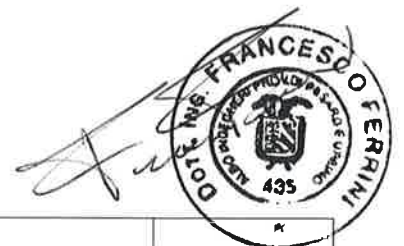


**Commessa Numero:** 040 005  
**Impianto:** Deposito costiero di Pesaro - FOX Petroli  
**Progetto:** Riqualifica da deposito di stoccaggio prodotti petroliferi liquidi ad impianto di liquefazione gas metano di rete (GNL)



## RELAZIONE TECNICA ANTINCENDIO

Progetto ai fini della prevenzione incendi Attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco ai sensi del D.P.R. 151 del 1° agosto 2011 e successive variazioni ed integrazioni



0	11.11.2022	Emissione per permessi	F. de Santis	R. Perini	Fr. Ferrini
<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Preparato</b>	<b>Verificato</b>	<b>Approvato</b>

## INDICE GENERALE

ABBREVIAZIONI .....	3
1. LEGGI, DECRETI E NORMATIVE DI RIFERIMENTO .....	4
2. SCOPO DEL DOCUMENTO .....	5
3. INQUADRAMENTO GENERALE .....	6
3.1 Descrizione del progetto .....	6
3.2 Denominazione e ubicazione del Deposito .....	8
3.3 Inquadramento territoriale .....	8
4. SPECIFICAZIONE DELLE ATTIVITA' SOGGETTE ALLA RELAZIONE TECNICA .....	9
4.1 Descrizione singoli impianti .....	10
4.1.1 Impianto produzione gas naturale liquefatto (attività 1.1.C) .....	10
4.1.2 Oleodotto (attività 8.1.B) .....	11
4.1.3 Trasformatori (attività 48.1.B) .....	11
4.1.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C) .....	12
4.1.5 Centrale termica (attività 74.3.C) .....	13
5. INDIVIDUAZIONE SOSTANZE PRESENTI E PERICOLI DI INCENDIO .....	14
6. VERIFICA OTTEMPERANZA ALLA LEGISLAZIONE VIGENTE .....	15
6.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C) .....	15
6.2 Oleodotto (attività 8.1.B) .....	15
6.3 Trasformatori (attività 48.1.B) .....	15
6.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C) .....	16
6.5 Centrale termica (attività 74.3.C) .....	16
7. VIABILITÀ .....	17
8. DISTANZE DI SICUREZZA .....	17
8.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C) .....	17
8.2 Oleodotto (attività 8.1.B) .....	18
8.3 Trasformatori (attività 48.1.B) .....	18
8.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C) .....	19
8.5 Centrale Termica (attività 74.3.C) .....	19
9. MISURE DI PREVENZIONE E PROTEZIONE INCENDIO .....	19
9.1 Descrizione dei sistemi di rilevamento Fiamma e Gas (F&G) .....	19
9.1.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C) .....	19
9.1.2 Oleodotto (attività 8.1.B) .....	20
9.1.3 Trasformatori (attività 48.1.B) .....	20
9.1.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C) .....	20
9.1.5 Centrale Termica (attività 74.3.C) .....	20
9.2 Descrizione dei sistemi di protezione antincendio .....	21
9.2.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C) .....	21
9.2.2 Oleodotto (attività 8.1.B) .....	21
9.2.3 Trasformatori (attività 48.1.C) .....	21
9.2.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C) .....	22
9.2.5 Centrale Termica (attività 74.3.C) .....	22
10. ELENCO TAVOLE .....	23
11. INDICE ALLEGATI .....	23

## ABBREVIAZIONI

Nel presente documento sono richiamate le abbreviazioni di seguito riportate:

BAT	Best Available Technology
CE	Comunità Europea
CO	Monossido di carbonio
DLE	Dry Low Emission
D.M.	Decreto Ministeriale
D.Lgs	Decreto Legislativo
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
F&G	Fire&Gas
GNL	Gas Naturale Liquefatto
NOx	Ossidi di azoto
SCIA	Segnalazione Certificata di Inizio Attività
VV.F	Vigili del Fuoco

## 1. LEGGI, DECRETI E NORMATIVE DI RIFERIMENTO

- [1] D.Lgs. 105/2015 - Attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose
- [2] D.P.R. 151/2011 - Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi
- [3] D.M. 31/07/1934 - Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi
- [4] D.M. 15 Luglio 2014 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili di quantità superiore ad 1 m<sup>3</sup>
- [5] D.M. 7 agosto 2012 - Disposizioni relative alle modalità di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151
- [6] D.M. 8 novembre 2019 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di calore alimentati da combustibili gassosi
- [7] D.M. 28 aprile 2005 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti termici alimentati da combustibili liquidi
- [8] D.M. 13 luglio 2011 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o ad altra macchina operatrice e di unità di cogenerazione a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi
- [9] Decreto Legge n. 101 del 31 agosto 2013 - Disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni.
- [10] CEI EN 60079-10-1:2021 - Classificazione dei luoghi - Atmosfere esplosive per la presenza di gas
- [11] Chiarimento Ministero dell'interno 20 febbraio 1995 - Oggetto: Oleodotti - Risposta a quesiti - Protocollo no. P341/4130
- [12] GAP guidelines 2.5.2 - Oil and chemical plant layout and spacing
- [13] D.Lgs 16 dicembre 2016, n. 257 - Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.
- [14] UNI EN 1473 - Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto - Progettazione delle installazioni a terra
- [15] D.M. 3 agosto 2015 - Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139
- [16] Circolare dei VVF n.ro 12112 del 12/09/2018 - Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate
- [17] UNI 9795 - Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio
- [18] EN 54 - Sistemi di rilevazione e allarme antincendio
- [19] NFPA 59A - Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)

## 2. SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente Relazione Tecnica è riferita agli interventi ingegneristici volti alla riconversione di una porzione del Deposito Costiero di Pesaro in uno stabilimento di produzione di gas naturale liquefatto (GNL). Le opere intendono dismettere e razionalizzare parte del Deposito e riqualificarlo con nuove ed innovative tecnologie, volte alla transizione energetica.

In conformità a quanto stabilito dall'art. 2 del D.Lgs 26/06/2015, n. 105 (Rif. [1]), il deposito in oggetto è incluso nell'ambito di applicazione del Decreto Legislativo precedentemente descritto.

Nello specifico, le opere in oggetto risultano soggette all'Art. 18 del D.Lgs 26/06/2015, n. 105 (Rif. [1]) con conseguente presentazione del rapporto preliminare di sicurezza.

Pertanto, poiché secondo quanto stabilito dall'art. 8, comma 7 del Decreto Legge n. 101 del 31 agosto 2013 (Rif. [9]), a decorrere dal 1° gennaio 2014, le disposizioni di cui al D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 (Rif. [2]), si applicano anche agli stabilimenti soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza preliminare, la presente documentazione, redatta in accordo al D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 e s.m.i. (Rif. [2]), costituisce documentazione tecnica allegata alla richiesta di valutazione del progetto al Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Pesaro per gli interventi previsti in progetto.

Per dettagli relativi al progetto fare riferimento al paragrafo 3.

Lo studio consiste nell'individuazione ed analisi delle componenti pericolose dell'impianto e nella verifica di ottemperanza alle prescrizioni tecniche dettate dalla normativa di settore vigente, per la fase di ingegneria di base in cui si trova attualmente il progetto.

### 3. INQUADRAMENTO GENERALE

#### 3.1 Descrizione del progetto

Il progetto prevede la riconversione del deposito FOX Petroli di Pesaro in un impianto di produzione di gas naturale liquefatto (GNL). La riconversione dell'impianto prevedrà una prima fase di decommissioning con lo smantellamento di una parte dell'impianto e la successiva installazione delle unità relative al gas naturale liquefatto.

In Figura 1 è riportata la planimetria dello stato di fatto (Rif. Tavola 2) dove sono riportate le apparecchiature che saranno preservate ed evidenziate in grigio le aree soggette alle modifiche del progetto analizzato.

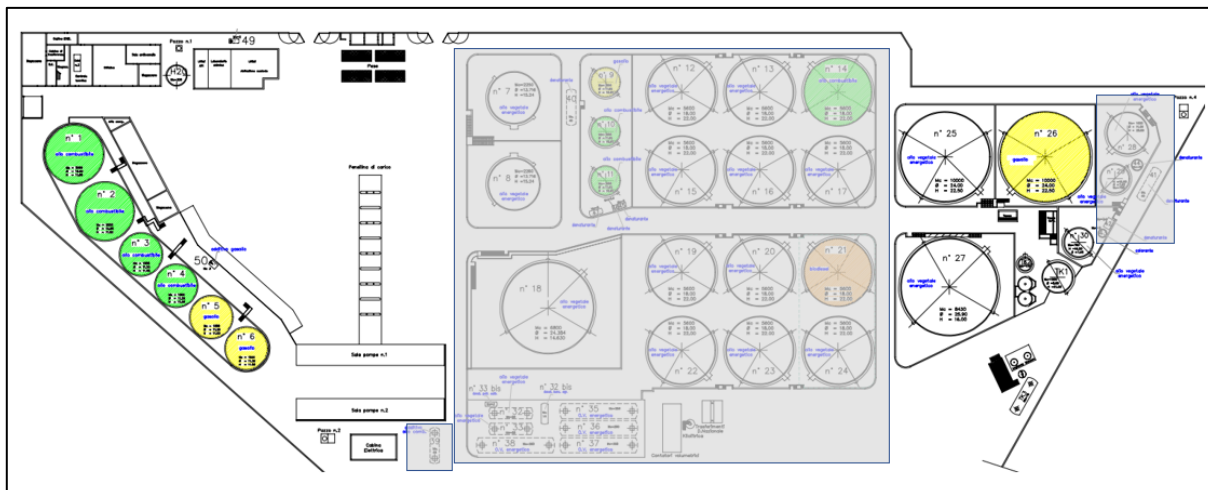
Saranno preservate le seguenti installazioni per lo stoccaggio di combustibili tradizionali:

- gasolio per autotrazione:
  - no. 2 serbatoi da 617 m<sup>3</sup>: serbatoi metallici fuori terra no. 5, 6;
  - no. 2 serbatoi da 10.000 m<sup>3</sup>: serbatoio metallico fuori terra no. 25, 26;
  - no. 1 serbatoio da 8.430 m<sup>3</sup>: serbatoio metallico fuori terra no. 27;
  - no. 1 serbatoio da 750 m<sup>3</sup>: serbatoio metallico fuori terra no. 30;
  - totale gasoli: 30.414 m<sup>3</sup>;
- oli combustibili:
  - no. 2 serbatoi da 1.000 m<sup>3</sup>: serbatoi metallici fuori terra no. 3, 4;
  - no. 2 serbatoi da 2.000 m<sup>3</sup>: serbatoi metallici fuori terra no. 1, 2;
  - totale oli combustibili: 6.000 m<sup>3</sup>;
- serbatoi di servizio:
  - no. 1 serbatoio da 30 m<sup>3</sup>: olio combustibile per centrale termica - serbatoio metallico fuori terra no. 48;
  - no. 1 serbatoio da 2 m<sup>3</sup>: gasolio riscaldamento per palazzina ufficio - serbatoio metallico interrato no. 49;
  - totale serbatoi di servizio: 32 m<sup>3</sup>.

Nello specifico la fase di decommissioning riguarderà:

- rimozione serbatoi no. 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24;
- rimozione serbatoi no. 28, 29, 41, 44;
- rimozione serbatoi no. 42, 43;
- rimozione serbatoi interrati no. 32, 33, 35, 36, 37, 38, 32bis e 33 bis;
- rimozione dei serbatoi interrati no. 40, 49 e 50;
- rimozione item di additivazione relativi ai serbatoi no. 9, 10, 11;
- rimozione item di additivazione no. 39;
- spostamento della Centrale termica e relativo serbatoio di gasolio (no. 48).

Figura 1 - Aree impianto soggette a modifiche (Rif. Tavola 2)

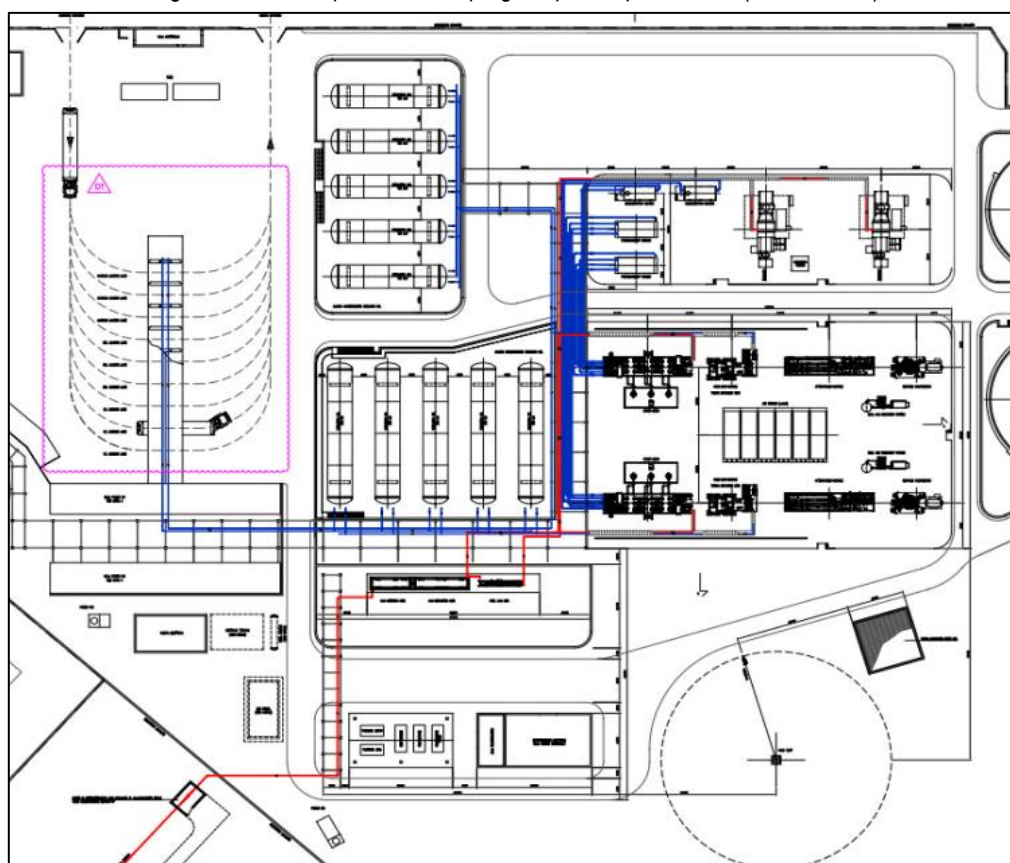


Una volta smantellate le installazioni esistenti, come precedentemente riportato, si proseguirà con la riconversione del deposito e l'installazione di un nuovo impianto per la produzione di gas naturale liquefatto (GNL), che include le seguenti facilities:

- installazione e messa in servizio di impianti liquefazione metano di rete con capacità di 400 tonnellate/giorno di metano liquido; saranno realizzati no. 2 treni di GNL, ognuno con capacità produttiva di 200 tonnellate/giorno;
- le attuali corsie di carico combustibile saranno razionalizzate ed adeguate in modo da essere usate anche per il carico delle autobotti che trasportano GNL; no. 3 bracci di carico per il riempimento di autobotti criogeniche adatte al trasporto di GNL su strada;
- installazione no. 2 parchi serbatoio per stoccaggio GNL. Lo stoccaggio sarà realizzato con serbatoi criogenici aventi una capacità di stoccaggio metano liquido totale di 2150 m<sup>3</sup>; nello specifico:
  - no. 5 serbatoi GNL da 245 m<sup>3</sup>: serbatoi fuori terra;
  - no. 5 serbatoi GNL da 185 m<sup>3</sup>: serbatoi fuori terra;
- installazione e messa in servizio di un sistema di generazione energia elettrica sufficiente ad alimentare tutte le installazioni, compresa quella per la liquefazione del gas, e i servizi e sottoservizi. La generazione di energia elettrica sarà garantita da no. 2 turbogeneratori;
- installazione area utilities, con zona regolazione e trattamento fuel gas, la parte aria/azoto e l'edificio sottostazione elettrica con sala quadri controllo;
- la nuova sala controllo per gli operatori sarà collocata nelle palazzine poste all'ingresso del deposito dove sono presenti gli attuali uffici.

Un estratto del nuovo impianto di produzione GNL è mostrato in Figura 2.

Figura 2 - Estratto planimetria di progetto per l'impianto GNL (Rif. Tavola 1)



Ulteriori informazioni, relativamente al progetto di riconversione, sono presenti in:

- Tavola 1: planimetria stato di progetto dove sono riportate le nuove installazioni, comprensivo di sezioni laterali;
- Tavola 2: planimetria stato di fatto;
- Tavola 6: planimetria unità logiche;



- Tavola 8: schemi di processo;
- Tavola 9: diagramma a blocchi.

Tutte le opere sopra descritte sono progettate nel rispetto delle Leggi e Norme Tecniche di riferimento.

### 3.2 Denominazione e ubicazione del Deposito

FOX PETROLI S.p.A. - Deposito Costiero - Via Senigallia, no. 12 - 61122 Pesaro - Tel. 0721.40.871 - Fax 0721.40.35.05

Le coordinate geografiche del sito sono le seguenti (riferimento Greenwich):

- Latitudine: 43° 54' 15", 40 N;
- Longitudine: 12° 53' 03", 30 E.

Funzioni responsabili:

- Gestore Deposito: Sig. Renato Carboni;
- Consiglio di Amministrazione (Presidente): Sig. Marco De Simoni;
- Direttore Generale: Sig. Lorenzo Baldini.

### 3.3 Inquadramento territoriale

Gli interventi in progetto sono ubicati nel Sito Fox Petroli esistente, localizzato in via Senigallia n. 12, nel comune di Pesaro nella zona occidentale della città a circa 2,5 km dal mare Adriatico (Figura 3). Le opere si inseriscono completamente all'interno dell'impianto energetico esistente e pertanto non si avrà sottrazione di suolo libero.

Figura 3 - Inquadramento degli interventi lineari su foto aerea





#### 4. SPECIFICAZIONE DELLE ATTIVITA' SOGGETTE ALLA RELAZIONE TECNICA

Con riferimento alla Tavola 10, riportante le attività (Rif. [2]) che saranno considerate nel progetto di riqualifica del Deposito costiero di Pesaro, di seguito si riportano le attività che saranno oggetto del presente documento. Come riportato nel paragrafo 2, tale attività sono in accordo al D.P.R. 151/2011 (Rif. [2]).

In Tabella 1 sono presenti le attività in accordo al D.P.R. 151/2011 (Rif. [2]). Sono in oltre presenti le normative tecniche di riferimento, specifiche per ogni singola attività.

Tabella 1 - Attività D.P.R. 151/2011 (Rif. [2])

Attività	Descrizione attività	Norme tecniche di riferimento
Attività 1.1.C	Stabilimenti ed impianti ove si producono e / o impiegano gas infiammabili e / o combustibili con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nm <sup>3</sup> /h	<p>Circolare dei VVF n.ro 12112 del 12/09/2018 - Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate (Rif. [16])</p> <p>UNI EN 1473 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto - Progettazione delle installazioni a terra" (Rif. [14])</p>
Attività 8.1.B	Oleodotti con diametro superiore a 100 mm	<p>Chiarimento Ministero dell'interno 20 febbraio 1995 – Oggetto: Oleodotti – Risposta a quesiti – Protocollo no. P341/4130 (Rif. [11])</p> <p>D.M. 31/07/1934 "Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi" (Rif. [3])</p>
Attività 48.1.B	Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori 1 m <sup>3</sup>	D.M. 15 luglio 2014 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili di quantità superiore ad 1 m <sup>3</sup> " (Rif. [4])
Attività 49.3.C	Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva > 700 kW	D.M. 13 luglio 2011 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o ad altra macchina operatrice e di unità di cogenerazione a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi" (Rif. [8])
Attività 74.3.C	Impianti di produzione calore alimentati a combustibile solido, liquido o gassoso con potenzialità superiore a 700 kW	<p>D.M. 08 novembre 2019 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di calore alimentati da combustibili gassosi" (Rif. [6])</p> <p>D.M. 28 aprile 2005 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti termici alimentati da combustibili liquidi" (Rif. [7])</p>

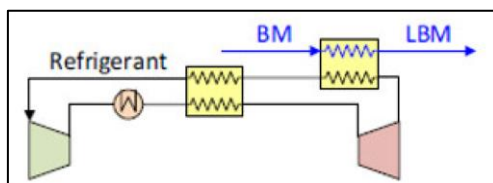
## 4.1 Descrizione singoli impianti

### 4.1.1 Impianto produzione gas naturale liquefatto (attività 1.1.C)

Il punto centrale dell'impianto oggetto è il sistema di liquefazione del metano di rete. Lo scopo di questo sistema è appunto quello di produrre metano liquido per raffreddamento a partire dal gas metano prelevato dalla rete Snam.

La tecnologia da utilizzare prevede al momento un ciclo Brayton inverso: il mezzo refrigerante per la liquefazione del gas naturale è l'azoto. Attraverso una serie di stadi di compressione e raffreddamento successivi, l'azoto raggiunge temperature sufficientemente basse da poter liquefare il metano. Per poter raffreddare l'azoto tra i vari stadi di compressione e pre-raffreddare il metano entrante da rete, il package di liquefazione ha bisogno di un impianto di raffreddamento acqua (Chilling unit). L'acqua a circuito chiuso passa attraverso scambiatori a fascio tubiero per raffreddare le varie correnti sopra citate.

Figura 4 - Schema illustrativo Ciclo Brayton



Lo scambio termico tra le due correnti (metano vs azoto) avviene all'interno di una colonna coibentata chiamata "Cold Box". Il metano liquefatto esce da questa apparecchiatura per venire stoccato all'interno dei serbatoi criogenici ad una pressione compresa tra 2 e 11 barg.

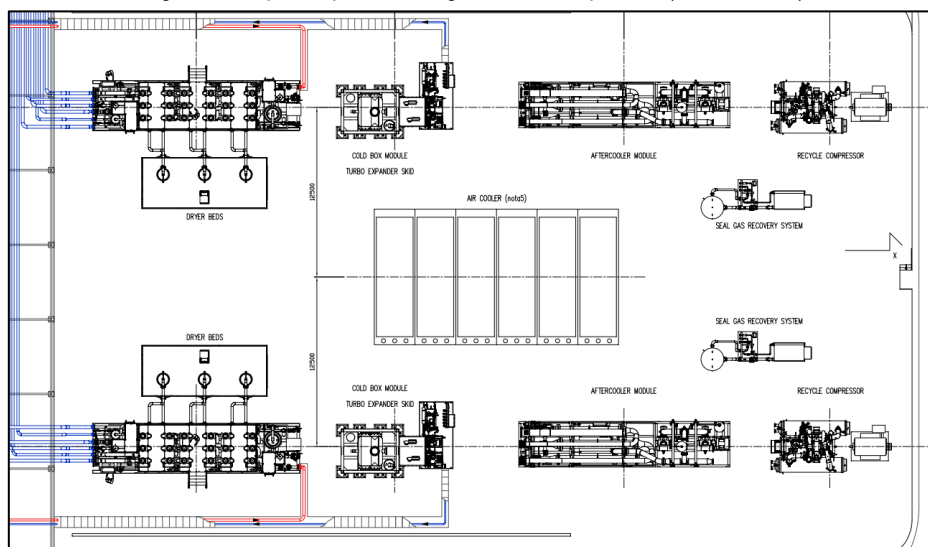
L'azoto invece opera in regime di circuito chiuso: una volta che ha raffreddato il metano, ritorna a condizioni pressoché standard, e viene riportato a monte dei compressori.

Tale sistema per poter funzionare necessita di una serie di utilities:

- energia elettrica è stimata in almeno 2 x 5 MW per poter raffreddare l'azoto a temperature così basse; una potenza elettrica di almeno 10 MW viene richiesta per la produzione totale di 400 ton/giorno, quindi con entrambi i treni di produzione in funzione;
- azoto per reintegrare le perdite del circuito chiuso refrigerante;
- acqua di raffreddamento per l'azoto compresso e per il gas di rete;
- aria strumenti per la movimentazione valvole;
- gas di rete per la caldaia rigenerazione letti di adsorbimento per il pretrattamento gas.

In Figura 5 è riportato l'impianto produzione gas naturale liquefatto (Rif. Tavola 1):

Figura 5 - Impianto produzione gas naturale liquefatto (Rif. Tavola 1)



#### 4.1.2 Oleodotto (attività 8.1.B)

Il deposito in oggetto è collegato al porto di Pesaro tramite un oleodotto della lunghezza di 3.043 m che ha la funzione di trasportare il prodotto scaricato dalle navi dal pontile ai serbatoi di stoccaggio mediante una stazione di pompaggio.

Attualmente a causa dell'inoperosità del terminale al porto il suddetto oleodotto risulta non utilizzato ed inertizzato con azoto; il monitoraggio della tenuta a pressione è effettuato dal sistema di monitoraggio "Sentinel LDS".

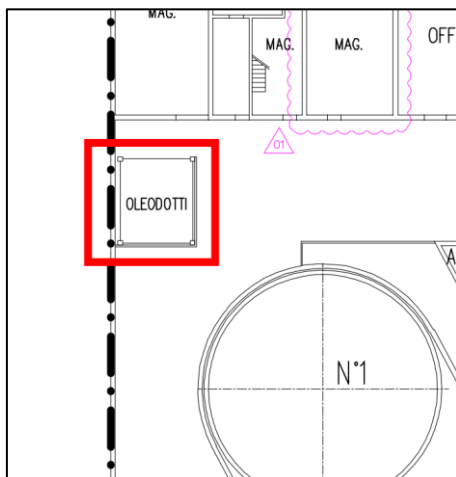
L'oleodotto è completamente interrato ed è composto di no. 2 tubazioni, una da 8" e l'altra da 6", adibite al travaso di prodotti di categoria C (gasoli e oli combustibili) e diesel.

L'oleodotto è dotato di un sistema di protezione catodica regolarmente e periodicamente revisionato.

Le due tubazioni sono dotate di un sistema di monitoraggio denominato "Sentinel LDS" per la prevenzione delle perdite costituito da apparecchiature che, raccogliendo ed elaborando i parametri fluidodinamici di ciascuna linea nelle condizioni operative, provvedono a verificare l'assenza di perdite o di anomalie lungo le condotte stesse o, nel caso che si verificassero sbilanci di portata o di pressione, generano i livelli di allarme programmati sino a fermare l'impianto mettendolo in sicurezza.

In Figura 6 è presente l'arrivo dell'oleodotto in oggetto (Rif. Tavola 1). Tale sistema, in merito al progetto in oggetto, non verrà modificato.

Figura 6 - Oleodotto (Rif. Tavola 1)



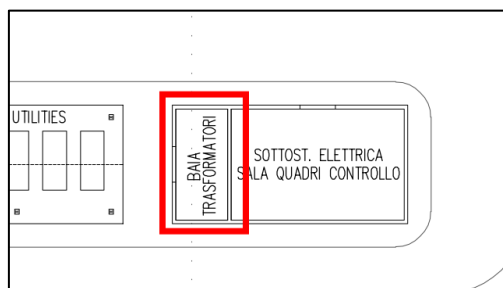
#### 4.1.3 Trasformatori (attività 48.1.B)

Il progetto in esame prevede la realizzazione di una zona all'aperto adibita al posizionamento dei trasformatori utili all'impianto in oggetto.

Considerando il dettaglio dell'ingegneria del progetto in esame, attualmente non sono disponibili informazioni relative alla tipologia dei trasformatori che saranno installati in impianto (tipologia di fluidi presenti nelle apparecchiature, quantitativi, etc.). In via cautelativa si considereranno che i no. 6 trasformatori previsti a progetto saranno della tipologia con liquidi isolanti combustibili. La quantità di liquidi combustibili contenuti nelle macchine, non è nota.

In Figura 7 è presente la zona adibita al posizionamento dei trasformatori sopra citati:

Figura 7 - Trasformatori (Rif. Tavola 1)



#### 4.1.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C)

Il bilancio elettrico del nuovo impianto è oneroso e da studi elettrici preliminari si prevede una potenza totale maggiore di 12 MW, necessaria per esercire tutto l'impianto, comprensivo di tutte le apparecchiature ausiliari.

Per far fronte a questa necessità, l'energia elettrica non sarà prelevata dalla rete nazionale, in quanto economicamente non sostenibile. Sarà prevista la costruzione di una stazione di produzione di energia elettrica, attraverso l'installazione di no. 2 turbogeneratori (Rif. Tavola 1).

I turbogeneratori saranno alimentati da gas naturale: ogni turbogeneratore sarà provvisto di una turbina. L'energia di combustione sarà convertita in energia elettrica attraverso un generatore elettrico, direttamente collegato alla turbina.

Il cuore del sistema è la turbina, formata da un compressore assiale a più stadi capace di comprimere l'aria atmosferica filtrata; l'aria compressa andrà in contatto con il fuel gas di rete regolato all'interno di una camera di combustione. In questa fase avviene la reazione e i fumi emessi ad alta velocità trascineranno le giranti dette "power turbine" che a loro volta saranno connesse all'alternatore che genererà la corrente elettrica. I fumi prodotti usciranno da un camino per emissione in atmosfera.

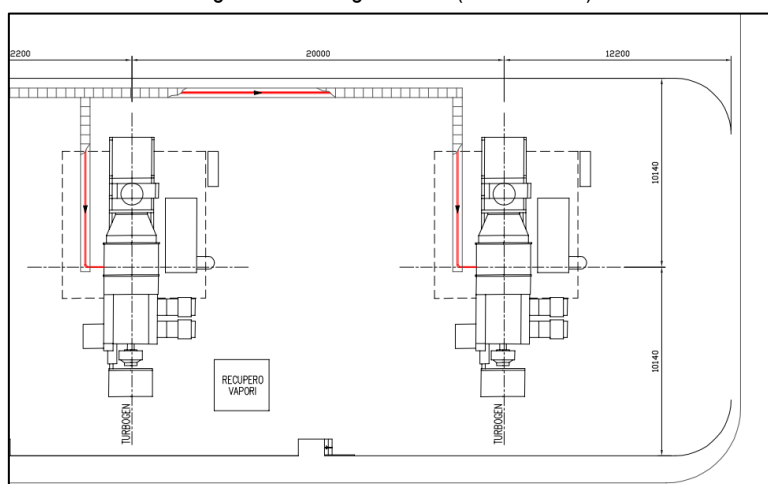
La scelta effettiva della macchina sarà poi confermata durante la fase esecutiva del progetto. La scelta ricadrà comunque in apparecchiature, con il più avanzato livello di tecnologia, "Best Available Technology (BAT)", per gli utilizzi previsti.

Questa turbina, come detto ricade tra le più avanzate tecnologie, definite come Dry Low Emission (DLE): infatti la combustione del gas avviene a temperatura ridotta al fine di poter ridurre i quantitativi di NOx e CO nei fumi di combustione e rimanere all'interno delle soglie consentite. Oltre al processo brevemente descritto, il turbogeneratore sarà composto da una serie di sottosistemi accessori, forniti dal fornitore, qui di seguito elencati:

- motore di avviamento;
- trasformatore turbina;
- sistema filtrazione aria;
- sistema ventilazione interna turbina;
- sistema condizionamento fuel gas;
- sistema smaltimento fumi di combustione;
- sistema Fire & Gas;
- sistema antincendio.

In Figura 8 sono riportati i turbogeneratori oggetto di analisi (Rif. Tavola 1):

Figura 8 - Turbogeneratori (Rif. Tavola 1)



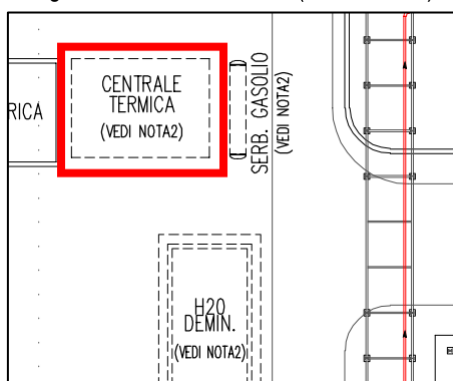
#### 4.1.5 Centrale termica (attività 74.3.C)

In impianto è attualmente presente la centrale termica (Rif. Tavola 2) la cui funzione è relativa alla produzione di vapore.

I serbatoi adibiti allo stoccaggio degli oli combustibili (no. 1, 2, 3, 4) sono provvisti internamente di serpentine di riscaldamento alimentate da suddetto vapore (Rif. Tavola 1). Parte delle tubazioni di aspirazione è tracciata e coibentata al fine di poter mantenere il prodotto alla temperatura voluta ( $50 \pm 60^\circ\text{C}$ ).

In merito al progetto in esame si prevede che il vapore venga prodotto da no. 2 turbogeneratori tramite apposito sistema di recupero vapori. In una fase intermedia, si è previsto che l'attuale centrale termica assolva alla funzione di produzione del vapore. Essa ha una potenza massima (alimentata a metano e gasolio) pari a 4070 kW e verrà riposizionata come da Figura 9.

Figura 9 - Centrale termica (Rif. Tavola 1)



## 5. INDIVIDUAZIONE SOSTANZE PRESENTI E PERICOLI DI INCENDIO

Le sostanze con pericolo di incendio (infiammabili) presente nel sito, relativamente agli interventi previsti, saranno le seguenti presenti in Tabella 2.

Tabella 2 – Sostanze pericolose (infiammabili) che saranno presenti in impianto

Sostanze pericolose	Stato fisico	Note
Gasolio	L	Presente nei serbatoi di stoccaggio no. 5, 6, 25, 26, 27, 30 e nelle apposite tubazioni.
Olio combustibile	L	Presente nei serbatoi di stoccaggio no. 1, 2, 3, 4 e nelle apposite tubazioni.
Gas liquefatti infiammabili e gas naturale	L	Presente nell'impianto di liquefazione del metano, nelle cisterne di stoccaggio GNL e nelle apposite tubazioni.
Etere etilico	L	Come riportato nel Rapporto di Sicurezza preliminare, il prodotto è stoccato in piccole quantità, inferiore a 200 kg, in apposito locale adibito allo stoccaggio.
Solvente SBN/AB (Toluene)	L	Come riportato nel Rapporto di Sicurezza preliminare, il prodotto è stoccato in piccole quantità, inferiore a 200 kg, in apposito locale adibito allo stoccaggio.
Acetone	L	Come riportato nel Rapporto di Sicurezza preliminare, il prodotto è stoccato in piccole quantità, inferiore a 200 kg, in apposito locale adibito allo stoccaggio.
Olio trasformatori	L	Considerando il dettaglio dell'ingegneria del progetto in esame, attualmente non sono disponibili informazioni relative alla tipologia dei trasformatori che saranno installati in impianto (dimensioni effettive, tipologia di fluidi presenti nelle apparecchiature, etc.). La tipologia e le caratteristiche dell'olio presente all'interno dei trasformatori saranno definiti nella prossima fase progettuale. Le informazioni disponibili, relativamente ai trasformatori, sono presenti nel paragrafo 4.1.3.

Le schede di sicurezza preliminari, da confermare nella prossima fase progettuale, delle sostanze sono riportate nell'Allegato 1.

L'analisi di rischio condotta in ambito Rapporto preliminare di Sicurezza dimostra che gli scenari incidentali associabili al progetto sono individuabili in scenari di jet fire, pool fire, vapour cloud explosion, flash fire e dispersione.

Nella presente Relazione Tecnica si farà riferimento allo scenario di incendio e verranno descritti i sistemi di prevenzione e protezione incendio presenti.

Si fa osservare che il pericolo di formazione atmosfera esplosiva è generalmente affrontato nella documentazione di classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione (Tavola 3). In particolare, poiché le modifiche previste nel progetto riguardano installazioni di processo, gli interventi sono stati considerati tali da modificare la classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione esistente, comportando un aggiornamento delle aree pericolose esistenti in accordo alle normative in vigore (CEI EN 60079-10-1) (Rif. [10]).

Per maggiori dettagli in merito alla classificazione delle aree con pericolo di esplosione si rimanda pertanto alla Tavola 3.



## 6. VERIFICA OTTEMPERANZA ALLA LEGISLAZIONE VIGENTE

### 6.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C)

L'installazione dell'impianto di produzione di GNL, come riportato nel paragrafo 4, sarà eseguita in ottemperanza alle normative vigenti, il D.Lgs 16 dicembre 2016, n. 257 (Rif. [13]) e UNI EN 1473 (Rif. [14]).

Come da normative vigente, sarà installata apposita segnaletica di sicurezza.

In aggiunta, per far fronte ad eventuali jet fire che si potrebbero generare dall'unità in oggetto, saranno installati muri di protezione di adeguata resistenza al fuoco. Tali muri sono presenti nella planimetria di impianto (Rif. Tavola 1).

Maggiori informazioni, relative all'impianto di liquefazione gas, sono presenti nel paragrafo 4.1.1.

### 6.2 Oleodotto (attività 8.1.B)

L'attività è esistente e già nota al Comando Provinciale dei Vigili del fuoco di Pesaro e Urbino.

L'oleodotto non subirà alterazioni o modifiche in merito al progetto di implementazione del Deposito Costiero.

Le normative di riferimento, per la seguente attività, è il D.M. 31/07/1934 (Rif. [3]).

Maggiori informazioni, relative all'oleodotto, sono presenti nel paragrafo 4.1.2.

### 6.3 Trasformatori (attività 48.1.B)

L'installazione dei trasformatori, come riportato nel paragrafo 4, sarà eseguita in ottemperanza alla normativa vigente, il D.M. 15 Luglio 2014 (Rif. [4]).

Le macchine saranno installate in modo tale da non essere esposte ad urti o manomissioni.

Saranno allocate tra loro ad una distanza non inferiore a 3 m; in alternativa, fra le macchine saranno interposti setti divisorii, resistenti al fuoco, con prestazioni non inferiori ad EI 60 e con le seguenti dimensioni:

- altezza: pari a quella della sommità del serbatoio di espansione (se esiste) in caso contrario pari a quello della sommità del cassone della macchina;
- lunghezza: pari alla larghezza o alla lunghezza della macchina a seconda dell'orientamento della stessa.

Gli impianti elettrici, a cui sono connesse le macchine, saranno realizzati secondo la regola dell'arte e dotati di adeguati dispositivi di protezione contro il sovraccarico ed il cortocircuito che consentano un'apertura automatica del circuito di alimentazione.

L'esercizio e la manutenzione delle macchine elettriche di cui alla presente regola tecnica saranno effettuati secondo quanto indicato dalla normativa tecnica applicabile, nei manuali di uso e manutenzione forniti dai costruttori delle macchine stesse e dei relativi dispositivi di protezione, ovvero secondo quanto previsto nel piano dei controlli e della manutenzione dell'impianto e nelle procedure aziendali.

Le operazioni di controllo periodico e gli interventi di manutenzione delle macchine elettriche di cui alla presente regola tecnica saranno svolti da personale specializzato al fine di garantirne il corretto e sicuro funzionamento.

L'area in cui saranno ubicate le macchine elettriche ed i loro accessori, qualora accessibile, sarà segnalata con apposita cartellonistica conforme alla normativa vigente ed alla normativa in materia di sicurezza e salute sui luoghi di lavoro.

I percorsi di esodo e le uscite di emergenza saranno adeguatamente segnalati.

Sarà assicurata la possibilità di avvicinamento dei mezzi di soccorso dei Vigili del fuoco all'installazione in modo da poter raggiungere, in posizione sicura con riferimento anche al rischio elettrico, le risorse idriche disponibili, ove richieste.

Per il contrasto della propagazione di un incendio dovuto allo spandimento del liquido isolante combustibile, ogni macchina elettrica sarà dotata di un adeguato sistema di contenimento. Il dimensionamento del sistema di contenimento sarà effettuato secondo le specifiche norme tecniche vigenti.

Maggiori informazioni, relative ai trasformatori, sono presenti nel paragrafo 4.1.3.

#### **6.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C)**

Ad oggi la normativa tecnica di riferimento è il Decreto del Ministero dell'Interno 13 luglio 2011 che non si applica ad installazioni di gruppi e unità di cogenerazione inseriti in processi di produzione industriale con potenza nominale complessiva superiore a 10.000 kW. Tuttavia tali disposizioni costituiscono un utile criterio di riferimento. Pertanto l'installazione dei turbogeneratori, come riportato nel paragrafo 4, sarà eseguita in ottemperanza alla normativa vigente, il D.M. 13 luglio 2011 (Rif. [8]).

L'installazione di tali apparecchiature verrà attuata nel rispetto degli obiettivi primari della sicurezza antincendio in modo da:

- evitare la fuoriuscita accidentale di combustibile;
- limitare, in caso di incendio o esplosione, danni alle persone, agli animali ed ai beni;
- consentire ai soccorritori di operare in condizioni di sicurezza.

Le macchine, gli apparecchi ed i relativi dispositivi di sicurezza, regolazione e controllo previsti risultano costruiti secondo la normativa vigente e le norme di buona tecnica. Risulta dotato di marcatura CE e di dichiarazione CE di conformità.

Sarà installata apposita segnaletica di sicurezza, come riportato nel D.M. 13 luglio 2011 (Rif. [8]).

Maggiori informazioni, relative ai trasformatori, sono presenti nel paragrafo 4.1.3.

#### **6.5 Centrale termica (attività 74.3.C)**

L'attività è esistente e sottoposta a SCIA nel corso del 2022 con n. pratica 2550. Il Comando Provinciale dei Vigili del fuoco di Pesaro e Urbino, ha autorizzato il progetto senza prescrizioni con protocollo 004066.04.04.2022.

La centrale termica subirà una modifica a livello di dislocazione, in quanto verrà dislocata in impianto senza modifiche e implementazioni, come da Tavola 1.

Maggiori informazioni sono riportate riportato nel paragrafo 4.1.5.

La progettazione del nuovo edificio sarà eseguita in ottemperanza alle normative vigenti, come riportato nel D.M. 08 novembre 2019 (Rif. [6]) e D.M. 28 aprile 2005 (Rif. [7]).

## 7. VIABILITÀ

Il Deposito Costiero in oggetto è dotato di:

- accesso pedonale;
- accesso automezzi e autobotti tramite cancello;
- uscita automezzi e autobotti tramite cancello;
- uscita di emergenza tramite cancello.

L'uscita di emergenza è posta in posizione diametralmente opposta rispetto all'ingresso pedonale, posto di fianco all'ingresso e uscita delle autobotti. Maggiori informazioni sono presenti nella Tavola 7.

L'accesso all'impianto avviene percorrendo via Gagarin e successivamente immettendosi in Via Senigallia.

Entrambi i cancelli principali di ingresso e uscita hanno una larghezza di circa 5 m.

È prevista una viabilità interna con strade asfaltate che permette l'accesso di mezzi per manutenzioni o altri interventi.

La viabilità interna sarà considerata nel piano di emergenza interno della centrale.

Dettagli grafici relativi al posizionamento delle uscite di sicurezza, vie di fuga, viabilità interna e aree di raccolta personale sono riportati in Tavola 7.

## 8. DISTANZE DI SICUREZZA

### 8.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C)

Le distanze di sicurezza per apparecchiature contenenti GNL sono state ottenute in accordo alle GAP Guidelines GAP.2.5.2 September 3, 2001 (Rif. [12]) che riporta le tabelle con le distanze di sicurezza tra unità di processo.

Le unità presenti all'interno del Deposito FOX sono state così caratterizzate:

Tabella 3 – Corrispondenza tra definizioni GAP Guidelines GAP.2.5.2 e Deposito FOX PETROLI (Rif. [12])

Unit da GAP 2.5.2	Unità c/o Deposito FOX PETROLI
Service Building	no. 7 Magazzini / Uffici / Laboratorio Chimico / Officina
Electrical substation	Sottostazione Elettrica / Sala quadri
Utilities Areas	Cabina Enel 1 / Cabina Enel 2 / Cabina di Trasformazione / Aria Compressa / Area Utilities / Gas Reduction & Metering Skid / Fuel gas skid
Control Room	Sala Controllo
Process Units Intermediate Hazard	Linea GNL no. 1, Linea GNL no. 2
Atmospheric Storage Tanks	Serbatoi no. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 25, 26, 27, 30
Pressure Storage Tanks	no. 10 Serbatoi GNL
Unloading and Loading Racks	no. 3 Gasolio Loading Lane, no. 3 GNL Loading Lane, no. 3 Oil Loading Lane
Fire Water Pumps	Sala Antincendio

La Tabella 4 riporta un estratto delle distanze di sicurezza da GAP (Rif. [12]).

Tabella 4 – Distanze tra unità – GAP Guidelines GAP.2.5.2 (Rif. [12]).

(m)	Service Building	Electrical substation	Utilities Areas	Control Room	Process Units Intermediate Hazard	Atmospheric Storage Tanks	Pressure Storage Tanks	Unloading and Loading Racks	Fire Water Pumps
Service Building	0								
Electrical substation	0	0							
Utilities Areas	15	15	0						
Control Room	0	0	31	0					
Process Units Intermediate Hazard	61	31	31	61	31				
Atmospheric Storage Tanks	76	76	76	76	92	(*)			
Pressure Storage Tanks	106	106	106	106	106	(*)	(*)		
Unloading and Loading Racks	61	61	61	61	61	76	107	15	
Fire Water Pumps	15	15	15	15	92	107	107	61	0

(\*) Tra i serbatoi va prevista una distanza di 1,5 volte il diametro del serbatoio.

In accordo alla normativa vigente (Rif. [12] e [16]) le distanze in impianti in cui è presente GNL possono essere il risultato dell'analisi di rischio. In questa fase preliminare di progetto non è stata effettuata un'approfondita analisi di rischio demandata alla successiva fase ingegneristica.

In tutte quei casi in cui le distanze di rispetto non sono garantite sono previste misure di protezione specifiche adeguate (ad esempio muri di contenimento).

## 8.2 Oleodotto (attività 8.1.B)

Come riportato al paragrafo 4.1.2 e 6.2 l'attività è esistente, già dichiarata al Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Pesaro – Urbino e non attiva. L'oleodotto non subirà nessun tipo di modifica rispetto allo stato di fatto.

## 8.3 Trasformatori (attività 48.1.B)

Le macchine elettriche (trasformatori) installate all'aperto devono essere posizionate in modo tale che l'eventuale incendio di una di esse non costituisca pericolo per le altre installazioni e o fabbricati posti nelle vicinanze.

Secondo le definizioni di cui al Decreto del Ministero dell'Interno 15 luglio 2014 (Rif. [4]), riportate al Titolo II Capo I le distanze da rispettare per l'installazione dei trasformatori risultano essere relative a:

- distanze di sicurezza interna (tra trasformatori);
- distanza di sicurezza esterna (tra trasformatori e edifici fuori dal confine);
- distanza di protezione (tra trasformatori e recinzione).

Nel caso in esame, la distanza tra i vari elementi pericolosi non può essere definita in quanto non è ancora nota la taglia delle macchine e la capacità di liquido in essa contenute.

Nel caso in cui le distanze tra i vari elementi pericolosi non possano essere rispettate, sarà inserito un muro taglia-fiamme con le caratteristiche indicate al paragrafo 6.3.

#### 8.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C)

Ad oggi la normativa tecnica di riferimento è il Decreto del Ministero dell'Interno 13 luglio 2011 (Rif. [8]) che non si applica ad installazioni di gruppi e unità di cogenerazione inseriti in processi di produzione industriale con potenza nominale complessiva superiore a 10.000 kW. Tuttavia tali disposizioni costituiscono un utile criterio di riferimento.

Le macchine di cogenerazione previste nel progetto saranno installate all'aperto, adeguatamente protetti dagli agenti atmosferici secondo quanto stabilito dal fabbricante e lontano dagli impianti di produzione di calore (attività 74.3.C).

I turbogeneratori saranno posizionati ad una distanza di almeno 6 m da depositi di sostanze combustibili.

Le macchine saranno alimentate con gas metano, pertanto non avranno serbatoi di servizio; in caso dovessero essere presenti accumuli, le distanze dei gruppi di cogenerazione dai serbatoi di servizio non dovranno risultare inferiori a quanto indicato nel fascicolo tecnico dal fabbricante. Dovranno essere contornati da un'area avente profondità non minore di 3 m priva di materiali o vegetazione che possano costituire pericolo di incendio.

#### 8.5 Centrale Termica (attività 74.3.C)

Come riportato ai paragrafi 4.1.5 e 6.5, la centrale termica è un'attività esistente che sarà dislocata in altra area rispetto allo stato attuale (Rif. Tavola 1, Tavola 2). La centrale termica è alimentata sia con combustibili gassosi che liquidi.

In base alla normativa tecnica di riferimento D.M. 08 novembre 2019 (Rif. [6]) e D.M. 28 aprile 2005 (Rif. [7]) le distanze tra un qualsiasi punto esterno degli apparecchi e le pareti verticali e orizzontali del locale, nonché le distanze fra gli apparecchi installati nello stesso locale dovranno permettere l'accessibilità agli organi di regolazione, sicurezza e controllo nonché la manutenzione ordinaria. A tal fine, in tali punti deve essere comunque assicurata un'altezza minima di 2 m ove non già previsto un valore minimo per l'altezza del locale di installazione.

### 9. MISURE DI PREVENZIONE E PROTEZIONE INCENDIO

#### 9.1 Descrizione dei sistemi di rilevamento Fiamma e Gas (F&G)

Attualmente non sono presenti in impianto sistemi fissi per l'accertamento della presenza di gas infiammabili e / o rilevazione di incendi. Per i serbatoi contenenti gasolio è previsto un sistema di controllo che permette la limitazione automatica e non escludibile della quantità massima di gasolio trasferito in ciascun serbatoio ed in ciascun bacino di contenimento alla quantità ritenuta ammissibile e preventivamente definita.

L'implementazione del Deposito, descritta nel presente documento, comporterà l'installazione in campo di un sistema Fire & Gas (F&G). Il sistema F&G ipotizzato per il progetto in esame è stato scelto in base alle caratteristiche delle sostanze che saranno presenti in deposito.

Di seguito è riportata la sensoristica F&G che sarà presente nelle aree di impianto in oggetto (Rif. Tavola 5).

La sensoristica F&G di seguito riportata è in accordo alle normative tecniche di riferimento riportate nel paragrafo 4, Tabella 1 (Rif. [17], [18]).

##### 9.1.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C)

L'area, dove sarà collocato l'impianto di produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL), sarà fornita della seguente sensoristica di rilevazione F&G:

- rilevatori di incendio;
- pulsanti manuali di emergenza (MAC);
- allarmi visivi e acustici.

Tale sensoristica sarà in accordo alle normative vigenti: D.Lgs 16 dicembre 2016, n. 257 (Rif. [13]) e UNI EN 1473 (Rif. [14]).

Maggiori informazioni in merito al sistema F&G sono presenti nella Tavola 5.

### 9.1.2 Oleodotto (attività 8.1.B)

Come precedentemente riportato, l'area in oggetto non subirà modifiche e l'oleodotto rimarrà non attivo.

Grazie alle implementazioni che verranno apportate all'impianto in oggetto, l'area in descrizione sarà equipaggiata con:

- pulsanti manuali di emergenza (MAC);
- allarmi visivi e acustici.

Maggiori informazioni in merito al sistema F&G sono presenti nella Tavola 5.

### 9.1.3 Trasformatori (attività 48.1.B)

Come riportato nella normativa di riferimento (Rif. [4]), nelle attrezzature in oggetto saranno installati sistemi fissi automatici di rivelazione ed allarme incendio, realizzati a regola d'arte.

Gli impianti di rivelazione incendi devono:

- segnalare l'allarme incendio, anche in remoto, al gestore o conduttore dell'installazione; favorire
- un tempestivo esodo delle persone, nonché la messa in sicurezza delle installazioni;
- consentire l'attivazione del piano di emergenza e le procedure di intervento;
- consentire l'attivazione dei sistemi di protezione contro l'incendio ed eventuali altre misure di sicurezza.

In aggiunta, all'esterno dell'area in descrizione, saranno presenti:

- allarmi visivi e acustici.

Maggiori informazioni in merito al sistema F&G sono presenti nella Tavola 5.

### 9.1.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C)

L'area, dove saranno collocati i no. 2 turbogeneratori, sarà fornita della seguente sensoristica di rilevazione F&G:

- no. 4 sensori fiamma;
- pulsanti manuali di emergenza (MAC);
- allarmi visivi e acustici.

Come da D.M. 13 luglio 2011 (Rif. [8]), i turbogeneratori e le apparecchiature annesse saranno dotati di apposito sistema di rilevazione F&G.

Maggiori informazioni in merito al sistema F&G sono presenti nella Tavola 5.

### 9.1.5 Centrale Termica (attività 74.3.C)

I sistemi F&G saranno conformi alle normative vigenti, come riportato nei D.M. 08 novembre 2019 (Rif. [6]) e D.M. 28 aprile 2005 (Rif. [7]).

Il fabbricato relativo alla centrale termica (struttura portante e elementi separanti) avrà idonea resistenza al fuoco, come da normative vigenti.

In aggiunta, all'esterno dell'area in descrizione, saranno presenti:

- allarmi visivi e acustici.

Maggiori informazioni in merito al sistema F&G sono presenti nella Tavola 5.



## 9.2 Descrizione dei sistemi di protezione antincendio

### Descrizione impianto antincendio

Attualmente il deposito è dotato di impianto antincendio, dimensionato in modo da far fronte con i propri mezzi al soffocamento di principi d'incendio ed ostacolarne la propagazione. Il sistema è composto da una rete idrica ad anello realizzata con tubi in ferro o in materiale plastico (polietilene o P.V.C.) di varie sezioni completamente interrata, che serve gli idranti con doppio attacco UNI 45 e UNI 70 opportunamente installati e comunque ad una distanza non superiore a 50 m tra loro e corredati con cassette antincendio complete ciascuna di manichette UNI 45 e UNI 70 e relative lance a doppio o triplo effetto.

La rete è tenuta in pressione da una pompa installata nel pozzo e comandata automaticamente dalla pressione stessa della rete e può essere alimentata anche dalla sala pompe antincendio ed in questo caso le pompe aspirano dal serbatoio di emergenza, della capacità di 200 m<sup>3</sup>, che viene integrato con l'acqua del pozzo adiacente.

Tutti i serbatoi posti fuori terra sono corredati di impianto fisso di raffreddamento a pioggia con anelli periferici posti sulla parte superiore del mantello.

L'impianto per il raffreddamento dei serbatoi e per il servizio antincendio è servito da diverse elettropompe che sono comandate da pressostati a diverse tarature.

La pensilina di carico è corredata di anello idrico con presa autonoma di azionamento centralizzato ad azione rapida che alimenta una serie di ugelli nebulizzatori in modo da ottenere una portata di 10 litri/minuto\*m<sup>2</sup> di superficie proiettata, riferita alle autocisterne ipotizzate presenti.

Oltre agli impianti fissi i depositi sono corredati di attrezzatura mobile per la produzione di schiuma, costituita da carrello miscelatore proporzionatore automatico con serbatoio da 200 litri, manichette e lancia schiumogena. Questo carrello può essere attaccato ad uno qualsiasi degli idranti e consente l'intervento sussidiario con schiuma a lancio in qualsiasi punto.

In Tavola 6 è riportata la planimetria d'impianto in cui sono evidenziate le unità logiche sopra citate.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

### 9.2.1 Impianto produzione Gas Naturale Liquefatto (GNL) (attività 1.1.C)

In merito alla protezione antincendio dell'area in oggetto, tale progettazione sarà effettuata in accordo alle normative di riferimento quali il D.Lgs 16 dicembre 2016, n. 257 (Rif. [13]) e UNI EN 1473 (Rif. [14]).

A seguito dell'implementazioni che verranno apportate all'impianto in oggetto, l'area di produzione GNL sarà equipaggiata con:

- idranti antincendio collegati all'anello acqua antincendio presente in impianto;
- impianto ad acqua (deluge valve) installato sulle apparecchiature dell'impianto di produzione GNL contenenti gas.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

### 9.2.2 Oleodotto (attività 8.1.B)

Come precedentemente riportato, l'area in oggetto non subirà modifiche e l'oleodotto rimarrà inattivo.

Le modifiche previste all'interno deposito determineranno tuttavia l'ampliamento della rete antincendio fissa anche nella zona di arrivo dell'oleodotto.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

### 9.2.3 Trasformatori (attività 48.1.C)

In accordo a quanto stabilito dalla normativa vigente, devono essere previsti, in posizione segnalata e facilmente raggiungibile, estintori portatili e / o carrellati di tipo omologato dal Ministero dell'interno utilizzabili esclusivamente da personale formato e addestrato.

Secondo quanto riportato al punto S.6.6 del D.M. 3 Agosto 2015 "Codice di prevenzione incendi" (Rif. [15]) per attività ricadenti in classe B quale quella del presente paragrafo sono previsti degli estintori di classe B in numero e tipo come riportato al punto S.6.6.2.2 (Rif. [15]):

Tabella 5 - Criterio per l'installazione degli estintori (Rif. [15])

Quantità di liquido infiammabile stoccato o in lavorazione L	Minima capacità estinguente	Numero di estintori	Minima carica nominale
$L \leq 50$ litri	70 B	1	4 kg o 3 litri, 5 kg se a CO <sub>2</sub>
$50 < L \leq 100$ litri	89 B	2	
$100 < L \leq 200$ litri	113 B	3	6 kg o 6 litri
	144 B	2	
$L \geq 200$ litri	233 B	$\geq 3$ [1]	

[1] Il numero deve essere determinato sulla base della valutazione del rischio, tenendo conto della quantità e della tipologia di liquido infiammabile stoccato o in lavorazione, della geometria dei contenitori e della superficie esposta; in queste circostanze è preferibile prevedere anche l'installazione di estintori carrellati.

Gli estintori saranno idoneamente posizionati a distanza minore di 15 m dalle sorgenti di rischio.

Le implementazioni apportate al deposito, l'area in descrizione sarà equipaggiata con:

- idranti antincendio collegati all'anello acqua antincendio presente in impianto.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

#### 9.2.4 Turbogeneratori (attività 49.3.C)

Come riportato nel D.M. 13 luglio 2011 (Rif. [8]), i turbogeneratori e le apparecchiature annesse saranno dotati di apposito sistema antincendio.

Grazie alle implementazioni che verranno apportate al deposito in oggetto, l'area in descrizione sarà equipaggiata con:

- idranti antincendio collegati all'anello acqua antincendio presente in impianto.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

#### 9.2.5 Centrale Termica (attività 74.3.C)

Come da normative vigenti, l'impianto in oggetto sarà protetto con estintori portatili.

L'edificio in oggetto avrà idonea ventilazione, come da normative di riferimento.

Tuttavia le modifiche previste al deposito, comporteranno una integrazione di misure antincendio anche nell'area esterna alla centrale termica con:

- idranti antincendio collegati all'anello acqua antincendio presente in impianto.

Maggiori informazioni in merito al sistema antincendio sono presenti nella Tavola 4.

## 10. ELENCO TAVOLE

Tavola 1	Planimetria stato di progetto
Tavola 2	Planimetria stato di fatto
Tavola 3	Planimetria aree classificate
Tavola 4	Planimetria antincendio
Tavola 5	Planimetria Fire & Gas
Tavola 6	Planimetria unità logiche
Tavola 7	Planimetria vie di esodo, viabilità
Tavola 8	Schemi di processo
Tavola 9	Diagrammi a blocchi
Tavola 10	Planimetria attività D.P.R. 151/2011

## 11. INDICE ALLEGATI

Allegato 1	Schede di sicurezza
------------	---------------------