel comune di Fossacesia, in Abruzzo. Questa infrastruttura viaria rappresenta una, se non l'unica, infrastruttura viaria idonea al trasporto iniziale del prodotto finale GNL, per mezzo di autocisterne in una qualsiasi destinazione di interesse.

Infatti, per mezzo della SP 652 è possibile raggiungere perfettamente:

- il **Distretto Industriale Val di Sangro**, cuore Industriale della Regione Abruzzo (Distanza totale: 20 Km - Tempo di percorrenza: 18 min) (Figura 3-34).
- l'**Autostrada Adriatica A14** per la veicolazione del prodotto in qualsiasi direzione del territorio nazionale italiano (Distanza totale: 25 Km - Tempo di percorrenza: 22 min) (Figura 3-35).

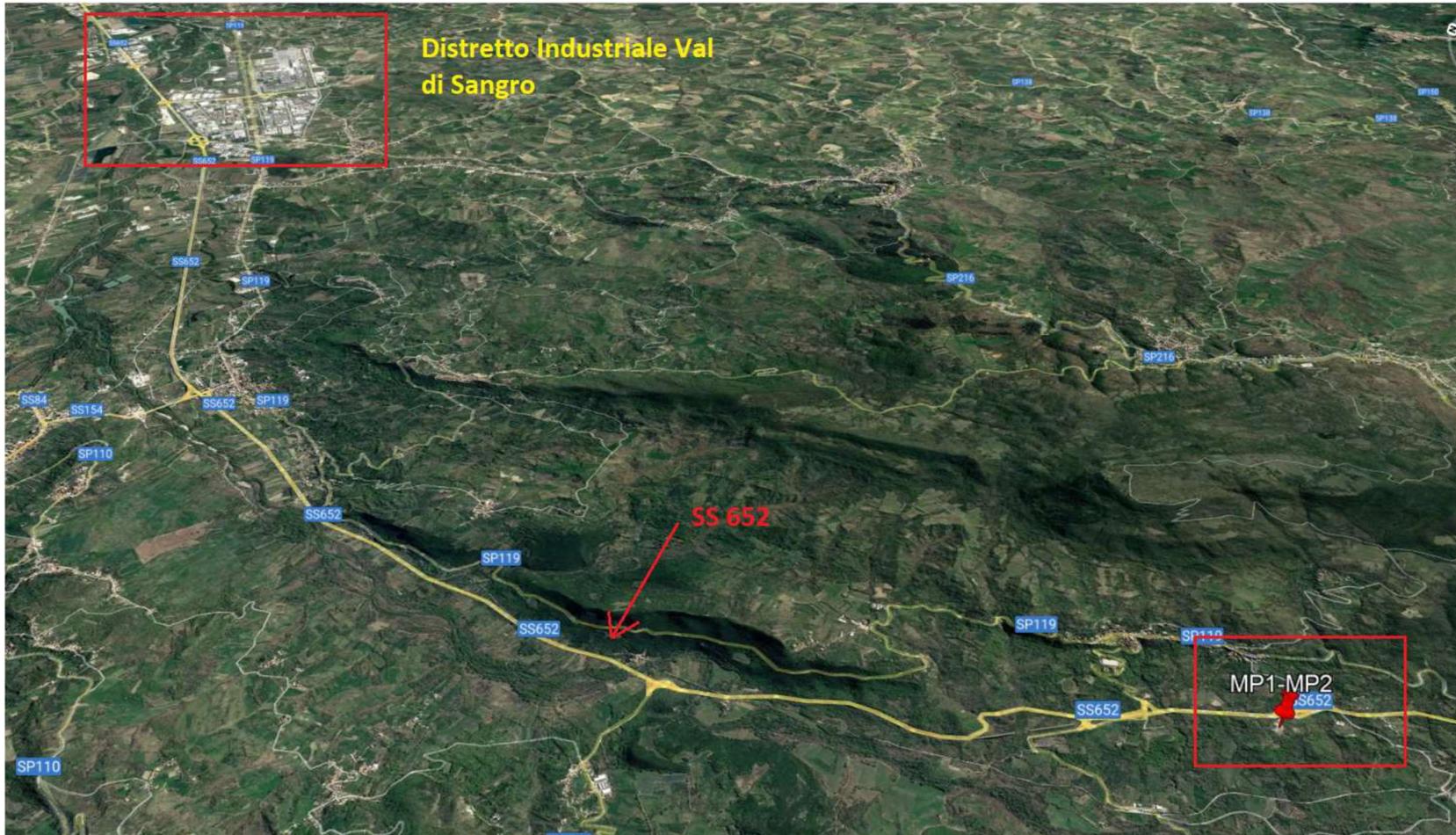


FIGURA 3-34: RAGGIUNGIMENTO DISTRETTO VAL DI SANGRO



FIGURA 3-35: RAGGIUNGIMENTO SVINCOLO AUTOSTRADA ADRIATICA A14

## 4 CONDIZIONI AMBIENTALI

Parametro	Unità di misura	Minimo	Massimo
Velocità del vento	m/s	-	50
Direzione prevalente del vento	Punto cardinale	Nord - Ovest	
Pioggia	mm/giorno	0	100
Pressione barometrica	mbar	900	1000
Temperatura ambiente	°C	1	29
Umidità	%	15	70
Altitudine	m s.l.m.	424	

### 4.1 Temperature di progetto

Le temperature ambientali considerate nella progettazione di fattibilità dell'impianto sono indicate di seguito:

Massima temperatura di bulbo secco di progetto (Estate)	45°C più radiazione solare
Massima temperatura di bulbo secco di progetto (Inverno)	-15°C
temperatura di bulbo secco di progetto per gli air coolers in critical utility service	45°C
Temperatura di bulbo secco di progetto per gli air cooler in critical process service	45°C
Temperatura di progetto per gli e-motor	45°C

Relativamente alle condizioni di temperatura minime ambientali nel periodo invernale si prevede apposita procedura di "Winterizzazione" per le apparecchiature, tubazioni e strumentazione.

## 4.2 Dati sismici

Secondo la classificazione sismica istituita dall'Ordinanza n. 3274 del D.P.C.M. del 20 Marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" il territorio italiano risulta suddiviso in 4 Zone a diverso livello di pericolosità sismica:

- Zona 1 - sismicità alta (PGA oltre 0,25 g)
- Zona 2 - sismicità medio-alta (PGA fra 0,15 e 0,25 g)
- Zona 3 - sismicità medio-bassa (PGA fra 0,05 e 0,15 g)
- Zona 4 - sismicità bassa (PGA inferiore a 0,05 g)

L'area interessata dal Progetto di Small Scale LNG è classificata come Zona 2, in cui sono possibili forti terremoti.

## 4.3 Codici e Standard di riferimento

Le facilities dello Small Scale LNG sono progettate in accordo agli standard e norme tecniche internazionali, come di seguito riportate.

Per alcune apparecchiature di tecnologia proprietaria si fa riferimento ai "manufacturer standard" e criteri di know-how proprietario.

EN:	Norma europea
API:	American Petroleum Institute
ASME:	American Society of Mechanical Engineers
ANSI:	American National Standard Institute
IEC:	International Electro Technical Commission
ASTM:	American Society of Testing and Materials
NFPA:	National Fire Protection Association
ISO:	International Organization of Standardization
ISA:	Instrument Society of America
CEI:	Comitato Elettrotecnico Italiano
CEN:	European Committee for Standardization (EN)
CENELEC:	European Committee for Electro-technical Standardization
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers
NACE:	National Association of Corrosion Engineers
NEC:	National Electrical Code (USA)

GPSA:	Gas Processors Suppliers Association (Engineering Data Book)
ATEX:	Direttiva Europea 94/9/CE
PED:	97/23/CE Directive CEE pour équipements en pression
TEMA:	Heat exchangers
API 619:	Gas compression units
API RP 520:	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries, Part1 “Design” and Part2 “Installation”
API RP 521:	Guide for pressure-relieving and depressuring systems
API RP 526:	Flanged steel pressure Relief Valve
API 620:	Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks
API 676:	Oil pumps
ASME B 31.3:	Process Piping
ASME B 31.5:	Refrigerated process piping
NFPA 10:	Portable fire extinguisher
NFPA 11:	Foam extinguishing systems
NFPA 16	Foam-Water sprinklers and spray systems
NFPA 59A:	Standard for the production, storage and handling of Liquefied Natural Gas
EN1473:	Installation and equipment for liquefied N.G. – design of onshore installations
EN1160:	Installation and equipment for liquefied N.G. – general characteristics of liquefied Natural Gas
EN14620:	Design and manufacture of site built, vertical cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases...
EN1474:	Installation and equipment for LNG – Design and testing of LNG loading/unloading arms

#### 4.4 Unità di misura

Per la progettazione è stato utilizzato il sistema di unità di misura internazionale SI, ad eccezione del dimensionamento delle tubazioni in cui si è adoperato lo standard ANSI.

Pressione	barg
Pressione (assoluta)	bara
Pressure drop	bar
Temperatura	°C
Massa, Peso	kg, ton
Portata di sostanza	kmol/h, m3/h
Peso molecolare	kg/kmol, g/mol
Densità	kg/m3
Concentrazione	ppm_mol, ppmv, ppmw, ppbw, mg/l, % weight
Capacità di produzione di gas	MMSCMD (milioni di standard metri cubi al giorno), MMSCFD (milioni di standard piedi cubi al giorno)
Capacità di produzione di liquido	m3/day (metri cubi al giorno)
Volume	m3, barrel (for oil)
Portata di gas e vapore	Sm3/d (standard metri cubi al giorno), Sm3/h (standard metri cubi all'ora), Nm3/h (normal metri cubi all'ora), am3/h (metri cubi effettivi all'ora),
Potenza termica	kW, kcal/h, BTU/hr
Potenza elettrica	MW, kW
Entalpia	kJ/kg, kcal/kg
Coefficiente di scambio termico	W/(m2*°C), kcal/(h*°C*m2), Btu/(h*°F*ft2),
Viscosità (dinamica)	cP
Lunghezza	km, m, mm
Area	m2
Pipe Diameter	in
Tubing Size	mm
Vessel Nozzles	in
Velocità	m/s
Intensità acustica	dB(A)
Tempo	h (ora), min (minuto), s (secondo), d (giorno)
Condizioni normali: 1.013 bara e 0°C	
Condizioni Standard: 14.696 psia (1.013 bara) e 60°F (15.5°C)	