

REV./ Rev.	STATO/ Status	DESCRIZIONE / Description	DATA/ Date	VERIFICATO/ Checked by	APPROVATO/ Approved by
0	FAC	PRIMA EMISSIONE / First Issue	09/11/21	CAPELLI	OTTOLINA
1	FUS	EMISSIONE PER USO	24/01/22	CAPELLI	OTTOLINA
2	FUS	REVISIONE GENERALE	18/05/22	CAPELLI	OTTOLINA

COMMITTENTE / Client



DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

2	18/05/2022	REVISIONE GENERALE	A.C. / A.M. / M.A.	F.Cice	F.Cice
1	24/01/2022	EMISSIONE PER USO	A.C. / A.M. / M.A.	F.Cice	F.Cice
0	09/11/2021	EMISSIONE PER COMMENTI	A.C. / A.M. / M.A.	F.Cice	F.Cice
REV.	DATA	DESCRIZIONE	COMP.	CONTR.	APPR.

INDICE

1	INTRODUZIONE E SCOPO	3
1.1	GENERALITÀ	3
2	DATI DI PROGETTO E POTENZIALITÀ IMPIANTO ATTUALE	7
2.1	DESCRIZIONE GENERALE.....	7
2.2	CARATTERISTICA DELLE MATRICI IN INGRESSO	7
2.3	FABBISOGNI TERMICI ED ELETTRICI DEL SITO E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....	8
2.3.1	<i>Fabbisogni termici del sito</i>	8
2.3.2	<i>Fabbisogni elettrici del sito e produzione elettrica</i>	9
2.3.3	<i>Utilizzo dei fumi di combustione dei cogeneratori</i>	9
3	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	10
3.1	GASOMETRO	11
3.2	IMPIANTO DI PRE-TRATTAMENTO.....	11
3.3	UPGRADING PER LA SEPARAZIONE DEL BIOMETANO E DELL'OFF-GAS	11
3.4	LIQUEFAZIONE BIOMETANO	13
3.5	STOCCAGGIO E CARICAMENTO BIO-GNL.....	14
3.6	SISTEMA DI CONTROLLO.....	14
3.7	FIRE & GAS (F&G)	14
3.8	SISTEMI AUSILIARI	15
4	INTERVENTI ACCESSORI	16
5	DIMENSIONAMENTO SEZIONI DI IMPIANTO DI UPGRADING E LIQUEFAZIONE	17
5.1	COMPOSIZIONE E PORTATA BIOGAS	17
5.2	COMPOSIZIONE E CARATTERISTICHE BIOMETANO E BIO-GNL	18
6	IMPATTI AMBIENTALI	19
6.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	19
6.2	IMPATTO ACUSTICO.....	22
6.3	SCARICHI IDRICI	22
7	VINCOLI DEL SITO	23
7.1	SPAZI DISPONIBILI PER L'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI	23
7.2	DISTANZE DI SICUREZZA E NORMATIVA PREVENZIONE INCENDI.....	23
8	SISTEMI AUSILIARI E DI SERVIZIO	25
8.1	SISTEMA ARIA COMPRESSA	25
8.2	SISTEMA AZOTO.....	25
8.3	SISTEMA ACQUA INDUSTRIALE / ACQUA DI RAFFREDDAMENTO (ESISTENTE).....	25
8.4	GESTIONE DELLE ACQUE METEORICHE E DI DRENAGGI (ESISTENTE).....	25

1 INTRODUZIONE E SCOPO

1.1 Generalità

Cea Biogas S.r.l., nell'ottica del processo di continuo miglioramento tecnologico e adeguamento normativo, intende apportare una serie di migliorie al proprio impianto IPPC 5.3 per la produzione di energia elettrica da biomasse ubicato in Caivano (NA) alla località Sanganiello - Strada Provinciale 498 km 17,7., concernenti la conversione parziale dell'impianto alla produzione di biometano (upgrading).

Gli interventi da realizzarsi rientrano nell'ambito di applicazione di cui al comma 1-bis dell'articolo 8-bis "Regimi di autorizzazione per la produzione di biometano" del D.Lgs. n. 28/2011, così come modificato dall'articolo 24 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ¹, in materia di semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano.

Il suddetto Decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. In particolare con l'articolo 24 del suddetto Decreto il Legislatore ha voluto dare nuovo impulso e stimolo alla esecuzione di interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas e di semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano.

Altrettanto gli interventi proposti rientrano negli obiettivi definiti dal recente DECRETO-LEGGE 28 febbraio 2022, n. 16 relativo all'adozione di misure urgenti per la crisi in Ucraina. In particolare l'articolo 2 - Disposizioni per l'adozione di misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale – ai commi 1, 2 e 4 prevede che:

¹ c) al comma 1, dopo la lettera a), è aggiunta la seguente:

"a-bis) una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione qualora le modifiche siano non sostanziali. In tal caso, entro novanta giorni dal ricevimento della comunicazione, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione rilasciata per esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.";

e) dopo il comma 1, è inserito il seguente:

"1-bis. Nei casi di cui al comma 1, lettera a-bis), le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali, l'interessato invia all'autorità competente la domanda di autorizzazione ai sensi del comma 1 e i termini procedurali per il rilascio della nuova autorizzazione sono ridotti della metà, fermo restando che il provvedimento finale dovrà esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.".

- “al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina anche allo scopo di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas dell'anno termico 2022-2023, possono essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2019, adottato ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza. Le misure di cui al primo periodo sono adottate mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro della transizione ecologica. Delle predette misure è data comunicazione nella prima riunione del Consiglio dei ministri successiva all'adozione delle misure medesime” (comma 1);
- “In caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1, la società Terna S.p.A. predispose un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili [...]”, (comma 2, primo inciso);
- “Nelle ipotesi di cui al comma 2, il Ministro della transizione ecologica adotta le necessarie misure per incentivare l'uso delle fonti rinnovabili” (comma 4).

La conversione in oggetto della produzione di energia elettrica verso la produzione di combustibile (biometano) è altrettanto nella direzione definita dall'art. 179 del D.lgs 152/06 “*Criteri di priorità nella gestione dei rifiuti*” che vede indicato come prioritario il recupero di materia (operazione R3 mediante produzione di biometano) rispetto al recupero energetico (operazione R1 mediante cogenerazione alimentata da biogas).

Per l'esecuzione degli interventi, ai sensi del citato D.Lgs. n. 28/2011 comma 1 lettera a dell'articolo 8-bis del D.Lgs. n. 28/2011, così come modificato dal D. Lgs. 199/2021 - articolo 24 “Semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano”, si rileva necessaria e sufficiente una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione.

Essi, infatti, non configurano:

- consumo di suolo;
- incremento delle emissioni in atmosfera.

Altrettanto non comportano variazioni al principio del ciclo produttivo ad oggi già svolto, né aumenti nei quantitativi di rifiuti trattati o stoccati in impianto ed in particolare:

- non prevedono l'inserimento di nuove attività IPPC;
- non comportano un aumento della capacità produttiva autorizzata,
- non sono soggette né a Valutazione di Impatto Ambientale né a verifica di VIA
- non comportano un aumento dei quantitativi di rifiuti sottoposti ad operazioni di trattamento e/o stoccaggio autorizzati;

Inoltre, si precisa che le suddette modifiche verranno autorizzate ai sensi dell'art. 8-bis del D.Lgs. 28/2011 e smi.

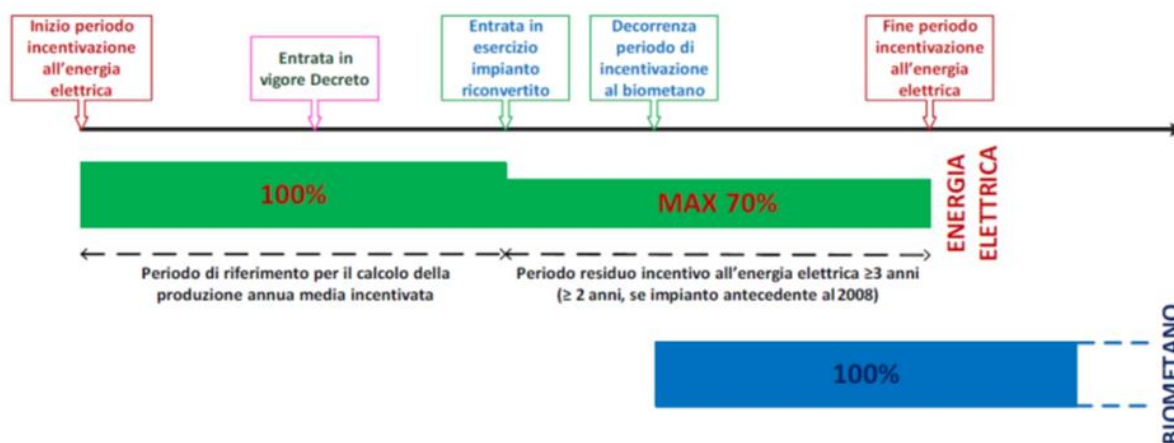
Nello stato di fatto ad oggi autorizzato, il biogas prodotto dall'impianto di digestione anaerobica da biomasse classificate come rifiuto (operazione R3), alimenta l'impianto di cogenerazione (operazione R1) per la produzione di energia elettrica e termica.

I rifiuti in ingresso all'impianto sono costituiti da rifiuti organici (ad esempio FORSU, rifiuti agroalimentari, ecc.), oltre che da rifiuti del verde e da rifiuti strutturanti a matrice legnosa, che fungono da strutturanti alla frazione solida del digestato per le operazioni di produzione del compost (operazione R3).

La conversione parziale dell'impianto proposta prevederà la realizzazione di una sezione di upgrading del biogas per la produzione di biometano (operazione R3).

Quest'ultima operazione potrà andare a discapito dell'operazione R1 di cogenerazione del biogas in maniera proporzionale dallo 0% al 100% in funzione del quantitativo di biogas inviato all'upgrading. La percentuale di biometano prodotta varierà in base alle mutabili condizioni operativi oltre che geopolitiche nazionali ed internazionali.

In relazione, invece, alle Procedure Applicative di cui al DM 2 Marzo 2018 definite dal GSE detti interventi rientrano nella casistica definita al p.to 2.5.3 *Caso 3: Impianto riconvertito almeno 3 anni prima della scadenza degli incentivi all'energia elettrica, con eventuale produzione elettrica incentivata residua.*



Inoltre, secondo il Capitolo 6 della procedura di cui sopra, ove vengono descritte le modalità di determinazione dell'energia incentivabile per gli impianti di produzione di biometano, l'impianto in oggetto rientra nella casistica 6.1.5 *"Configurazione 5: Immissione in consumo mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione diretta all'impianto di liquefazione – senza ritiro fisico"*.

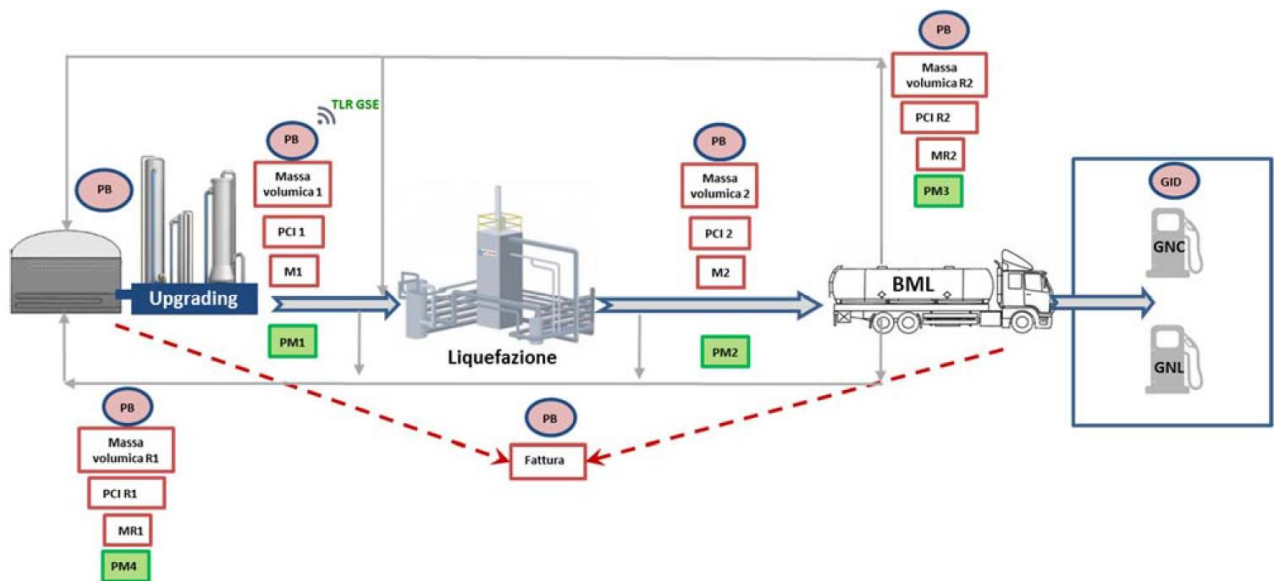
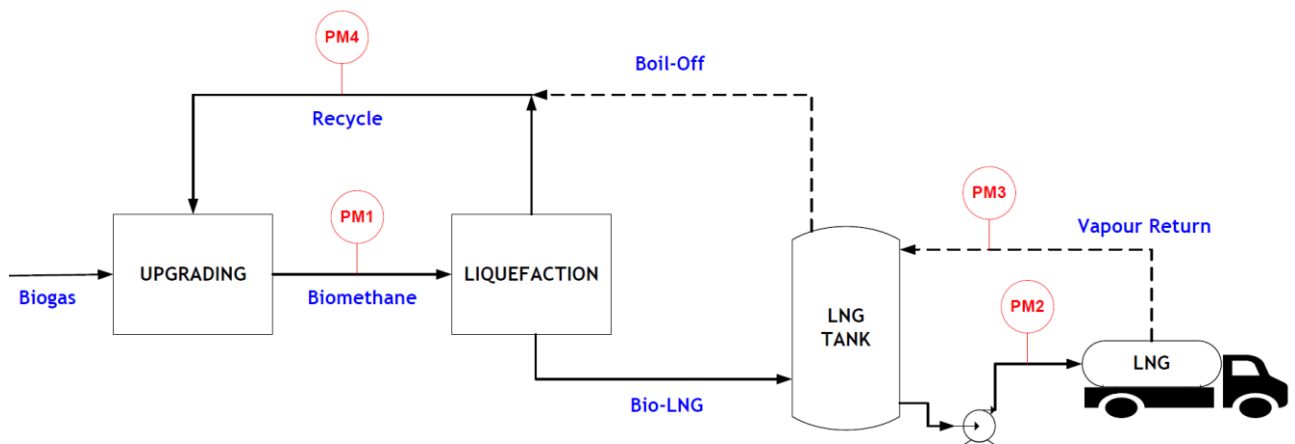


Figura 1-1: Schema dei punti di misura e delle grandezze rilevanti ai fini del calcolo della quantità ammessa all'incentivo nel caso di immissione in consumo nei trasporti mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione diretta all'impianto di liquefazione, senza ritiro del biometano.

La società propone il seguente schema semplificato della catena metrologica, ove vengono indicati i punti di misurazione/analisi (PM1-2-3-4) previsti all'interno del proprio ciclo di upgrading in progetto.



Schema semplificato – Punti di misura

2 DATI DI PROGETTO E POTENZIALITÀ IMPIANTO ATTUALE

2.1 Descrizione generale

L'impianto biogas CEA Caivano è stato realizzato nel 2011 per la produzione di energia elettrica da biogas prodotto dalla fermentazione anaerobica di rifiuti organici.

Con D.D. n. 80 del 11/11/2015 e s.m.i. è stata rilasciata l'Autorizzazione Integrata Ambientale alla società C.E.A. S.p.A. per l'impianto IPPC 5.3 per la produzione di energia elettrica da biomasse ubicato in Caivano (NA).

Con D.D. n. 176 del 02/07/2020, la suddetta autorizzazione è stata volturata alla società CEA Biogas s.r.l..

Con D.D. n. °312 del 27/12/2021 è stato eseguito riesame con valenza di rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

La produzione elettrica è attualmente resa possibile alimentando il biogas prodotto in impianto a due cogeneratori da circa 500 kW cad per una potenza elettrica autorizzata di 998 kW_{el} e una potenzialità di trattamento della frazione umida dei rifiuti solidi urbani (FORSU) fino al quantitativo di 36.000 t/anno.

La FORSU conferita in impianto è trattata mediante un processo integrato anaerobico-aerobico basato sulle seguenti fasi:

- Digestione anaerobica (in assenza di ossigeno) della FORSU e produzione di biogas con un'elevata concentrazione di metano (circa il 58-60%) con un sistema di digestore modulari a secco - Dry Batch Fermentation – Bekon (ore di funzionamento pari a 7.138 h/a consuntivo 2018);
- Affinamento aerobico (in presenza di ossigeno) del prodotto della digestione anaerobica (digestato) mediante una prima fase di ossidazione intensiva in corsie areate ed una seconda fase di stabilizzazione aerobica.

Al termine del processo si ottengono:

- Produzione di energia elettrica e calore mediante motori a combustione interna (cogeneratori) alimentati con il biogas (che ha un 58-60% di metano) prodotto dalla digestione anaerobica;
- Produzione di ammendante compostato misto (con caratteristiche conformi a quanto previsto dal D.Lgs 75/2010 e s.m.e i.) utilizzabile in agricoltura.

2.2 Caratteristica delle matrici in ingresso

I rifiuti che sono conferiti in impianto sono principalmente la frazione organica del rifiuto urbano delle utenze domestiche (FORSU), collettato attraverso la raccolta differenziata e della frazione organica del rifiuto delle aziende alimentari o della grande distribuzione, in termini percentuali più del 90% è sempre costituito da rifiuti provenienti da cucine e mense mentre solo una percentuale irrisoria è costituita da reflui zootecnici.

A tali matrici possono essere associati anche rifiuti di provenienza agroindustriale. Nel complesso tutte le tipologie in ingresso rientreranno nell'elenco aggiornato delle materie prime utilizzabili negli impianti di produzione di biometano avanzato e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano ai fini dell'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui agli articoli 6 e 7 del Decreto

(riconoscimento dell'attributo di "avanzato" al biometano o altro biocarburante prodotto) e del riconoscimento della maggiorazione di cui all'articolo 33, comma 5, del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, prevista dall'articolo 5, commi 5 e 6, del Decreto (cd. maggiorazione double counting). (rif GSE Allegato A PRECISAZIONI SULLE MATERIE PRIME Procedure Applicative DM 2 marzo 2018 - Versione approvata dal Comitato Tecnico Consultivo Biocarburanti in data 21 marzo 2022)

In forza del provvedimento di cui al D.D n. 312 del 27/12/2021 l'impianto è autorizzato a ricevere rifiuti di cui ai seguenti codici ERR (tabella 3 del RAPPORTO TECNICO DELL'IMPIANTO):

EER	TIPOLOGIA	ATTIVITÀ	QUANTITÀ [t/anno]	QUANTITÀ COMPLESSIVA [t/anno]	
02.01.03	Scarti di tessuti vegetali	R13-R3-R1	0÷3.500	36.000	
02 01 06	Feci animali, urine e letame (comprese le lettiere usate), effluenti, raccolti separatamente e trattati fuori sito				
02.01.07	Rifiuti derivanti dalla selvicoltura				
02.02.02	Scarti di tessuti animali				
02.02.03	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione				
02 03 04	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione				
02.05.01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione				
02.06.01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione				
02.07.01	Rifiuti prodotti dalle operazioni di lavaggio pulizia e macinazione della materia prima				
02.07.02	Rifiuti prodotti dalla distillazione di bevande alcoliche				
02.07.04	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione				
20 03 02	Rifiuti dei mercati (frazione biodegradabile)				29.000÷34.000
20 01 08	Rifiuti biodegradabili di cucine e mense				
20 02 01	Rifiuti biodegradabili				

Tabella 3: Elenco delle tipologie di rifiuti non pericolosi per i quali si effettua la messa in riserva – Operazione di recupero R13-R3-R1

Considerato che il **codice ERR 02 02 02** Scarti di tessuti animali non rientra nel novero delle materie prime utilizzabili negli impianti di produzione di biometano avanzato con la presente la Società fa esplicita rinuncia al suo ritiro, **pertanto detto codice deve intendersi escluso** dalla suddetta tabella 3 di cui al Rapporto tecnico allegato al D.D n. 312 del 27/12/2021 di autorizzazione all'esercizio dell'impianto. La società si riserva di inserire in futuro, previa comunicazione alla Regione Campania in ossequio alla DGR 8/2019, un nuovo codice compatibile in luogo del codice EER 02.02.02.

Sulla base della suddetta esclusione, la miscela di alimentazione risulta conforme alle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014 e s.m.i., pertanto il biometano prodotto risulta "avanzato"

2.3 Fabbisogni termici ed elettrici del sito e produzione di energia elettrica

Si riporta di seguito l'analisi condotta in merito al fabbisogno termico, alla configurazione elettrica e all'utilizzo dei fumi dei cogeneratori nella situazione attuale.

2.3.1 Fabbisogni termici del sito

Il fabbisogno termico d'impianto è costituito sostanzialmente dalla necessità di mantenere i fermentatori ad una temperatura di circa 37/39 °C al fine di portare il substrato ad una temperatura favorevole alla digestione anaerobica.

Tale fabbisogno termico si configura, pertanto, soggetto a stagionalità.

Da dati recuperati in sito, il fabbisogno termico è pari a circa:

- 405 kW_{th} nel periodo invernale
- sostanzialmente nullo nel periodo estivo
- 245 kW_{th} mediamente nell'anno

Nell'impianto esistente il fabbisogno termico è garantito unicamente dal recupero termico dei cogeneratori JMS. Non sono, infatti, presenti ulteriori generatori di calore in sito.

La potenza termica è resa disponibile come acqua calda alla temperatura di 90 °C. La temperatura di ritorno dell'acqua è pari a 70 °C.

Considerando che il funzionamento dei motori dipende strettamente dalla disponibilità del biogas prodotto dalla digestione, le potenze termiche sopra riportate corrispondono rispettivamente al

- 50% della potenza termica prodotta dai cogeneratori nel periodo invernale
- 30% della potenza termica prodotta dai cogeneratori mediamente nell'anno

La potenza termica non recuperata dai cogeneratori è attualmente dissipata nell'ambiente mediante aerotermini dedicati dimensionati per l'intera potenza termica resa disponibile dai due cogeneratori (non è installato alcun by-pass sui fumi).

2.3.2 *Fabbisogni elettrici del sito e produzione elettrica*

Gli impianti di cogenerazione sono stati progettati per essere alimentati con il biogas prodotto in sito ed immettere tutta la potenza elettrica prodotta in rete usufruendo degli incentivi previsti dal D.Lgs 387/2003.

In sito è installato inoltre un impianto fotovoltaico da 200kW progettato primariamente per alimentare le utenze dell'impianto ed eventualmente esportare la potenza elettrica prodotta in rete.

Per questo sono presenti in sito due POD (Point of Delivery) di connessione alla rete di distribuzione MT:

- il primo relativo all'immissione in rete del 100% della produzione dei due MCI da circa 998 kW complessivi (configurazione di "cessione totale" dell'energia prodotta, della quale il 94% incentivata ai sensi del DM 18 Dicembre 2018 mentre il restante 6% viene pagata ai prezzi di mercato);
- il secondo relativo all'immissione in rete di quanto prodotto dall'impianto fotovoltaico da circa 199 kW e non auto-consumato per l'alimentazione dei servizi ausiliari e dei carichi di impianto (configurazione di "scambio sul posto", che prevede anche il prelievo dalla rete di quanto necessario per sopperire alla mancata od insufficiente produzione dell'impianto fotovoltaico rispetto al fabbisogno di impianto).

2.3.3 *Utilizzo dei fumi di combustione dei cogeneratori*

I fumi dei cogeneratori sono utilizzati per il lavaggio dei fermentatori al termine della fermentazione stessa e prima dell'apertura dei fermentatori al fine di evitare l'ingresso in un ambiente chiuso saturo di biogas.

L'invio dei fumi ai fermentatori è realizzato tramite una soffiante dedicata che preleva una porzione dei gas esausti scaricati dal camino. Tale porzione costituisce circa il 40% della quantità di fumi prodotti da un solo cogeneratore a pieno carico; in altre parole, un solo cogeneratore in marcia a metà carico è in grado di fornire la quantità di fumi necessaria al processo di fermentazione.

3.1 Gasometro

A monte dei nuovi sistemi citati sarà installato un sistema di n. 3 gasometri esterni con relativo piping e automazione. Tale volume di accumulo del biogas consentirà una disconnessione idraulica con l'impianto esistente e garantirà una più efficace regolazione di portata e pressione del biogas al sistema di upgrading e più in generale ai sistemi di nuova installazione.

Ciascun gasometro è costituito da una membrana esterna e da una membrana interna.

L'aria presente nell'intercapedine tra le due membrane (esterna e interna) viene convogliata mediante una soffiante con funzionamento in continuo; lo scopo è quello di mantenere la pressione costante, indipendentemente dal livello di riempimento della membrana interna. La pressione nell'intercapedine conserva inalterata la forma della membrana esterna, consentendo così allo stesso tempo al gasometro di resistere a tutti i carichi esterni (es. vento, carichi accidentali). La membrana interna dove è stoccato il biogas viene pressurizzata con una leggera sovrappressione di 5 – 10 mbar.

Si riportano di seguito le caratteristiche del gasometro in progetto:

- Capacità totale gasometri: 405 m³
- Pressione di esercizio: 3-25 mbarg
- Pressione di progetto: 30 mbarg

3.2 Impianto di pre-trattamento

Il pretrattamento del biogas ha come obiettivo principale la rimozione dei composti solforati, dell'umidità e degli inquinanti presenti nel biogas prodotto, in particolare i VOC o Composti Organici Volatili.

Il biogas in uscita dal gasometro entra nello stadio di deumidificazione costituito essenzialmente da uno scambiatore, dove il gas viene raffreddato tramite l'ausilio di un fluido refrigerante, il quale è raffreddato a sua volta da un gruppo frigorifero (chiller). Il raffreddamento del biogas causa la condensazione dell'umidità in esso contenuto; la condensa è infine separata in un separatore gas liquido e convogliata nella rete acque di processo esistente tramite uno scaricatore di condensa. Il biogas deumidificato è convogliato, tramite una soffiante, verso dei filtri a carbone attivo in sequenza: il primo funzionale all'eliminazione dell'H₂S, il secondo alla rimozione dei VOC. Nei filtri il mezzo filtrante è un granulare, tipo pellet, di pezzatura 4 mm, composto da carbone attivo di ottima qualità, lavorati in modo tale da consentire una elevata capacità di adsorbimento.

3.3 Upgrading per la separazione del biometano e dell'off-gas

Il sistema di upgrading è articolato in diverse unità d'impianto:

- i) Compressione;
- ii) Assorbimento (Scrubbing);
- iii) Rigenerazione (Stripping);
- iv) Membrane.

i. Compressione

Nella sezione di compressione, il biogas alimentato all'Impianto viene compresso a una pressione tra 8 e 14 barg, eliminando preventivamente la condensa presente sulla linea di arrivo. Il sistema di compressione è costituito da un doppio compressore in modo da gestire la quantità di Biogas in ingresso e il flusso di ricircolo, sia dalle membrane sia dal sistema di liquefazione.

ii. Assorbimento (Scrubbing)

Il biogas compresso è inviato alla Colonna di Scrubbing nella quale eventuali residui di contaminanti vengono rimossi (totalmente o parzialmente, a seconda della loro natura) senza l'uso di solventi chimici o additivi pericolosi per la salute o per l'ambiente. L'assorbimento avviene mediante acqua, immessa dall'alto della colonna di Scrubbing e la sua efficienza dipende dalla superficie specifica di contatto e dalla differenza tra le forze di legame di CO₂ (polare) e CH₄ (apolare). Tale corrente, sempre rigenerata a ciclo chiuso tramite la colonna di Stripping, è portata alla pressione di Scrubbing mediante una pompa centrifuga, in modo da far lavorare l'impianto sempre in condizioni ottimali di efficienza di separazione.

iii. Rigenerazione (Stripping)

L'acqua impiegata nella Colonna di Scrubbing viene rigenerata nella Colonna di Stripping, dove vengono rilasciate quantità importanti di anidride carbonica, permettendo il riutilizzo dell'acqua nella Colonna di Scrubbing a ciclo chiuso. La rigenerazione dell'acqua di lavaggio è operata grazie all'azione combinata dell'abbassamento della pressione e dell'afflusso d'aria di stripping per completare la rigenerazione. Questo rende possibile il funzionamento dell'impianto senza l'utilizzo di ulteriore calore (ad es. vapore, olio diatermico, ecc.). La quantità d'aria necessaria è stata ottimizzata progettando il funzionamento della Colonna di Rigenerazione alla pressione più bassa possibile (<0,1 barg), aumentando l'efficienza energetica dell'impianto, nonché la sua flessibilità alle variazioni del rapporto CH₄/CO₂ nel biogas dovuto al carico di biomassa o alla stagionalità.

Prima di passare alla successiva sezione a membrane, il biogas viene purificato ulteriormente da un sistema di filtri guardia a carboni attivi. Questo sistema sarà in grado di abbattere l'eventuale contenuto residuo di olio o altre impurità tramite adsorbimento su carboni attivi specifici. Infine, il biogas passa attraverso un filtro antiparticolato per eliminare eventuali polveri prima di essere alimentato alle membrane.

iv. Membrane

La tecnologia a membrane è in grado di separare tramite permeazione su materiali polimerici ad alte prestazioni il metano dall'anidride carbonica, con efficienze che possono superare il 99%. Ciò significa che meno dell'1% del metano alimentato è perso nel gas permeato. Il sistema di separazione a membrana sfrutta le diverse velocità di permeazione delle molecole di gas attraverso membrane polimeriche.

È inoltre previsto un sistema di controllo dedicato al comando, alla supervisione e alla sicurezza dei sistemi al fine di:

- monitorare costantemente le variabili di processo ad esso collegate
- mantenere le variabili di processo ad esso collegate all'interno dei range specificati di funzionamento
- eseguire, in modo sicuro, le sequenze di interblocco, le sequenze logiche e le regolazioni di processo
- portare l'impianto in sicurezza al superamento delle soglie di sicurezza od in caso di malfunzionamento del PLC stesso (auto-diagnosi)
- Minima interfaccia con il sistema di controllo dell'impianto esistente, per mantenere la funzionalità dell'esistente inalterata.

Il PLC gestirà tutte le interfacce con il campo e con tutti gli elementi di controllo esterni (sistema di automazione integrato dell'impianto, PLC di terze parti).

3.4 Liquefazione BioMetano

In seguito alla verifica della qualità, il biometano proveniente dall'Upgrading è inviato all'impianto di liquefazione

L'impianto di liquefazione del biometano è costituito dal sistema di purificazione del biometano e dal sistema di liquefazione, descritti di seguito.

i. Purificazione biometano propedeutica alla liquefazione

Lo scopo del sistema di purificazione del biometano è quello di rimuovere i componenti possibilmente presenti nel biometano che possono solidificare alle basse temperature durante il relativo processo di liquefazione e causare rotture e danneggiamenti alle apparecchiature, ovvero CO₂ e H₂O. L'anidride carbonica, ancora presente nel biometano dopo il trattamento di upgrading in concentrazioni variabili dallo 0,5% fino al 2% (a seconda dei limiti imposti dal sistema di purificazione a valle), dovrà essere ridotta fino al valore di 50 ppm. L'acqua eventualmente presente nel biometano deve invece essere ridotta fino a un contenuto inferiore a 1 ppm, anche se negli impianti di upgrading basati su membrane l'acqua viene normalmente rimossa a monte dal sistema di pretrattamento del biogas.

ii. Liquefazione

Il biometano sarà liquefatto mediante un opportuno processo frigorifero con tecnologia basata sul ciclo Stirling inverso. Tale tecnologia consiste in un ciclo chiuso che utilizza l'elio come gas di lavoro interno al ciclo stesso. Il ciclo di Stirling alternativamente comprime ed espande una quantità fissa di elio all'interno di un sistema di pistoni.

È inoltre previsto un sistema di controllo dedicato al comando, alla supervisione e alla sicurezza dei sistemi al fine di:

- monitorare costantemente le variabili di processo ad esso collegate
- mantenere le variabili di processo ad esso collegate all'interno dei range specificati di funzionamento
- eseguire, in modo sicuro, le sequenze di interblocco, le sequenze logiche e le regolazioni di processo
- portare l'impianto in sicurezza al superamento delle soglie di sicurezza od in caso di malfunzionamento del PLC stesso (auto-diagnosi)

Il PLC gestirà tutte le interfacce con il campo e con tutti gli elementi di controllo esterni (sistema di automazione integrato dell'impianto, PLC di terze parti).

3.5 Stoccaggio e caricamento bio-GNL

Il sistema è costituito da:

- un tank criogenico per stoccaggio bio-GNL;
- uno skid di pompaggio per caricamento delle autocisterne con relativi accessori e tubazioni per il collegamento con lo skid di caricamento;
- baia di carico autocisterne con sistema di recupero gas da autocisterna completa di accessori, strumentazione e piping;
- serbatoio di raccolta drenaggi per la raccolta di drenaggi e sfiati provenienti da valvole di sicurezza, che ricicla il GNL (Gas Naturale Liquefatto) all'impianto mediante vaporizzazione e invio del biometano evaporato al sistema di upgrading.

Il serbatoio (con capacità pari a circa 60 m³) sarà del tipo a doppio contenimento coibentato con perlite sottovuoto; il corpo interno sarà costituito da acciaio inox ad alto tenore di CrNi (18-10 o 19-9) mentre il corpo esterno in acciaio al carbonio strutturale.

Il serbatoio sarà montato su platea di cemento in posizione verticale e connesso con le pompe di caricamento autobotte per mezzo di tubazioni criogeniche.

3.6 Sistema di controllo

È prevista installazione un sistema di controllo dedicato al quale saranno delegate le attività di controllo e monitoraggio del processo al fine di:

- monitorare costantemente le variabili di processo ad esso collegate;
- mantenere le variabili di processo ad esso collegate all'interno dei range specificati di funzionamento;
- eseguire, in modo sicuro, le sequenze di interblocco, le sequenze logiche e le regolazioni di processo;
- portare l'impianto in sicurezza al superamento delle soglie di sicurezza od in caso di malfunzionamento del Sistema di controllo stesso (auto-diagnosi);
- comunicare con i diversi sistemi esterni;
- gestire l'interfaccia/integrazione con impianto esistente.

Questo sistema sarà basato su tecnologia PLC con una o più unità CPU per l'elaborazione delle logiche di controllo e allarme. Inoltre, fornirà una piattaforma operativa d'interfaccia per gli operatori e sarà parte di un sistema di automazione integrato con il sistema di arresto di emergenza dell'impianto.

3.7 Fire & Gas (F&G)

L'impianto deve essere dotato di un sistema di rilevazione incendi e fughe di gas esplosivi, in modo da ridurre i tempi di individuazione di un evento incidentale, intervenendo tempestivamente con azioni automatiche e/o manuali. Tale sistema sarà conforme a quanto dichiarato nell'istanza

per i VVF (Rif. Pratica VVF n. 121832) già depositata il 11/04/2022 e allegata al presente documento.

3.8 Sistemi ausiliari

I sistemi di nuova installazione descritti ai paragrafi precedenti saranno completati dai seguenti sistemi ausiliari:

- Sistema di produzione e distribuzione aria compressa
- Sistema di produzione e stoccaggio azoto gassoso
- Torcia fredda di emergenza
- Sistema di raccolta spurghi e drenaggi da collegare al sistema di smaltimento già previsto in sito
- Sistema di raccolta acque piovane da collegare al sistema già previsto in sito

4 INTERVENTI ACCESSORI

Rientrano negli interventi di upgrading e liquefazione anche le opere accessorie connesse, in particolare:

- a) Realizzazione delle opere di fondazione (dirette) in c.a. per la posa delle nuove apparecchiature
- b) Realizzazione di reti interrato per drenaggio e smaltimenti acque, e per le vie cavi, con spostamento e rilocalizzazione dei sottoservizi interferenti con le nuove opere di progetto, compreso opere di scavo e reinterro
- c) Realizzazione rack tubi dell'aria compressa e del biogas
- d) Posa container prefabbricati
 - I. Container compressori –UPGRADING
 - II. Container purificazione –UPGRADING
 - III. Container servizi elettrici – UPGRADING
 - IV. Container liquefazione – LIQUEFAZIONE
 - V. Container servizi elettrici — LIQUEFAZIONE
 - VI. Cabina elettrica
 - VII. Container aria compressa/azoto
- e) Posa gasometro
- f) Posa serbatoio GNL
- g) Posa serbatoio aria strumenti
- h) Posa serbatoio polmone azoto
- i) Rimozione e rilocalizzazione dei manufatti posti sul lato est: container, deposito oli, deposito rifiuti, nonché rimozione della struttura sopraelevata di lavaggio automezzi e ricollocazione della postazione antistante il portone di scarico rifiuti (edificio A).

5 DIMENSIONAMENTO SEZIONI DI IMPIANTO DI UPGRADING E LIQUEFAZIONE

Di seguito composizione e portata di biogas attesi in ingresso e LNG in uscita.

5.1 Composizione e portata biogas

INPUT: Biogas	Unità di misura	Min	Max
Temperatura	°C	15	40
Pressione	mbarg	3	25
Portata	Nm ³ /h	190	550
Concentrazione componenti			
Metano (CH ₄)	% vol	50	60
Anidride Carbonica (CO ₂)	% vol	50	40
Ossigeno (O ₂)	% vol	< 0.2	
Monossido di Carbonio (CO)	% vol	< 0.1	
Azoto (N ₂)	% vol	< 0.5	
Acido Solfidrico (H ₂ S)	ppm	100 - 350	
Acqua (H ₂ O)	% vol	< 0.1	
Ammoniaca	mg/Nm ³	< 0.5	
Silossani	mg/Nm ³	6 ÷ 10	
Composti organici volatili	mg/Nm ³	1000	
Punto di rugiada	°C	-	40°C a 1 bar(a)

5.2 Composizione e caratteristiche biometano e bio-GNL

Biometano da upgrading	Unità di misura	Min	Max
Pressione	barg	12	16
Portata	Nm ³ /h	250	350
Metano	% vol	-	99
Azoto	% vol	-	0,9
Ossigeno	% vol	< 0,1	0,2
Acqua	% vol	-	0,25
Anidride carbonica	% vol	< 0,5	2
GNL da sistema liquefazione	Unità di misura	Min	Max
Pressione	barg	2	3
Temperatura	°C	-146	-141
Portata	kg/h	180	252
	TPD	4,3	6
Metano	% vol	-	99
Azoto	% vol	-	0,5
Ossigeno	% vol	-	0,2
Acqua	ppm	-	< 1
Anidride carbonica	ppm	-	50

6 IMPATTI AMBIENTALI

6.1 Emissioni in atmosfera

Il bilancio emissivo, a seguito degli interventi in oggetto, risulterà favorevole nei termini di riduzione delle emissioni.

Allo stato attuale tutto il biogas prodotto è inviato ai due motori di cogenerazione con produzione di Energia elettrica ed energia termica, resa disponibile come acqua calda alla temperatura di 90 °C per i fabbisogni termici di processo, pari a

- 50% della potenza termica prodotta dai cogeneratori nel periodo invernale
- 30% della potenza termica prodotta dai cogeneratori mediamente nell'anno

La potenza termica non recuperata dai cogeneratori è attualmente dissipata nell'ambiente mediante aerotermi dedicati dimensionati per l'intera potenza termica resa disponibile dai due cogeneratori.

Considerato che tutto il biogas è alimentato ai cogeneratori, le emissioni in atmosfera generate dal processo di combustione sono costituite principalmente dalla somma di due componenti:

1. la CO₂ derivante dalla combustione della quota parte di metano (circa il 60%vol del biogas) contenuta nel biogas
2. la CO₂ (circa il 40%vol del biogas) già presente nel biogas alimentato ai cogeneratori e che non partecipa alla combustione

In seguito all'installazione dei sistemi di upgrading del biogas e liquefazione del biometano, il biogas disponibile in sito sarà invece alimentato **ad un solo cogeneratore** (il secondo cogeneratore sarà in stand by e funzionerà in alternativa al primo in funzione delle ore di manutenzione programmata), per soddisfare i soli fabbisogni termici del sito come sopra indicato.

Conseguenzialmente questo nuovo assetto di funzionamento dell'impianto determinerà favorevolmente:

1. La mancata emissione della CO₂ che in precedenza derivava dalla combustione del biogas alimentato **al cogeneratore che rimarrà in stand by nel nuovo assetto**.
2. la riduzione della CO₂ derivante dalla combustione del biogas alimentato **al cogeneratore che rimarrà in funzione**, a carico ridotto, in funzione della stagione nel nuovo assetto. La riduzione dell'emissione della CO₂, in termini di flussi di massa, sarà proporzionale al biogas alimentato al cogeneratore.

La CO₂ contenuta nel biogas, in uscita dalle membrane dell'unità di upgrading del biogas, continuerà ad essere emessa in atmosfera con gli stessi flussi di massa dell'assetto impiantistico attuale.

Essa unitamente all'aria di stripping del sistema di pre-trattamento del biogas costituisce l'off-gas del sistema di upgrading composto essenzialmente da: CO₂ < 60% vol, CH₄ < 1% vol. e da N₂, O₂ e H₂O.

Tale off-gas sarà convogliato in corrispondenza dei punti di emissione esistenti E1 ed E2.

I fabbisogni elettrici del sito saranno soddisfatti dalla rete e dall'impianto fotovoltaico esistente.

Come riportato nel RAPPORTO TECNICO ISTRUTTORIO per il Rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'impianto esistente, i punti di emissione dell'impianto esistente sono i seguenti:

- E1, E2: emissione in atmosfera dei gas di scarico derivante dalla combustione del biogas nell'unità di cogenerazione. I gas di scarico vengono convogliati in atmosfera mediante un camino in acciaio inox saldato di diametro interno pari a 280 mm. La quota del camino è posta a 10 m rispetto al piano di calpestio, in tal modo, in linea con la normativa regionale, risulta più alto di almeno un metro rispetto al colmo dei tetti, ai parapetti ed a qualunque altro ostacolo o struttura distante meno di 10 metri. I condotti di adduzione al camino sono anch'essi costituiti da tubi saldati in acciaio inox. Per tali emissioni è presente un sistema di regolazione dell'aria di combustione, atto a limitare la formazione degli NOx, per la rimozione del monossido di carbonio e degli idrocarburi incombusti è inserito nel silenziatore all'uscita dei gas di scarico, un catalizzatore ossidante.
- E3: Per tali emissioni è presente un sistema di trattamento dell'aria mediante un processo di biofiltrazione. Tali emissioni, di sostanze odorogene, sono dovute a:
 - ai flussi di aria in uscita dal capannone di conferimento e di stoccaggio dei rifiuti in ingresso ("Capannone A");
 - - dal lavaggio dei fermentatori mediante aria (ex E8 e E9). Il sistema di lavaggio ha lo scopo di garantire che in nessun caso possa crearsi un'atmosfera a rischio di deflagrazione all'interno del fermentatore. Solo dopo l'ultimazione delle operazioni di lavaggio, il portellone del fermentatore viene aperto per mezzo di un impianto idraulico comandato dal sistema di regolazione e controllo di processo. Tali emissioni, saranno sottoposte dapprima ad un trattamento mediante scrubber, e successivamente immesse nel biofiltro E3
- E4: emissioni di sostanze odorogene dovute ai flussi di aria in uscita dal capannone di stoccaggio del digestato ("Capannone B"). Per tali emissioni è previsto un sistema di trattamento dell'aria mediante un processo composto da scrubber + biofiltrazione;
- E5: emissioni prodotte dalla torcia di sicurezza. In caso di produzione in eccesso di biogas e/o di guasto di uno dei motori endotermici, il biogas in eccesso viene inviato alla torcia di sicurezza;
- E6, E7: emissione in atmosfera del biogas in condizione di emergenza (mancato funzionamento della torcia e/o dei cogeneratori);
- E8d: emissione diffusa.

In seguito all'installazione dei sistemi di upgrading biometano i camini E1 ed E2 vedranno emissioni ridotte come precedentemente specificato.

La torcia (punto di emissione E5) non smaltirà più l'eventuale eccesso di produzione di biogas rispetto alla capacità di alimentazione dei cogeneratori. Tale eccesso sarà accumulato nel gasometro e poi alimentato al sistema di upgrading. Viceversa, essa continuerà a smaltire la miscela di biogas e fumi risultante dal lavaggio dei fermentatori oltre che ad intervenire in situazioni di emergenza, ad esempio:

- indisponibilità contemporaneamente dei sistemi di upgrading e/o di liquefazione e di entrambi i cogeneratori.

- in caso di presenza di un contenuto di azoto e ossigeno anomalo nel sistema di liquefazione. Infatti, l'accumulo di tali gas incondensabili potrebbe causare danneggiamento alle parti meccaniche dei liquefattori e devono pertanto essere rilasciati mediante sfiato di sicurezza; l'off-gas scaricato è una miscela di azoto, ossigeno e metano, che viene alimentato alla torcia dell'impianto esistente per evitare emissione diretta in atmosfera.
- in caso durante il transitorio di avviamento dell'impianto di upgrading fino all'ottenimento delle caratteristiche di qualità del biometano il sistema di ricircolo del biometano "fuori specifica" va in blocco a causa dell'aumento del contenuto di azoto e ossigeno.

I punti di emissione E3, E4, E6, E7, E8d rimarranno invariati,

A seguito degli interventi sarà necessario installare solo nuovi punti di emissioni di emergenza come di seguito indicato.

Punto di emissione	Origine	Attività	Situazione di utilizzo / intervento	Tipologia inquinante
E9	candela fredda di emergenza	Sfiato in assenza di combustione di BIOGAS, BOG e/o GNL vaporizzato proveniente dalle sezioni di Upgrading, Liquefazione biometano, stoccaggio e caricamento Bio-GNL in caso di emergenza	Condizioni di emergenza che portano a sovrappressioni nell'impianto di Upgrading e/o Liquefazione biometano e/o nei sistemi a valle (serbatoio di stoccaggio Bio-GNL e relativo sistema di caricamento), durante le quali intervengono le valvole di blowdown (BDV) o di sicurezza (PSV) su linee/apparecchiature criogeniche	CH ₄ (>99%) CO ₂ (<1%)
E10 _n	Scarichi PSV (non criogenici) Di emergenza	Emissione in atmosfera (area sicura) degli scarichi delle valvole di sicurezza dell'impianto	Condizioni di emergenza in cui le valvole di blowdown (BDV) che permettono lo scarico verso la candela fredda non sono in grado di smaltire la sovrappressione nei sistemi	-

Punti di emissione in atmosfera del nuovo impianto

In particolare:

- Il punto E9, è una candela fredda di emergenza per la depressurizzazione anche parziale degli impianti di upgrading, liquefazione e il relativo stoccaggio di bio-GNL.
- I punti E10_n di emergenza, differenziati in funzione della pressione di scarico come riportato nella planimetria allegata, consentono di scaricare il biogas e/o biometano per smaltire la sovrappressione in area sicura in emergenza.

6.2 Impatto acustico

Anche in seguito alla realizzazione degli interventi previsti, il sito in oggetto rispetterà quanto previsto dalla zonizzazione acustica comunale. Per maggiori dettagli si faccia riferimento allo studio del rumore allegato.

6.3 Scarichi idrici

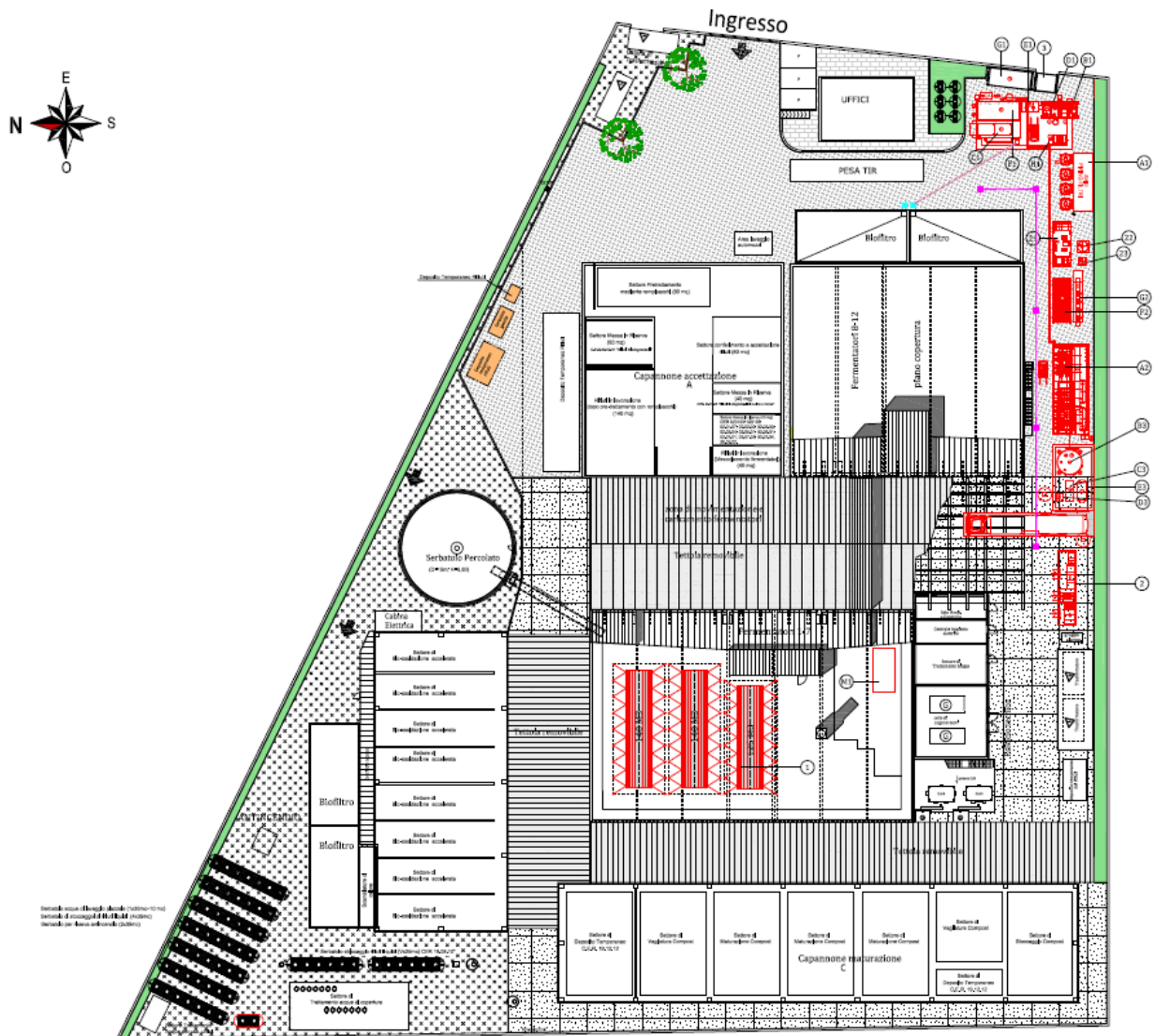
L'impianto non è servito da pubblica fognatura. A seguito dell'installazione degli impianti di upgrading e liquefazione i reflui aggiuntivi a quelli già autorizzati saranno costituiti solamente dalle condense di processo, quantificate in 1,5 m³/giorno incanalate nel flusso EER 190603

La gestione esistente delle acque di prima e seconda pioggia risulta già adeguata in quanto i nuovi impianti insisteranno su aree attualmente già pavimentate e/o asfaltate, pertanto le acque meteoriche nelle aree di installazione degli impianti di upgrading e liquefazione saranno inviate a smaltimento esterno con EER 16.10.02 come accade attualmente.

7 VINCOLI DEL SITO

7.1 Spazi disponibili per l'installazione degli impianti

Di seguito si riporta la planimetria del sito nella quale sono evidenziati gli spazi disponibili per l'installazione del sistema di upgrading del biogas, liquefazione del biometano, stoccaggio e caricamento del bio-GNL.



Planimetria sito

7.2 Distanze di sicurezza e normativa prevenzione incendi

Gli interventi previsti sono assoggettati, come normativa di prevenzione incendi a:

- Decreto del Ministero dell'Interno 3 febbraio 2016: "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8" (16A00946) per l'impianto di upgrading.

- Nota tecnica del Ministero dell'Interno n.ro 5870/2015: "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di tipo I-gnl, I-gnc e I-gnc/gnl per autotrazione per la sezione di liquefazione e stoccaggio del bio-GNL".

All'uopo la società ha già presentato al Comando Provinciale dei VVF di Napoli (pratica N° 121832 del 12/04/2022) istanze di:

- deroga ex art. 7 DPR 01/08/2011 n. 151 in relazione al mancato rispetto delle distanze di sicurezza definite dal D.M. 30/06/2021 tra nuove sezioni impiantistiche di liquefazione, stoccaggio e caricamento del GNL su autobotte e sezioni impiantistiche esistenti
- valutazione progetto ex art. 3 7 DPR 01/08/2011 n. 151 sulle attività:

1.1.C	Stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano gas infiammabili e/o comburenti con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nm ³ /h
2.2.C	Impianti di compressione o di decompressione dei gas infiammabili e/o comburenti con potenzialità maggiore di 50 Nm ³ /h e pressione fino a 2,4 Mpa
4.6.C	Depositi gas infiammabili disciolti o liquefatti (non GPL) in serbatoi fissi di capacità geometrica complessiva maggiore di 5 m ³

8 SISTEMI AUSILIARI E DI SERVIZIO

8.1 Sistema aria compressa

L'aria compressa è prodotta da due compressori (2 x 100%) di cui uno in funzione e l'altro in stand by. Ciascun compressore è dotato di filtro in aspirazione e di una batteria di scambio per il raffreddamento dell'aria.

I compressori aria sono di tipo oil-free e raffreddati ad aria. I compressori hanno funzionamento intermittente: sono avviati automaticamente alla minima pressione di set della rete di distribuzione e si fermano automaticamente al raggiungimento della massima pressione prevista per l'alimentazione del circuito.

L'essiccamento dell'aria strumenti è realizzato da essiccatori ad adsorbimento. L'unità è composta da due treni in parallelo (2 x 100%), ciascuno composto da due essiccatori, di cui 1 in uso e 1 in rigenerazione.

Gli essiccatori sono progettati per la rigenerazione automatica alla pressione atmosferica mediante il flussaggio con aria secca; durante la rigenerazione di un'unità, l'altra è in funzione. Gli essiccatori sono provvisti di filtri in aspirazione e mandata, oltre ad un analizzatore di umidità. Il serbatoio aria strumenti è di tipo verticale, realizzato in acciaio inox. Il serbatoio è isolabile mediante valvole manuali ed è dotato di valvola di spurgo, sfiato, manometro e misura di temperatura.

8.2 Sistema azoto

L'azoto gassoso viene prodotto in sito, a partire dall'aria strumenti prodotta nel sistema aria compressa, attraverso un sistema a membrane.

Tale sistema è costituito essenzialmente da un modulo riempito con piccole fibre polimeriche cave, in cui viene immessa l'aria compressa asciutta, parte della quale fuoriesce dalle fibre a causa della loro struttura. Grazie alla diversa velocità di permeazione delle varie molecole, l'ossigeno e parte dell'argon fuoriescono attraverso il lato delle fibre rivolto verso la membrana, mentre l'azoto attraversa il sistema e viene raccolto a valle in un serbatoio polmone.

8.3 Sistema acqua industriale / acqua di raffreddamento (esistente)

Per l'approvvigionamento idrico e, la distribuzione dell'acqua industriale, sia come vettore termico che frigorifero, si impiegherà la rete esistente.

8.4 Gestione delle acque meteoriche e di drenaggi (esistente)

Per la gestione delle acque meteoriche e dei drenaggi di processo si utilizzeranno le reti esistenti.