



Regione Piemonte
Città Metropolitana di Torino



COMUNI DI CASELETTE E AVIGLIANA

SOCIETA' AGRICOLA MUSINE' SOCIETA' SEMPLICE

PROGETTO DI RICONVERSIONE DI IMPIANTO AGRICOLO DI
DIGESTIONE ANAEROBICA PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO
CON CAPACITÀ PRODUTTIVA DI 250 Sm³/h
Variante all'Autorizzazione Unica ex D.Lgs. 387/03

titolo elaborato:				elaborato:		
RELAZIONE TECNICA				8		
progettista:				 Finanziato dall'Unione europea NextGenerationEU		
<p>Ing. Simone Caffaro Ordine Ingegneri della Provincia di Torino n. 12349 Z</p> <p>Gruppo di Lavoro:</p> <ul style="list-style-type: none">• Ing. Simone Caffaro• Arch. Irene Canalis• Dott. Agr. Luca Di Stasi• Dott. Riccardo Casarin  <p>STUDIO TECNICO AGRARIO</p>  <p>STA Engineering S.r.l. Via del Gibuti, 1 – 10064 – Pinerolo (TO) – Italia info@staengineering.it - www.staengineering.it Tel 0121/325901 - Fax 0121/3259103</p>						
richiedente:				Società Agricola Musinè Società Semplice		
Rev.	Data	Motivo	Autore	Revisione	Approvazione	File
1	09/08/2024	Prima Emissione	L. Di Stasi / S. Caffaro	S. Caffaro	A. Chiabrando	R_23637_REL_TECNICA_1_01.DOCX

Sommario

1	PREMESSA	7
2	SCHEDA DI SINTESI DELL'INTERVENTO	10
3	L'AZIENDA RICHIEDENTE	12
4	LOCALIZZAZIONE DEL SITO	13
5	L'IMPIANTO ESISTENTE	15
5.1	DESCRIZIONE DELL'ATTUALE ASSETTO IMPIANTISTICO	15
5.2	SEZIONE DI STOCCAGGIO DEL MATERIALE IN INGRESSO (I)	18
5.2.1	TRINCEE DI STOCCAGGIO TR1 E TR2	18
5.2.2	PLATEA DI STOCCAGGIO LETAME PL1	18
5.3	SEZIONE DI CARICO DELLE MATRICI ALLA DIGESTIONE (L)	19
5.3.1	PREVASCA DI CARICO PV1	19
5.3.2	TRAMOGGIA DI CARICO TC1	19
5.4	SEZIONE DI DIGESTIONE ANAEROBICA (D)	19
5.4.1	DIGESTORE PRIMARIO DI1	19
5.4.2	DIGESTORE SECONDARIO DI2	19
5.5	SEZIONE DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO IN USCITA (V)	20
5.5.1	VASCA DI STOCCAGGIO CON CUPOLA GASOMETRICA DEL DIGESTATO VD1	20
5.5.2	VASCA DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO LIQUIDO VD2	20
5.5.3	PLATEA DI STOCCAGGIO DIGESTATO SOLIDO TD1	21
5.6	SEZIONE DI SEPARAZIONE DEL DIGESTATO (S)	21
5.6.1	UNITÀ DI SEPARAZIONE SOLIDO-LIQUIDO SE1 E PREVASCA PS1	21
5.7	LINEA GAS E PULIZIA BIOGAS (G)	21
5.7.1	DEUMIDIFICAZIONE DEL BIOGAS CH1	21
5.7.2	TORCIA TO1	21
5.8	SEZIONE DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA (E)	21
5.8.1	GENSET E GRUPPO DI COGENERAZIONE GS1	21
5.8.2	LOCALE TRASFORMATORE CE1	22
5.8.3	CABINA DI CONSEGNA E-DISTRIBUZIONE CE2	22
5.9	SERVIZI GENERALI D'IMPIANTO (T)	22
5.9.1	LOCALE TECNICO LT1	22
5.9.2	LOCALE TECNICO LT2	22
5.9.3	LOCALE TECNICO LT3 - ANTINCENDIO	22
5.9.4	LOCALE TECNICO LT4 - PESA	22
6	LE AUTORIZZAZIONI IN ESSERE	23
6.1	TITOLI AUTORIZZATIVI PREGRESSI	23
6.2	LA RICETTA AUTORIZZATA	23
7	IL PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	24
7.1	NORMATIVA NAZIONALE: D.Lgs. 387/2003 E D.Lgs. 28/2011	24
7.2	VERIFICA DI NON ASSOGGETTABILITÀ AL D.Lgs. 105/2015	31

7.3	NORMATIVA REGIONALE	32
7.4	IL PERCORSO IDENTIFICATO	33
8	LE AUTORIZZAZIONI E GLI ATTI DI ASSENSO	34
8.1	CHECK LIST DEGLI ATTI DI ASSENSO	34
8.2	CONFORMITÀ URBANISTICA	35
8.3	RISPETTO NORME DI SICUREZZA	35
8.4	RISPETTO NORME IGIENICO SANITARIE	35
8.5	TITOLO DI DISPONIBILITÀ DEL SEDIME DELL'IMPIANTO	36
8.6	TITOLO DI DISPONIBILITÀ OPERE CONNESSE	36
8.6.1	VIABILITÀ DI ACCESSO	36
8.6.2	GASDOTTI	36
8.6.3	RETE ELETTRICA	37
8.7	MANOMISSIONE SUOLO PUBBLICO OPERE CONNESSE	37
8.8	PREVENTIVO GESTORE RETE GAS NATURALE	37
8.9	VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE O VERIFICA DI ASSOGGETTABILITÀ	37
8.9.1	NORMATIVA NAZIONALE	37
8.9.2	NORMATIVA REGIONALE	39
8.10	AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI	39
8.11	AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE (AIA)	39
8.12	AUTORIZZAZIONE PAESAGGISTICA	40
8.13	GESTIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO (TRS)	40
8.14	VALUTAZIONE DI INCIDENZA	40
8.15	DOCUMENTO PRELIMINARE DI IMPATTO ACUSTICO	40
8.16	NOTIFICA D.Lgs. 105/2015 "SEVESO"	40
8.17	CONFORMITÀ ANTINCENDIO EX DPR 151/2011	40
8.18	PARERE SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGICA	40
8.19	DICHIARAZIONE ASSEVERATA PRESENZA O ASSENZA INTERFERENZE CON LE RETI DI COMUNICAZIONE ELETTRONICA	41
8.20	PARERE COMANDO MILITARE ESERCITO	42
8.21	RICONOSCIMENTO SOA AI SENSI DEL REGOLAMENTO CE 1069/2009	42
8.22	ULTERIORI AUTORIZZAZIONI PER VINCOLI DI TIPO AMBIENTALE O ECOLOGICO	44
8.23	INTERFERENZE CON SOTTOSERVIZI	44
9	LA PROPOSTA PROGETTUALE	45
9.1	L'IMPIANTO E GLI OBIETTIVI GENERALI DEL PROCESSO	45
9.2	LE MATRICI DI ALIMENTAZIONE DELL'IMPIANTO	45
9.3	IL NUOVO ASSETTO IMPIANTISTICO: GLI INTERVENTI A PROGETTO	46
9.4	SEZIONE DI STOCCAGGIO MATERIALI IN INGRESSO (I)	48
9.4.1	TRINCEE DI STOCCAGGIO BIOMASSE VEGETALI TR1, TR2, TR3	48
9.4.2	PLATEA STOCCAGGIO REFLUO PL1	48
9.5	SEZIONE DI CARICO DELLE MATRICI ALL'ALIMENTAZIONE (L)	49
9.5.1	PREVASCA DI CARICO PV1	49
9.6	SEZIONE DI DIGESTIONE ANAEROBICA (D)	49
9.6.1	DIGESTORI	49
9.7	SEZIONE DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO (B)	50
9.7.1	CONTROLLO DEL PROCESSO	50

9.8	LINEA GAS E PULIZIA BIOGAS (G)	55
9.8.1	PURIFICAZIONE DEL BIOGAS	55
9.8.2	DEUMIDIFICAZIONE DEL BIOGAS CH1 E CH2	57
9.8.3	TORCIA TO2	57
9.9	SEZIONE DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO (B)	58
9.9.1	IL BIOMETANO: DEFINIZIONI E PROCESSI	58
9.9.2	SISTEMA DI UPGRADING DEL BIOMETANO UP1	62
9.9.1	POST-COMBUSTORE DELL'OFFGAS RT2	65
9.9.2	CABINA REMI: CONTROLLO QUALITÀ ED IMMISSIONE IN RETE RE1	66
9.10	SEZIONE DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA (E)	67
9.10.1	GLI AUSILIARI ELETTRICI E TERMICI DELL'IMPIANTO	67
9.10.2	GENSET E GRUPPO DI COGENERAZIONE GS2	68
9.10.3	CALDAIA BO1	68
9.10.1	GENERATORE ELETTRICO AUSILIARIO GE1	68
9.10.2	LOCALE TRASFORMATORE CE1 E CABINA DI CONSEGNA E-DISTRIBUZIONE CE2	68
9.11	SEZIONE DI SEPARAZIONE DEL DIGESTATO (S)	69
9.11.1	UNITÀ DI SEPARAZIONE SOLIDO-LIQUIDO SE1	69
9.12	SEZIONE DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO IN USCITA (V)	70
9.12.1	VASCA DI STOCCAGGIO COPERTA PER 30 GG CON RECUPERO GAS VD1	70
9.12.2	VASCHE DI STOCCAGGIO VD2 E VD3	70
9.12.3	PLATEA DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO SOLIDO TD1	71
9.12.4	VASCA PRELIEVO VP1	72
9.13	SERVIZI GENERALI IMPIANTO	72
9.13.1	LOCALE TECNICO LT1	72
9.13.2	LOCALE TECNICO LT2	73
9.13.3	LOCALE TECNICO LT3 - ANTINCENDIO	73
9.13.4	LOCALE TECNICO LT4	73
9.14	RECINZIONE	73
10	BILANCIO DI MASSA	74
10.1	FLUSSI IN INGRESSO	74
10.1.1	LA RICETTA DI ALIMENTAZIONE	74
10.2	FLUSSI IN USCITA	76
10.2.1	IL BIOGAS PRODOTTO	77
10.2.2	SEPARAZIONE SOLIDO LIQUIDO	78
10.2.3	PERDITE DA STOCCAGGIO	78
11	BILANCIO DI ENERGIA	80
11.1	BILANCIO DEL METANO PRODOTTO E CONSUMATO	80
11.2	BILANCIO ELETTRICO	80
11.3	BILANCIO TERMICO	81
12	DIGESTATO E BILANCIO DELL'AZOTO	83
12.1	CLASSIFICAZIONE DEL DIGESTATO	83
12.2	BILANCIO DELL'AZOTO E VERIFICA DELLA CAPACITÀ DI SPANDIMENTO	85
13	SOSTENIBILITÀ DEL BIOMETANO PRODOTTO	89

13.1	INQUADRAMENTO NORMATIVO	89
13.1.1	DIRETTIVA UE RED II	89
13.1.2	D.Lgs. 199/2021	89
13.1.3	NORMA TECNICA UNI TS 11567	91
13.2	SOSTENIBILITÀ E CALCOLO DELLE RIDUZIONI DI EMISSIONE	91
14	GESTIONE DELLE ACQUE	92
14.1	PREMESSA	92
14.2	DEFINIZIONE DELLE ACQUE	92
14.3	GESTIONE ACQUE METEORICHE	92
14.3.1	GESTIONE ACQUE DI PRIMA E SECONDA PIOGGIA	94
14.3.2	DIMENSIONAMENTO DELLA VASCA DI PRIMA PIOGGIA E VOLUMI GESTITI	94
14.4	ACQUE DI PROCESSO	96
14.4.1	PROVENIENZA DELLE ACQUE DI PROCESSO	96
15	ANALISI AMBIENTALE DELL'IMPIANTO	97
15.1	IDENTIFICAZIONE DELLE SORGENTI EMISSIVE	97
15.1.1	COGENERATORE	97
15.1.2	LA TORCIA DI EMERGENZA	97
15.1.3	OFF GAS DA UPGRADING	98
15.1.4	EMISSIONI DA GUARDIE IDRAULICHE, TUBAZIONI, ECC.	98
15.1.5	EMISSIONI DA STOCCAGGIO DI MATRICI E DIGESTATO	98
15.1.6	RUMORE	99
15.1.7	RIEPILOGO DEI PUNTI EMISSIVI	100
15.2	BILANCIO EMISSIVO	101
15.2.1	SCENARIO ANTE OPERAM	101
15.2.2	SCENARIO POST OPERAM	103
15.2.3	BILANCIO EMISSIVO	105
15.2.4	CONCLUSIONI BILANCIO EMISSIVO	107
15.3	VALUTAZIONE AMBIENTALE CONCLUSIVA DELL'INTERVENTO	107
15.4	EMISSIONI ODORIGENE	107
15.5	IL TRAFFICO VEICOLARE	109
15.5.1	CRITERI UTILIZZATI PER LA VALUTAZIONE DEL TRAFFICO INDOTTO	109
15.5.2	SUDDIVISIONE SPAZIALE E TEMPORALE DEL TRAFFICO INDOTTO	109
15.6	STIMA DEL TRAFFICO INDOTTO	110
15.6.1	CONFERIMENTO DELLE MATRICI IN INGRESSO	110
15.6.2	PER IL RITIRO DEL DIGESTATO	110
15.7	RUMORE	114
16	SCAVI E MOVIMENTO TERRA	115
17	STIMA DEL COSTO DI INTERVENTO	116
17.1	L'IMPIANTO E GLI OBIETTIVI GENERALI DEL PROCESSO	116
17.2	COSTO PER LA REALIZZAZIONE DELLE OPERE	116
17.2.1	OPERE CIVILI	116
17.2.2	IMPIANTISTICA DIGESTIONE ANAEROBICA	117
17.2.3	SISTEMA SERVIZI AUSILIARI	117

17.2.4	SEZIONE DI UPGRADING	117
17.2.5	DOTAZIONI AGGIUNTIVE	117
17.2.6	FINITURE ED OPERE A VERDE	117
17.2.7	SPESE GENERALI E TECNICHE	117
17.3	COSTI TOTALI	118

18	CRONOPROGRAMMA	119
-----------	-----------------------	------------

ALLEGATI	121
“SCHEMA DI FLUSSO DELL’IMPIANTO”	121
“SCHEMA DI FLUSSO DELL’IMPIANTO”	122
“CALCOLO SOSTENIBILITÀ DEL BIOMETANO PRODOTTO”	123
“P&ID IMPIANTO”	124
“ANALISI DIGESTATO 2023”	125
“SCHEDA MOTORE COGENERATIVO”	126

1 PREMESSA

7

La presente relazione tecnica riguarda la **riconversione di un impianto di digestione anaerobica per la produzione di energia elettrica da biogas (potenza elettrica pari a 999 kW) autorizzato con Autorizzazione Unica (D.Lgs. 387/2003), dalla Provincia di Torino con Determina n. 115 – 28592/2012 del 10/07/2012, alla produzione di biometano con capacità produttiva di 250 Sm³/h (dato di targa UPGR)) ai sensi del D.Lgs. 199/2021 e del relativo Decreto attuativo (DM 15 settembre 2022 del Ministero della Transizione Ecologica) da realizzarsi in area agricola nel Comune di Avigliana (TO) per quanto riguarda la parte di UPGR e nel Comune di Caselette per la parte di ampliamento, Corso Susa sn. In particolare, la proposta progettuale qui descritta è finalizzata a destinare il biogas derivante dal processo di digestione anaerobica alla produzione di biometano da immettere nella rete di trasporto SNAM, attraverso un processo di purificazione (upgrading) del biogas.**

In sintesi tale riconversione comporta:

- la realizzazione di una nuova sezione impiantistica: per l'upgrading del biogas, l'analisi qualità, la misura e la compressione del biometano prodotto, destinato all'immissione nella rete gas di SNAM;
- la modifica del piano di alimentazione, sia in termini di quantità che di tipologia di matrici in ingresso, al fine di rispettare i criteri di sostenibilità del D.Lgs. 199/2021;
- il conseguente adeguamento dell'impianto esistente, attraverso la realizzazione di una nuova vasca di stoccaggio coperta, copertura platea digestato, realizzazione di una trincea, di una copertura della vasca di stoccaggio già esistente. Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo 9.

Il biometano sarà immesso, come detto, nella rete SNAM e sarà destinato ad altri usi distinti dal settore dei trasporti ai sensi del succitato Decreto Ministeriale. Il digestato prodotto sarà invece inviato ad una sezione di separazione da cui si otterrà una frazione liquida ed una frazione solida, che saranno entrambe destinate allo spandimento in agricoltura.

A tal proposito si precisa che l'area di consegna e il nuovo metanodotto, che dal punto di consegna SNAM si collega alla rete di trasporto esistente, sarà autorizzato e realizzato da SNAM Rete Gas S.p.A., che chiederà le autorizzazioni necessarie con separata istanza, come è possibile evincere dal preventivo di connessione riportato nell'Elaborato 0 "Documentazione amministrativa".

L'impianto in generale sarà alimentato con matrici di origine agricola, ovvero reflui zootecnici e biomasse vegetali. Non è previsto l'impiego di matrici costituenti rifiuto.

La Direttiva 2009/28/CE, che prevedeva alcune modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale è stata recepita all'art. 21 del Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28, che riporta, fra l'altro, i criteri autorizzativi di dettaglio per questa tipologia di impianti, riferiti in ogni caso all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

In attuazione di tale decreto, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole

Alimentari e Forestali, ha adottato il decreto 5 dicembre 2013 recante “*Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale*”.

Nel periodo di vigenza del DM 5 dicembre 2013, è stato realizzato un numero molto esiguo di impianti di produzione di biometano e considerando gli obiettivi minimi richiesti dall'Unione Europea al 2020 in materia di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, il Ministero dello Sviluppo Economico ha ritenuto opportuno emanare il DM 2 marzo 2018.

Il Decreto Biometano 2018 prevedeva, in particolare, una incentivazione solo per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (articolo 5).

Visto lo scarso impatto sul settore agricolo ed agroindustriale anche del citato DM 2 marzo 2018, il Governo ha predisposto il nuovo Decreto Biometano 15 settembre 2022 in attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 recepita dall'Italia con D.Lgs. 199/2021.

Il nuovo sistema di incentivazione supporta non solo la produzione di biometano per i trasporti, ma anche, ed è una novità, il biometano per altri usi (industria, settore terziario, ecc.)

Gli impianti per la produzione di biometano appaiono sempre più strategici a livello nazionale sia in ottica di decarbonizzazione di settori come quello dei trasporti (in particolar modo quelli “pesanti”), quello industriale (“Hard to abate”) nonché, alla luce dell'attuale congiuntura di difficoltà di approvvigionamento energetico, per il raggiungimento di un elevato grado di indipendenza energetica del Paese. Gli impianti per la produzione di biometano, in virtù del valore fertilizzante riconosciuto al digestato dal DM 25 febbraio 2016 n. 5046, garantiscono inoltre al settore agricolo una leva fondamentale per contribuire alla transizione ecologica, alla riduzione della nostra dipendenza da fertilizzanti chimici di importazione e alla riduzione dell'impronta ambientale del settore primario.

Il nuovo **PNRR** recentemente approvato dal Governo e dalla Commissione europea ha posto una **attenzione ancora maggiore sulla produzione di biometano**, ponendola al centro della strategia nazionale di decarbonizzazione del sistema.

L'approccio progettuale è stato, su richiesta del Proponente, mirato al conseguimento dei migliori risultati ambientali in termini di emissioni di inquinanti e odorigene ed orientato ad un inserimento ottimale nel contesto produttivo esistente, massimizzando la creazione di elementi di economia circolare nei processi produttivi.

La relazione sarà, di conseguenza, spinta ad un elevato livello di approfondimento tecnologico e numerico proprio al fine di illustrare con ogni dettaglio il processo di produzione. Tutti i numeri e le quantificazioni fornite nell'ambito del bilancio di massa sono ovviamente frutto di una simulazione effettuata in modo previsionale e sono, quindi, ovviamente da interpretarsi in modo indicativo e rappresentativo del processo, potendo subire le ovvie variazioni tipiche di tutti i processi biologici e naturali.

L'Autorizzazione Unica (AU) ai sensi del D.Lgs. 387/2003 sarà **finalizzata all'ottenimento del titolo per costruire ed esercire l'impianto subentrando alla vigente autorizzazione solo al termine dell'esercizio in assetto elettrico e conseguente avvio dell'esercizio in assetto di produzione di biometano**. Conseguentemente, nel futuro esercizio dell'impianto sono previste due fasi:

- **FASE 1: prosecuzione dell'esercizio in assetto elettrico** fino all'effettivo avviamento dell'impianto in assetto riconvertito che avverrà a valle dell'ottenimento della Variante con

Rinnovo dell'AU esistente, della partecipazione all'asta ai sensi del DM 15/9/2022, dell'iscrizione in posizione utile in tale asta e della conclusione dei lavori di riconversione comprensivi del gasdotto di competenza del gestore di rete (SNAM).

- **FASE 2: esercizio in assetto riconvertito** per la produzione di biometano.

9

Considerando quindi che attualmente l'azienda richiedente gestisce un impianto biogas da 999 kWe che potrà beneficiare degli incentivi (Tariffa Omnicomprensiva del 2012) fino al 2027 si richiede fin d'ora alla Provincia di Torino di considerare all'interno dell'A.U. (D.Lgs. 387/2003) la fase di transitorietà che ci sarà nei prossimi anni fino alla messa in esercizio dell'impianto biometano (indicativamente Giugno 2026). Si propone al tal fine di indicare che le nuove prescrizioni gestionali abbiano decorrenza dalla messa in esercizio dell'impianto biometano.

2 SCHEDA DI SINTESI DELL'INTERVENTO

10

	Tipo impianto		Biometano DM 15/9/2022	
	Realizzazione		Riconversione di impianto esistente	
	Procedimento autorizzativo		Istanza di Variante AU ai sensi del D.Lgs. 387/2003 n. 115 – 28952/2012 del 10/07/2012	
	Comune di		AVIGLIANA (CN)	
	Inquadramento catastale		Foglio 5 particelle n. 184, 210, 211, 212, 213, 286, 511, 513, 541	
	Comune di		CASELETTE (CN)	
	Inquadramento catastale		Foglio 14 particelle n. 21, 22, 27, 30, 33, 76, 78, 99, 106	
	REQUISITI DM 15/09/2022			
	Art. 4 comma 2: produzione di biometano per altri usi, riduzione >80% delle emissioni di GHG mediante l'uso della biomassa	SI	Stimata Riduzione pari al 92,1%	
	Art. 4 comma 2 d): nel caso di riconversioni, intervento realizzato su impianti agricoli esistenti	SI	Riconversione impianto biogas	
	Art. 4 comma 2 e): se impianto in zone di infrazione comunitaria per qualità dell'aria, la produzione di biometano deve rispettare i limiti previsti dai Piani per il contrasto ai superamenti dei limiti	SI		
	Impianto situato in Zona Vulnerabile dai Nitrati?	NO		
	Art. 4 comma 2 g): impianto situato in Zona Vulnerabile ai Nitrati con carico di azoto zootecnico superiore ai 120 kg/ha, deve essere utilizzato almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici nel piano di alimentazione	NO		
	Art. 4 comma 2 h): i progetti devono prevedere le vasche di stoccaggio del digestato degli impianti, di volume pari alla produzione di almeno 30 giorni, coperte con cupola gasometrica	SI	HTR VD1 41,3 giorni Totale: 41,3 giorni	
	DATI IMPIANTO			
	Alimentazione annuale media		30.838	t/anno
	Produzione oraria media di biogas		554	Nm ³ /h
	Capacità Produttiva di Biometano (Cp)		250	Sm ³ /h
	Energia nel biometano immesso		21.728	MWh/anno in PCS
	Potenza elettrica/termica installata		330 kW elettrici e 386 kWt	
	Alimentazione ausiliari elettrici		Cogeneratore biogas, Rete nazionale	
	Alimentazione ausiliari termici		Cogeneratore biogas, Recupero UPG, caldaia biogas di backup	
		UM	n	Note
	SEZIONI DI IMPIANTO			
I	SEZIONE STOCCAGGI IN INGRESSO			
PV1	Prevasche per i liquidi in ingresso	m ³	130,7	Ø 8 m, h 3 m
PL1	Platea letame	m ²	175	
TR1	Trincea copertura Telo nylon	m ³	1.184	88,3 x 21 x 4,5 m

TR2	Trincea copertura Telo nylon	m ³	1.789	81,3 x 22 x 4,5 m
TR3	Trincea copertura Telo nylon	m ³	976	81,3 x 12 x 4,5 m
D	SEZIONE PRODUZIONE DEL BIOGAS			
DI1	Digestore Primario (anello esterno)	m ³	5.730,3	Corona circolare, h 6 – HTR 49,5
DI2	Digestore Secondario	m ³	2.166,8	Ø 22 m, h 6 – HTR 19,8
	Totale digestori	m ³	7.897,0	
G	SEZIONE PULIZIA BIOGAS			
AC1	Serbatoi carboni attivi		X	Adsorbimento carboni attivi
SB1	Scrubber basico		X	Colonna desolforazione
CH1	Chiller		X	Relativo all'impianto assetto elettrico esistente
CH2	Chiller		X	Relativo all'impianto biometano a progetto
E	SEZIONE PRODUZIONE ENERGIA		CHP presente?	VERO
GS1	Potenza elettrica nominale CHP (Pe)	kWe	330	
BO1	Caldaia a biogas di backup	kWt	200	
B	SEZIONE PRODUZIONE BIOMETANO			
UP1	Impianto di upgrading	Sm ³ /h	Tipo	Membrane
CO1	Booster (compressore a pressione di rete)	bar	24	
	Biometano immesso (PCS)	MWh/anno	21.728	Rete pubblica
S	SEZIONE DI SEPARAZIONE SOLIDO LIQUIDO			
SE1	Separatore		Tipo	Elicoidale
V	SEZIONE DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO			
VD1	Vasca coperta con gasometro	m ³	4.029	Ø 30 h 6 - HRT 41,3 gg
VD2	Vasca coperta con telo a tenda	m ³	4.029	Ø 30 h 6 - HRT 70,8 gg
VD3	Vasca coperta con telo a tenda	m ³	4.584	Ø 32 h 6 - HRT 80,5 gg
	Totale vasche	m ³	12.642	
TD2	Tettoia platea digestato solido	m ²	500	
	Totale platee	m ²	500	
	ALIMENTAZIONE		t/y	% w/w
	Letame bovini paglia		4.521	14,7%
	Liquame bovini		9.892	32,1%
	Mais pianta intera insilato		10.220	33,1%
	Mais pastone integrale		1.825	5,9%
	Triticale insilato		2.190	7,1%
	Orzo insilato		365	1,2%
	Frumento pianta intera insilato		365	1,2%
	Loietto o loiessa insilato		365	1,2%
	Sorgo granella insilato		365	1,2%
	Mais granella		183	0,6%
	Mais stocco insilato		365	1,2%
	Sottoprodotti lavorazione cereali		183	0,6%
	TOTALE		30.838	100,0%

3 L'AZIENDA RICHIEDENTE

L'azienda Società Agricola Musinè Società Semplice è una ditta attiva da anni nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili di origine agricola nel proprio impianto sito in comune di Caselette (TO).

La Società Agricola Musinè Società Semplice ha sede legale in Avigliana (TO), Via Moncenisio 1, CAP 10051, indirizzo PEC musine@legalmail.it, Numero REA TO – 1127112, C.F./P.Iva 10362060013, Forma giuridica società semplice.

RAGIONE SOCIALE	Società Agricola Musinè Società Semplice
SEDE LEGALE	Avigliana (TO), Via Moncenisio 1
SEDE OPERATIVA	Caselette (TO), Corso Susa snc
CODICE ATECO	01.11.1
P.IVA	10362060013
CUAA	10362060013
REFERENTE	Cristian Baldon (socio amministratore)
Mail	geoservizi.srl@alice.it
PEC	musine@legalmail.it

4 LOCALIZZAZIONE DEL SITO

Il lotto di impianto è localizzato a Sud-Ovest del centro abitato di Caselette e, più precisamente, a Sud-Ovest della cascina “La Grangetta” e a circa 500 m a Nord del Fiume Dora Riparia. Si tratta di un contesto prevalentemente agricolo, intervallato da alcune cascine e attività sparse.

Si riporta una ripresa aerea in cui viene mostrato il sito dell’impianto in progetto.

Figura 4-1 – Localizzazione geografica del lotto d’impianto



Figura 4-2: Ortofoto del lotto d'impianto da Google Earth®



5 L'IMPIANTO ESISTENTE

5.1 Descrizione dell'attuale assetto impiantistico

L'impianto Musinè Società Semplice Agricola è articolato nelle seguenti sezioni impiantistiche:

Tabella 5-1: Sezioni impiantistiche esistenti

Codice	Sezione
I	STOCCAGGI IN INGRESSO
L	CARICO MATRICI
D	DIGESTIONE
G	LINEA GAS E PULIZIA BIOGAS
E	PRODUZIONE ENERGIA
V	STOCCAGGIO DIGESTATO
T	SERVIZI GENERALI IMPIANTO

L'impianto è operante in assetto termoelettrico con potenza elettrica totale installata pari a 999 kWe.

L'elenco delle parti di impianto e la relativa localizzazione sono riportati nelle tabelle e negli schemi grafici a pagina seguente.

Tabella 5-2: Parti dell'impianto esistente

Sezione	Cod. futuro	Descrizione	Dimensioni
I	TR1	Trincea 1 – Stoccaggio insilati in ingresso	90,0 x 21,0 h 4,5 m
I	TR2	Trincea 2 – Stoccaggio insilati in ingresso	81,0 x 22,0 h 4,5 m
I	PL1	Platea letame in ingresso	175 m ²
L	PV1	Prevasca di carico ai digestori	Ø 8 m, h 3,0 m
L	TC1	Tramoggia di carico	
D	DI1	Digestore primario solettato (corona circolare)	9,8 m, h 6 m
D	DI2	Digestore secondario solettato	Ø 22,0 m, h 6 m
G	CH1	Trattamento biogas (deumidificazione)	
G	PC1	Pozzetto condense	
G	TO1	Torcia di emergenza	
E	GS1	Cogeneratore	999 kWe
E	CE1	Locale trasformatore	
E	BO1	Caldaia di backup	
E	GE1	Generatore elettrico ausiliario/emergenza	
S	SE1	Separatore solido-liquido	
V	VP1	Pozzetto svuotamento	
V	VD1	Vasca stoccaggio	Ø 30 m, h 6 m
V	VD2	Vasca stoccaggio	Ø 30 m, h 6 m
V	TD1	Platea stoccaggio digestato solido	25,0 x 20
T	LT1	Locale tecnico pompe	

T	LT2	Locale tecnico quadri e ufficio	
T	LT3	Locale tecnico sistema antincendio	
T	LT4	Locale pesa	
T	PE1	Pesa	

Figura 5-1: Foto aerea dell'impianto attuale (fonte: Google Earth ®)



Figura 5-2: Planimetria dell'impianto allo stato attuale con codici attuali – scala 1:500



Le tipologie di matrici di alimentazione autorizzate attualmente risultano essere le seguenti:

- Reflui zootecnici (liquame e letame bovino)
- Insilati di colture dedicate

Il materiale viene caricato al sistema di digestione in base alla tipologia:

- Il liquame viene caricato attraverso la prevasca PV1 e pompato nel digestore primario.
- Il letame stoccato nella platea PL1 viene inserito nella prevasca PV1 dove verranno miscelati con le matrici liquide (liquame e colattici) e pompati all'interno del digestore V1.

- I solidi stoccati nelle trincee vengono caricati all'interno della tramoggia TC1 da cui, per mezzo di una coclea, vengono inviati al digestore primario e successivamente al secondario.

Il materiale digerito viene quindi sottoposto a separazione solido/liquido. La frazione liquida pompata nella vasca di stoccaggio coperta con cupola gasometrica in modo da intercettare eventuali emissioni residue e in una vasca di stoccaggio con telo a tenda mentre il digestato solido viene stoccato sulla platea (TD1). Il gas raccolto viene invece inviato ad un pretrattamento prima di giungere al cogeneratore, in cui si produce l'energia elettrica (in parte autoconsumata per il funzionamento dell'impianto e per la parte restante immessa nella rete nazionale) e termica. In caso di emergenza il gas viene invece inviato alla torcia di emergenza TO1, dove viene completamente combusto.

5.2 Sezione di stoccaggio del materiale in ingresso (I)

5.2.1 Trincee di stoccaggio TR1 e TR2

L'azienda dispone attualmente di 2 trincee utilizzate per lo stoccaggio degli insilati, leggermente diverse in caratteristiche:

TR1:

- Costruzione con pannelli prefabbricati in cls, disposti sui due lati lunghi;
- Dimensioni in pianta pari a 88,3 x 21 m
- Altezza dei cumuli pari a 4,5 m
- Superficie utile di circa 1.854 m²
- Volume di stoccaggio pari a 8.344 m³

TR2:

- Costruzione con pannelli prefabbricati in cls, disposti sui due lati lunghi;
- Dimensioni in pianta pari a 81,3 x 22 m
- Altezza dei cumuli pari a 4,5 m
- Superficie utile di circa 1.789 m²
- Volume di stoccaggio pari a 8.049 m³
- Il volume complessivo di stoccaggio è pari approssimativamente a 16.393 m³.

5.2.2 Platea di stoccaggio letame PL1

L'azienda dispone di una platea per lo stoccaggio del letame utilizzato in alimentazione che presenta una superficie di circa 175 m² ed è costituita da un battuto in cls. Presenta un cordolo di altezza pari a 30 cm lungo i lati Nord e Est ed una leggera pendenza verso Sud, che permette la raccolta dei colaticci formati all'interno di un pozzetto; da qui i colaticci verranno convogliati alla prevasca di carico PV1.

5.3 Sezione di carico delle matrici alla digestione (L)

5.3.1 Prevasca di carico PV1

Il caricamento dei reflui non palabili al sistema di digestione avviene mediante la prevasca PV1.

La prevasca presenta le seguenti caratteristiche:

- Diametro di 8 m e altezza interna di 4 m, altezza utile pari a 2,8 m
- Superficie utile vasca pari a circa 50,3 m²
- Volume vasca complessivo pari a circa 222 m³ e volume utile di circa 201 m³
- Esecuzione interrata
- Volume totale utile pari a 201 m³

5.3.2 Tramoggia di carico TC1

Il carico della biomassa vegetale verrà effettuato con pala meccanica all'interno di una tramoggia TC1, costituito da un sistema di coclee e trituratori che garantiscono miscelazione, triturazione e dosaggio del materiale in ingresso.

5.4 Sezione di digestione anaerobica (D)

Il processo di digestione anaerobica della biomassa si svolge lungo una linea di fermentazione composta da due digestori concentrici di diametro totale pari a 42 m, in particolare il digestore interno secondario DI2 e la corona circolare digestore primario DI1. Di seguito le caratteristiche:

5.4.1 Digestore primario DI1

Il digestore primario DI1 è costituito da una corona circolare realizzata in calcestruzzo gettato in opera e coperto da soletta. La vasca è dotata di sistema di miscelazione e tubazioni interne per il riscaldamento della biomassa con acqua riscaldata dal cogeneratore. Le caratteristiche geometriche del digestore sono le seguenti:

- Spessore corona circolare pari a 9,7 mm (dato dalla differenza tra diametro esterno e diametro vasca DI2) e altezza interna di 6,0 m e altezza utile pari a 5,7 m (considerando un franco di sicurezza pari 0,3 m)
- Superficie utile vasca pari a circa 1.005,3 m²
- Volume complessivo pari a circa 6.032 m³ e volume utile di circa 5.730,3 m³
- Esecuzione parzialmente interrata di 2,85 m rispetto al p.c. finito circostante.

5.4.2 Digestore secondario DI2

Il digestore secondario DI2 è costituito da una vasca circolare realizzata in calcestruzzo gettato in opera e coperto da soletta interno al digestore primario. La vasca è dotata di sistema di miscelazione e tubazioni interne per il riscaldamento della biomassa con acqua riscaldata dal cogeneratore. Le caratteristiche geometriche del digestore sono le seguenti:

- Diametro esterno di 22 m e altezza interna di 6,0 m, diametro interno di 21,7 m e altezza utile pari a 5,7 m (considerando un franco di sicurezza pari 0,3 m)
- Superficie utile vasca pari a circa 380 m²
- Volume complessivo pari a circa 2.281 m³ e volume utile di circa 2.166,8 m³
- Esecuzione parzialmente interrata di 2,85 m rispetto al p.c. finito circostante.

5.5 Sezione di stoccaggio del digestato in uscita (V)

5.5.1 Vasca di stoccaggio con cupola gasometrica del digestato VD1

Il biogas prodotto sarà convogliato e raccolto nella parte superiore della vasca di stoccaggio VD1, all'interno della copertura gasometrica a cupola, che presenterà forma emisferica e sarà formata da una doppia membrana (di cui quella interna a volume variabile in funzione del biogas prodotto) completa di tenute, attacchi, valvole e connessioni necessarie alla corretta raccolta e veicolazione del gas. Le caratteristiche di tale vasca vengono fornite di seguito.

- Diametro esterno di 30 m e altezza interna di 6,0 m, diametro interno di 29,7 m e altezza utile pari a 5,7 m (considerando un franco di sicurezza pari 0,3 m)
- Superficie utile vasca pari a circa 706,9 m²
- Volume complessivo pari a circa 4.241,2 m³ e volume utile di circa 4.029 m³
- Esecuzione parzialmente interrata di 2,85 m rispetto al p.c. finito circostante.

Viene garantito il tempo di stoccaggio secondo la normativa vigente.

Una volta concluso questo passaggio il digestato viene inviato all'unità di separazione meccanica, posta tra le due vasche di stoccaggio VD1 e VD2.

La parte liquida viene in parte ricircolata alla digestione, in parte nella vasca di stoccaggio VD2. La parte solida viene stoccata nella platea TD1.

5.5.2 Vasca di stoccaggio del digestato liquido VD2

Il digestato liquido prodotto sarà convogliato e raccolto nella vasca VD2. Questa vasca ad oggi è scoperta coperta con crosta naturale ma verrà coperta durante i lavori di riconversione con un telo a tenda. Le caratteristiche di tale vasca vengono fornite di seguito:

- Diametro esterno di 30 m e altezza interna di 6,0 m, diametro interno di 29,7 m e altezza utile pari a 5,7 m (considerando un franco di sicurezza pari 0,3 m)
- Superficie utile vasca pari a circa 706,9 m²
- Volume complessivo pari a circa 4.241,2 m³ e volume utile di circa 4.029 m³
- Esecuzione parzialmente interrata di 2,9 m rispetto al p.c. finito circostante.

Viene garantito il tempo di stoccaggio secondo la normativa vigente.

5.5.3 Platea di stoccaggio digestato solido TD1

La frazione solida del digestato in uscita dal separatore meccanico viene stoccata sull'apposita platea TD1, realizzata adiacente alla vasca VD1, tra questa e la VD2, in attesa dello smaltimento agronomico sui terreni a disposizione. La platea è stata realizzata in cls con una superficie di 700 m², e dotata di un cordolo di altezza pari a 3 m su tre lati, sfruttando in parte le pareti di VD1 e VD2.

5.6 Sezione di separazione del digestato (S)

5.6.1 Unità di separazione solido-liquido SE1 e prevasca PS1

Il digestato in uscita dal digestore secondario DI2 verrà destinato alla separazione solido-liquido tramite un separatore a compressione elicoidale. Nella configurazione attuale dell'impianto, è installato un separatore attualmente posizionato in prossimità della platea TD1 di stoccaggio del digestato solido. La frazione liquida viene stoccata nella vasca VD1 mentre quella solida sulla platea TD1.

5.7 Linea gas e pulizia Biogas (G)

5.7.1 Deumidificazione del biogas CH1

In prossimità del gruppo di cogenerazione è posta la parte terminale della linea gas in uscita dai digestori, che prevede un passaggio di deumidificazione del biogas in un chiller. Nel chiller CH1 il biogas viene portato ad una temperatura prossima a 4°C tramite un gruppo frigorifero ed avviene in questo modo la condensazione del vapore contenuto nel biogas.

5.7.2 Torcia TO1

In caso di sovrappressione all'interno dei digestori o di fermo dell'unità di cogenerazione, il biogas viene indirizzato alla torcia di emergenza di cui l'impianto è dotato, in cui potrà essere completamente combusto per evitare l'emissione diretta in atmosfera. L'attuale torcia verrà mantenuta fino all'effettivo avvio dell'impianto in assetto riconvertito.

5.8 Sezione di produzione dell'energia (E)

5.8.1 Genset e gruppo di cogenerazione GS1

L'impianto di cogenerazione è costituito da un motore endotermico a combustione interna a ciclo otto (MWM, modello TCG 2020 V12), accoppiato con alternatore sincrono, omologato per una potenza nominale pari a circa 2.449 kW. Il motore presenta un rendimento elettrico del 40,8%, da cui deriva una potenza di 999 kWe.

L'attuale motore cogenerativo GS1 di potenza pari a 999 kWe verrà mantenuto attivo durante tutte le fasi di riconversione e svolgimento dei lavori di ampliamento, poiché l'impianto attuale potrà

continuare ad essere in esercizio fino al momento di effettivo collegamento alle nuove strutture ed al passaggio quindi alla produzione di biometano. Si precisa che in questa fase transitoria l'assetto impiantistico continuerà a funzionare ai sensi dell'autorizzazione attualmente in vigore (Autorizzazione Unica emessa dalla **Provincia di Torino con Determina n. 115 – 28592/2012 del 10/07/2012** e s.m.i. ai sensi del D.Lgs. 387/03), e beneficiando degli incentivi alla vendita di energia elettrica prodotta da impianti biogas in assetto elettrico. Si procederà con pratica dedicata allo smantellamento della struttura, insieme a torcia TO1 e chiller CH1.

5.8.2 Locale trasformatore CE1

Nella zona in prossimità del locale cogeneratore è presente il locale trasformatore CE1.

5.8.3 Cabina di consegna e-distribuzione CE2

L'impianto prevede la presenza di una cabina di consegna e distribuzione CE2 che è collocata fuori dall'area d'impianto (verso Nord). All'interno del fabbricato sono presenti i seguenti locali:

- Locale di consegna, in uso esclusivo all'Enel;
- Locale misure, accessibile all'Enel ed al cliente;
- Locale utente, in uso esclusivo al gestore dell'impianto;

5.9 Servizi generali d'impianto (T)

5.9.1 Locale tecnico LT1

Il locale tecnico LT1 si trovano gli alloggiamenti delle pompe per la movimentazione del materiale e del gas. Il locale risulta interrato di 2,5 m ed è stato realizzato sfruttando le pareti delle vasche, tra le quali si colloca.

5.9.2 Locale tecnico LT2

Il locale tecnico LT2 esistente è adibito ad uffici e locale dove si trovano i quadri elettrici che presenta una superficie di 45 m².

5.9.3 Locale tecnico LT3 - Antincendio

All'interno del locale tecnico LT3 è alloggiato il gruppo di pompaggio destinato all'alimentazione dell'impianto antincendio ed è sito di fianco alla trincea TR1.

5.9.4 Locale tecnico LT4 - Pesa

Vicino all'ingresso è posizionata la pesa dei mezzi in ingresso e il locale tecnico.

6 LE AUTORIZZAZIONI IN ESSERE

6.1 Titoli autorizzativi pregressi

23

L'azienda Musinè Società Semplice Agricola ha ottenuto dalla Provincia di Torino in data **10/07/2012** l'**Autorizzazione Unica n.115 – 28592/2012**, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003, alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di energia elettrica, di potenza pari a 999 kW, alimentato da biogas prodotto dalla digestione anaerobica di biomasse agricole e zootecniche ubicato nel Comune di Caselette (TO).

Considerando che attualmente l'azienda richiedente gestisce un impianto biogas da 999 kWe che potrà beneficiare degli incentivi (Tariffa Omnicomprensiva del 2012) fino al 2027 si richiede fin d'ora alla Città Metropolitana di Torino di considerare all'interno dell'A.U. (D.Lgs. 387/2003) la fase di transitorietà che ci sarà nei prossimi anni fino alla messa in esercizio dell'impianto biometano (indicativamente Giugno 2026). Si propone al tal fine di indicare che le prescrizioni gestionali abbiano decorrenza dalla messa in esercizio dell'impianto biometano.

6.2 La ricetta autorizzata

Per il confronto ante-post operam si riporta la quantità e la tipologia di matrici autorizzate con l'ultima variante di alimentazione in data **01/09/2022** con numero di protocollo **n. 00113662/2022**.

Si tiene fin d'ora a far notare che il piano di alimentazione attuale era stato autorizzato dalla Provincia di Torino come "medio annuale" con dei range di variazione dei vari materiali che potesse compensare le variazioni stagionali di resa delle materie prime, le condizioni di mercato ecc.

Tabella 6-1: Ricetta di alimentazione autorizzata (media annuale)

Matrice	t/d	t/anno
Effluenti zootecnici (liquame e letame bovino, pollina ecc.)	36,9	13.468
Insilati di colture primaverili estive (mais, sorgo, arundo donax, ecc.)	18,0	6.570
Insilato di colture autunno-vernine (triticale, grano, orzo, loietto, ecc.)	12,6	4.599
Granelle, farine e pastone di cereali/oleaginose (mais, grano, soia ecc.)	5,8	2.117
Residui dell'attività agroalimentare (sottoprodotti lavorazione cereali, risone, sottoprodotti della torrefazione del caffè, zucchero ecc.)	0,5	183
Residui di campo (stocchi, tutoli, paglie, ecc.)	0,5	183
TOTALE	73,9	27.119

7 IL PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

7.1 Normativa nazionale: D.Lgs. 387/2003 e D.Lgs. 28/2011

24

Il quadro autorizzativo nazionale per gli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile è basato sui seguenti atti Normativi:

- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387**, di attuazione della direttiva 2001/77/UE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- **D.M. 10 settembre 2010** "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" attuativo dell'art. 12 del citato decreto n. 387. Le Linee Guida, pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).
- **Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28** "Attuazione della direttiva 2009/28/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/UE e 2003/30/UE (cd. RED I)". Ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica e termica che per il biometano.
- **Decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199**, di recepimento della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (cd. RED II). Il D.lgs. n. 199/2021 incide sul pregresso assetto, prevedendo la delimitazione delle aree idonee e non idonee all'istituzione ed esercizio degli impianti a FER e la sistematizzazione dei regimi generali di autorizzazione riducendo di 1/3 i tempi per quelli relativi ad impianti in aree idonee. All'articolo 20 dispone la delimitazione delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili.
- **Norme regionali** di applicazione del D.Lgs. 387/2003 e **Delibere di definizione di aree inidonee** per l'installazione di impianti rinnovabili, ferme restando le aree idonee definite successivamente dal D.Lgs. 199/2021.

La norma fondamentale in materia di autorizzazione degli impianti è, come detto, l'art. 12 del D.Lgs. 387/2003:

Art. 12 Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative

1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.

2. Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.

3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili

alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento degli impianti, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione o dal Ministero dello sviluppo economico entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'articolo 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni. (...)

3-bis. Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti, comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, qualora non sottoposti alle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. ((Gli effetti delle nuove dichiarazioni di notevole interesse pubblico di cui all'articolo 140 del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, non si applicano alle opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al presente articolo, i cui procedimenti autorizzativi abbiano già ottenuto, prima dell'avvio del procedimento di dichiarazione di notevole interesse pubblico, il provvedimento di valutazione ambientale ai sensi del titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, ovvero altro titolo abilitativo previsto dalle norme vigenti.

4. L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, comprensivo, ove previste, delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Il rilascio dell'autorizzazione comprende, ove previsti, i provvedimenti di valutazione ambientale di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, **costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto** o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo all'esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale. Il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è pari a novanta giorni nel caso dei progetti di cui al comma 3-bis che non siano sottoposti alle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Fuori dei casi di cui al terzo periodo, il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è pari a sessanta giorni, al netto dei tempi previsti per le procedure di valutazione ambientale di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, se occorrenti (...).

4-bis. Per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa, ivi inclusi gli impianti a biogas e gli impianti per produzione di biometano di nuova costruzione, e per impianti fotovoltaici, ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto. Per gli impianti diversi da quelli di cui al primo periodo il proponente, in sede di presentazione della domanda di autorizzazione di cui al comma 3, può

richiedere la dichiarazione di pubblica utilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio delle aree interessate dalla realizzazione dell'impianto e delle opere connesse.

5. All'installazione degli impianti di fonte rinnovabile di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c) per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, non si applicano le procedure di cui ai commi 3 e 4. Ai medesimi impianti, quando la capacità di generazione sia inferiore alle soglie individuate dalla tabella A allegata al presente decreto, con riferimento alla specifica fonte, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della denuncia di inizio attività.

6. L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

7. Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché' del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.

8. (..)

9. Le disposizioni di cui ai precedenti commi si applicano anche in assenza della ripartizione di cui all'articolo 10, commi 1 e 2, nonché' di quanto disposto al comma 10.

10. In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento di cui al comma 3. Tali linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. Le regioni adeguano le rispettive discipline entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore delle linee guida. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine, si applicano le linee guida nazionali.

Il citato quadro normativo prevede, per gli impianti di Biogas elettrico e Biometano, la possibilità di applicare due distinti percorsi:

- **Autorizzazione Unica** ex art. 12 D.Lgs. 387/2003, in ogni caso
- **Procedura Abilitativa Semplificata** ex art. 6 del D.Lgs. 28/2011,
 - Per il biometano se $C_p \leq 500 \text{ Sm}^3/\text{h}$
 - Per il biogas elettrico se $P < 250 \text{ kWe}$ oppure se operanti in assetto cogenerativo

Autorizzazione Unica (AU): è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, al di sopra di prefissate soglie di potenza. L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce

Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) è la procedura introdotta dal D.Lgs. 28/2011 in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA). La PAS è utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER o biometano al di sotto di prefissate soglie di capacità produttiva (oltre le quali si ricorre alla AU) e per alcune tipologie di impianti di produzione di caldo e freddo da FER. La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una dettagliata relazione, a firma di un progettista abilitato, e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti anche la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.

In tale contesto le procedure autorizzative da applicarsi per gli impianti di produzione di biometano sono, in particolare, definite **all'art. 8bis del D.Lgs. 28/2011 e s.m.i.**:

“Regimi di autorizzazione per la produzione di biometano

1. Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sul gas naturale, per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di biometano e delle relative opere di modifica, ivi incluse le opere e le infrastrutture connesse, si applicano le procedure di cui agli articoli 5 e 6. A tali fini si utilizza:

a) la procedura abilitativa semplificata per i nuovi impianti di capacità produttiva, come definita ai sensi dell'articolo 21, comma 2, non superiore a 500 standard metri cubi/ora;

a-bis) la procedura abilitativa semplificata 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 o gas residuati dai processi di depurazione;

a-ter) la procedura abilitativa semplificata per gli interventi su impianti per la produzione di biometano in esercizio che non comportino un incremento dell'area già oggetto di autorizzazione, a prescindere dalla quantità risultante di biometano immesso in rete a seguito degli interventi medesimi, nel rispetto delle seguenti condizioni:

-nel caso di impianti collegati alla rete, vi sia la disponibilità del gestore di rete a immettere i volumi aggiuntivi derivanti dalla realizzazione degli interventi;

-gli interventi non comportino alcuna modifica delle tipologie di matrici già autorizzate;

-la targa del sistema di upgrading indichi il valore di capacità produttiva derivante dalla realizzazione degli interventi:

4) l'eventuale aumento delle aree dedicate alla digestione anaerobica non sia superiore al 50 per cento di quelle già autorizzate;

b) l'autorizzazione unica nei casi diversi da quelli di cui alle lettere a), a-bis) e a-ter)”.

L'art. 5 del D.Lgs. 28/2011 "Autorizzazione Unica" nello specifico prevede l'espresso rimando al D.Lgs. 387/2003:

Art. 5 del D.Lgs. 28/2011

"1. Fatto salvo quanto previsto dagli articoli 6 e 7, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti, nonché le modifiche sostanziali degli impianti stessi, sono soggetti all'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 come modificato dal presente articolo, secondo le modalità procedurali e le condizioni previste dallo stesso decreto legislativo n. 387 del 2003 [...]"

Secondo quanto indicato dal citato art. 5 del D.Lgs. 28/2011, che rimanda espressamente all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, per l'autorizzazione di questi impianti si applicano, quindi, integralmente le procedure previste dall'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, inizialmente previste per gli impianti rinnovabili elettrici.

Ne consegue, quindi, che trovano applicazione, anche per il biometano, tutti i commi dell'Art. 12 originariamente riferiti all'energia elettrica, ed in particolare:

- le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.
- gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici.
- La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi [...], sono soggetti ad una autorizzazione unica, [...] che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico."
- Il combinato disposto dai diversi commi dell'art. 12 (in particolare la possibilità di essere localizzati in area agricola e la possibilità che l'autorizzazione costituisca variante allo strumento urbanistico) consente di concludere che in caso di localizzazione in area agricola, ai fini dell'azzonamento, non sia necessaria alcuna variante urbanistica in quanto tali aree sono idonee alla collocazione degli impianti ex lege¹.

¹ In effetti, ferma restando la valutazione discrezionale dell'Autorità (CdS n. 1274/2016) lo stesso CdS ha affermato il principio generale che l'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 non prevedere variante in area agricola ("Il progetto è allocato in zona agricola, per cui non ha comportato alcuna variante al piano regolatore (tali impianti sono consentiti in zona agricola, trattandosi quella agricola di destinazione residuale, che quindi non implica esclusivamente l'utilizzazione agricola dei terreni). Peraltro, l'art. 12, comma 7 del D.Lgs. n. 387 del 2003, che prevede in via generale che l'autorizzazione unica costituisca di per sé variante allo strumento urbanistico, aggiunge che gli impianti possono essere ubicati in zona agricola, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico. In effetti, se così non fosse, il comma relativo alla possibilità di

- Sono di pubblica utilità, indifferibili e urgenti anche le opere di collegamento alla rete, così come indicato all'Art. 8 del D.Lgs. 28/2011.

Art. 8 del D.Lgs. 28/2011

Disposizioni per la promozione dell'utilizzo del biometano

(...) Al fine di incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti, gli impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti sono dichiarati opere di pubblica utilità e rivestono carattere di indifferibilità e di urgenza.

Questo concetto è stato ulteriormente rafforzato dall'Art. 31 bis del D.L. n. 77 del 31/05/21, convertito nella Legge n. 108 del 29/07/2021 che chiarisce in modo definitivo l'estensione dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 anche a tutte le opere infrastrutturali di connessione alla rete. Previsione in realtà già chiara nella formulazione dell'articolo 12 stesso, ma, purtroppo, precedentemente messa in discussione da alcune Autorità regionali o provinciali.

Art. 3 del D.L. 77/2021 convertito in legge 108 del 29/7/2021

Disposizioni per la promozione dell'utilizzo del biometano

"2. Le disposizioni dell'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, si applicano anche a tutte le opere infrastrutturali necessarie all'immissione del biometano nella rete esistente di trasporto e di distribuzione del gas naturale, per le quali il provvedimento finale deve prevedere anche l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in esso compresi nonché la variazione degli strumenti urbanistici ai sensi del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327."

L'art. 6 "Procedura abilitativa semplificata e comunicazione per gli impianti alimentati da energia rinnovabile" nello specifico prevede:

Art. 6 del D.Lgs. 28/2011

Procedura abilitativa semplificata e comunicazione per gli impianti alimentati da energia rinnovabile

"1. Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica, per l'attività di costruzione ed esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida, adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 si applica la procedura abilitativa semplificata di cui ai commi seguenti.

2. Il proprietario dell'immobile o chi abbia la disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse presenta al Comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attesti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Alla dichiarazione sono allegati gli elaborati tecnici per la connessione

localizzare in area agricola sarebbe infatti inutile e ridondante vista la possibilità di adottare comunque una variante automatica con l'autorizzazione unica.

redatti dal gestore della rete. Nel caso in cui siano richiesti atti di assenso nelle materie di cui al comma 4 dell'articolo 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e tali atti non siano allegati alla dichiarazione, devono essere allegati gli elaborati tecnici richiesti dalle norme di settore e si applica il comma 5."

3. Per la procedura abilitativa semplificata si applica, previa deliberazione del Comune e fino alla data di entrata in vigore dei provvedimenti regionali di cui al comma 9, quanto previsto dal comma 10, lettera c), e dal comma 11 dell'articolo 10 del decreto-legge 18 gennaio 1993, n. 8, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 marzo 1993, n. 68.

4. Il Comune, ove entro il termine indicato al comma 2 sia riscontrata l'assenza di una o più delle condizioni stabilite al medesimo comma, notifica all'interessato l'ordine motivato di non effettuare il previsto intervento e, in caso di falsa attestazione del professionista abilitato, informa l'autorità giudiziaria e il consiglio dell'ordine di appartenenza; è comunque salva la facoltà di ripresentare la dichiarazione, con le modifiche o le integrazioni necessarie per renderla conforme alla normativa urbanistica ed edilizia. Se il Comune non procede ai sensi del periodo precedente, decorso il termine di trenta giorni dalla data di ricezione della dichiarazione di cui comma 2, l'attività di costruzione deve ritenersi assentita.

5. Qualora siano necessari atti di assenso, di cui all'ultimo periodo del comma 2, che rientrino nella competenza comunale e non siano allegati alla dichiarazione, il Comune provvede a renderli tempestivamente e, in ogni caso, entro il termine per la conclusione del relativo procedimento fissato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni. Se gli atti di assenso non sono resi entro il termine di cui al periodo precedente, l'interessato può adire i rimedi di tutela di cui all'articolo 117 del decreto legislativo 2 luglio 2010, n. 104. Qualora l'attività di costruzione e di esercizio degli impianti di cui al comma 1 sia sottoposta ad atti di assenso di competenza di amministrazioni diverse da quella comunale, e tali atti non siano allegati alla dichiarazione, l'amministrazione comunale provvede ad acquisirli d'ufficio ovvero convoca, entro venti giorni dalla presentazione della dichiarazione, una conferenza di servizi ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modificazioni. Il termine di trenta giorni di cui al comma 2 è sospeso fino alla acquisizione degli atti di assenso ovvero fino all'adozione della determinazione motivata di conclusione del procedimento ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 6-bis, o all'esercizio del potere sostitutivo ai sensi dell'articolo 14-quater, comma 3, della medesima legge 7 agosto 1990, n. 241.

6. La realizzazione dell'intervento deve essere completata entro tre anni dal perfezionamento della procedura abilitativa semplificata ai sensi dei commi 4 o 5. La realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova dichiarazione. L'interessato è comunque tenuto a comunicare al Comune la data di ultimazione dei lavori.

7. La sussistenza del titolo è provata con la copia della dichiarazione da cui risulta la data di ricevimento della dichiarazione stessa, l'elenco di quanto presentato a corredo del progetto, l'attestazione del professionista abilitato, nonché gli atti di assenso eventualmente necessari.

7-bis. Decorso il termine di cui al comma 4, secondo periodo, l'interessato alla realizzazione dell'intervento trasmette la copia della dichiarazione di cui al comma 7 per la pubblicazione sul Bollettino ufficiale regionale alla Regione sul cui territorio insiste l'intervento medesimo, che vi provvede entro i successivi dieci giorni. Dal giorno della pubblicazione ai sensi del primo periodo decorrono i termini di impugnazione previsti dalla legge.

Infine, con l'entrata in vigore del Decreto legislativo 25 novembre 2016, n. 222, la procedura autorizzativa prevista dall'art. 12 comma 5 del D.Lgs. 387/2003 (inizialmente, DIA, poi PAS con l'entrata in vigore del D.Lgs. 28/2011), viene sottoposta al regime amministrativo della SCIA, con decorrenza 30 giorni dalla presentazione (Tabella A – sezione II – punto 97).

7.2 Verifica di non assoggettabilità al D.Lgs. 105/2015

All'interno dell'impianto in esame è ovviamente previsto lo stoccaggio temporaneo del biogas prodotto, presente tra le sostanze pericolose elencate nell'allegato 1, parte 1, del D.Lgs. 105/2015, rientrando nella categoria "P2 GAS INFIAMMABILI Gas infiammabili, categoria 1 o 2", i cui valori limite per l'applicabilità degli obblighi previsti dal Decreto sono:

- 10 tonnellate (stabilimenti di soglia inferiore)
- 50 tonnellate (stabilimenti di soglia superiore)

Le "strutture" adibite allo stoccaggio del biogas in impianto saranno:

- I digestori DI1 e DI2 e la vasca coperta VD1 connessa al sistema di recupero gas.
- Le tubazioni in PEHD o in acciaio INOX in cui circola il gas
- La torre di desolforazione e i serbatoi dei filtri a carboni attivi utilizzati per la desolforazione e la rimozione dei COV dal biogas prima dell'upgrading.

Tabella 7-1: Calcolo della quantità di biogas stoccata in impianto

Elemento d'impianto	Caratteristiche geometriche	Vol.	n° elementi	Volume totale	Press.	Densità	Massa totale
	-	Nm ³	-	Nm ³	barg	kg/m ³	Ton
Digestore primario DI1	Corona circolare 9,7 m, H 6 m (franco 0,3 m), soletta cls	301,6	1	301,6	0,005	1,2	0,36
Digestore secondario DI2	Diam. 22 m, H 6 m (franco 0,3 m), soletta cls	114,0	1	114,0	0,005	1,2	0,14
Vasca stoccaggio VD1	Diam. 30 m, H 6 m (franco 0,1 m), cupola gasometrica	2.935,1	1	2.935,1	0,005	1,2	3,52
Tubazioni biogas	-	10	1	10	0,005	1,2	0,01
Torre desolforazione	-	25	1	25	0,005	1,2	0,03
Filtri carboni attivi	-	4	2	8	0,005	1,2	0,01
Stoccaggio complessivo biogas (t)							4,07

In base ai calcoli svolti la quantità massima di biogas presente in impianto sarà pari a circa 4,07 t.

A ciò si aggiunge anche lo stoccaggio del biometano ottenuto dalla fase di upgrading, anch'esso presente tra le sostanze pericolose dell'allegato 1 alla parte 1 del Decreto; la voce 18 "Gas infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL) e gas naturale", comprende infatti, come indicato alla nota 19, il biogas potenziato (ovvero il biometano) "se questo è stato trattato conformemente agli standard applicabili al biogas purificato e potenziato che assicurano una qualità equivalente a quella del gas naturale, compreso il tenore di metano, e che ha un tenore massimo di ossigeno dell'1%". Per tale categoria i valori limite, per l'applicabilità degli obblighi previsti dal D.Lgs. 105/2015, sono:

- 50 tonnellate (stabilimenti di soglia inferiore)
- 200 tonnellate (stabilimenti di soglia superiore)

Lo stoccaggio del biometano in impianto avverrà:

- All'interno delle membrane del sistema di upgrading
- Altre parti d'impianto

32

Tabella 7-2: Calcolo della quantità di biometano stoccata in impianto

Elemento d'impianto	Caratteristiche geometriche	Vol.	n° elementi	Volume totale	Press.	Densità	Massa totale
	-	Nm ³	-	Nm ³	barg	kg/m ³	Ton
Sezione upgrading	-	10	1	10	11	0,7	0,08
Altre parti impianto	-	10	1	10	11	0,7	0,08
Stoccaggio complessivo biometano (ton)							0,16

La quantità massima di biometano stoccata in tali strutture sarà quindi pari a circa 0,16 t.

All'interno dell'impianto è dunque previsto lo stoccaggio di due sostanze pericolose in quantità minori delle rispettive soglie inferiori: in tali casi il D.Lgs. 105/2015 stabilisce di applicare le prescrizioni previste qualora:

"il valore ottenuto dalla somma:

$$q_1/Q_{L1} + q_2/Q_{L2} + q_3/Q_{L3} + q_4/Q_{L4} + q_5/Q_{L5} + \dots$$

è maggiore o uguale a 1,

dove q_x è la quantità presente di sostanza pericolosa x (o categoria di sostanza pericolose) compresa nella parte 1 o nella parte 2 del presente allegato, e Q_{Lx} è la quantità limite corrispondente per la sostanza pericolosa o categoria x indicata nella colonna 2 della parte 1 o nella colonna 2 della parte 2 del presente allegato."

Nel caso in esame la somma diventa: $4,07/10 + 0,16/50 = 0,41$ (valore inferiore ad 1).

L'impianto pertanto non è sottoposto agli obblighi previsti dal D.Lgs. 105/2015.

7.3 Normativa regionale

Per gli impianti finalizzati alla produzione di energia elettrica, alimentati da biomasse, è stata emanata dalla Regione Piemonte la DGR n. 5-3314 del 30/01/2012 relativamente al procedimento autorizzativo unico di cui al paragrafo precedente.

Dal punto di vista giuridico, tale normativa non trova espressa applicazione per la riconversione dell'impianto in esame finalizzata alla produzione di biometano, come più volte confermato dalla Regione Piemonte.

Recentemente, il 12/03/2021, la Regione Piemonte ha emanato la DGR n. 15-2970 contenente le linee guida per la valutazione della sostenibilità ambientale e territoriale, nell'ambito dell'istruttoria

del procedimento amministrativo relativo agli impianti di recupero del rifiuto organico (EER 20 01 08), per la produzione di biogas e biometano.

Analogamente, dal punto di vista strettamente giuridico, anche questa nuova normativa non trova applicazione per l'impianto in esame che utilizza esclusivamente reflui e biomasse.

Tuttavia, considerando le analogie tecnologiche e impiantistiche con le casistiche descritte ed un più generale principio di tutela ambientale, nella presente relazione sono stati approfonditi alcuni temi contenuti nelle normative sopra citate, prendendo le stesse come riferimento anche per gli aspetti amministrativi.

33

7.4 Il percorso identificato

Il progetto per la riconversione dell'impianto per la produzione di biometano, proposto dall'azienda, presenterà una capacità produttiva di 250 Sm³/h (dato di targa UPR). **Avendo già ad oggi una Autorizzazione Unica rilasciata ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003**, il proponente ha optato per procedere con una Modifica sostanziale dell'autorizzazione esistente (con contestuale richiesta di rinnovo) tramite presentazione di **Istanza di Modifica sostanziale e rinnovo dell'Autorizzazione Unica n. 115 – 28952/2012 del 10/07/2012 ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03.**

Considerando che attualmente l'azienda richiedente gestisce un impianto biogas da 999 kWe che potrà beneficiare degli incentivi (Tariffa Omnicomprensiva del 2008) fino al 2032 si richiede fin d'ora alla Città Metropolitana di Torino di considerare all'interno dell'A.U. (D.Lgs. 387/2003) la fase di transitorietà che ci sarà nei prossimi anni fino alla messa in esercizio dell'impianto biometano (indicativamente Giugno 2026). Si propone al tal fine di indicare che le prescrizioni gestionali abbiano decorrenza dalla messa in esercizio dell'impianto biometano.

8 LE AUTORIZZAZIONI E GLI ATTI DI ASSENSO

8.1 Check list degli atti di assenso

Effettuata l'analisi dei vincoli e del contesto territoriale sono stati identificati i seguenti atti di assenso necessari da ottenere nell'ambito dell'istruttoria provinciale.

Tabella 8-1: Elenco degli atti di assenso necessari

Atto di assenso Art. 6 D.Lgs. 28/2011, art. 12 D.Lgs. 387/2003		Necessario	Ottenuto
1	Titolo abilitativo (PAS, AU D.Lgs. 387/2003, PAUR D.Lgs. 152/2006)	✓	
2	Conformità Urbanistica (art. 6 28/2011)	✓	
3	Rispetto Norme di Sicurezza (art. 6 28/2011)	✓	
4	Rispetto Norme igienico sanitarie (art.6 28/2011)	✓	
5	Titolo di disponibilità del sedime dell'impianto	✓	
6	Titolo di disponibilità opere connesse		
7	Manomissione suolo pubblico opere connesse		
8	Preventivo gestore rete gas naturale	✓	
9	VIA o Verifica di assoggettabilità (D.Lgs. 152/2006)		
10	Autorizzazioni Ambientali (ex D.Lgs. 152/2006; ex Legge 447/95, ecc.)	✓	
11	Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) o Variante alla stessa		
12	Autorizzazione Paesaggistica D.Lgs. 42/2004	✓	
13	Pratica edilizia e comunicazioni ARPA per TRS nel caso di riutilizzo come sottoprodotto ex art. 184 bis del D.Lgs. 152/2006		
14	Valutazione di Incidenza (art. 5 DPR 357/1997)		
15	Documentazione Preliminare di Impatto Acustico (art. 8 L. 447/1994)	✓	
16	Notifica "Direttiva Seveso" (D.Lgs. 105/2015)		
17	Varianti Automatica strumento urbanistico (art. 12 D.Lgs. 387/2003)		
18	Parere conformità antincendio (DPR 151/2011)	✓	2
19	Parere Soprintendenza Archeologica (art.28 c.4 D.Lgs. 42/2004)	✓	3
20	Dichiarazione asseverata presenza o assenza interferenze con le reti di comunicazione elettronica (D.Lgs. 48/2024) - Ex Nulla osta MIMIT (R.D. 1775/1933 e D.Lgs. 259/2003)	Avvio lavori par. 8.19	

² La richiesta di parere è stata protocollata al competente Comando dei Vigili del Fuoco ed il parere sarà ottenuto a breve. Il proponente si impegna a non iniziare in nessun modo le attività di costruzione nelle more del ricevimento del parere stesso.

³ Si veda il par. 8.18

Atto di assenso
Art. 6 D.Lgs. 28/2011, art. 12 D.Lgs. 387/2003

		Necessario	Ottenuto
21	Parere Comando Militare dell'Esercito	✓	
22	Riconoscimento SOA ai sensi del Regolamento CE 1069/2009		
23	Ulteriori autorizzazioni per vincoli di tipo ambientale o ecologico (quali ad esempio vincolo idrogeologico, autorizzazioni idrauliche ex R.D. 523/1904, fasce rispetto cimitero, depuratori, ecc.)	✓	
24	Nulla osta o Autorizzazione in deroga per costruzione all'interno della fascia di rispetto stradale		
25	Nulla osta per interferenze con sottoservizi (ad esempio metanodotti, linee elettriche, reti acque, sorvolo, ecc.)	✓	

Come sopra ricordato, il Titolo Abilitativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto di digestione anaerobica può essere:

- Autorizzazione Unica art. 12 D.Lgs. 387/2003
- PAS art. 6 D.Lgs. 28/2011
- PAUR

L'Autorizzazione Unica è, nel caso in esame, idoneo titolo abilitativo per la realizzazione e l'esercizio dell'opera ai sensi dell'art. 8bis del D.Lgs. 28/2011.

Nei successivi paragrafi si darà evidenza degli elementi descrittivi rispetto agli assensi ritenuti necessari, evidenziando eventualmente la necessità di acquisire atti di assenso nell'ambito del procedimento come stabilito dall'art. 6 del D.Lgs. 28/2011 o dall'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

8.2 Conformità Urbanistica

La Conformità urbanistica è verificata dal Comune nell'ambito dell'istruttoria.

L'analisi condotta consente di confermare che:

- ☒ Il progetto è conforme allo Strumento Urbanistico Comunale
- ☒ Il progetto è conforme ai regolamenti comunali vigenti

8.3 Rispetto norme di Sicurezza

La progettazione e le modalità esecutive dell'opera sono coerenti con la vigente normativa in materia di sicurezza.

Nel procedimento sarà acquisito il parere della ASL competente.

8.4 Rispetto Norme igienico sanitarie

Nel procedimento sarà acquisito il Parere sanitario ex DPR 380/01.

In particolare, il progetto rispetta le pertinenti norme sanitarie previste dalla normativa vigente e dai regolamenti comunali.

8.5 Titolo di disponibilità del sedime dell'impianto

Le aree costituenti il lotto di impianto sono nella totale disponibilità effettiva del Proponente.

Nella tabella seguente si riporta il riepilogo delle aree costituenti il lotto di intervento, per i dettagli grafici si rimanda all'Elaborato planimetrico 1.

Tabella 8-2: Identificazione del lotto accorpato di progetto

Comune	Fg.	Part.	Sup. catastale (m ²)	Proprietario	Titolo di disponibilità Soc. Agr. Musinè S.S.
Avigliana	5	184, 210, 211, 212, 213, 286, 511, 513, 541	29.397	Baldon Guido - BLDGDU52P11G461N Baldon Cristian - BLDCST90C29E020E Baldon Simone - BLDSMN93M17E020F	Contratto di affitto del 01/07/2024
Caselette	14	21, 22, 27, 30, 33, 76, 78, 99, 106	18.113	Baldon Guido - BLDGDU52P11G461N Baldon Cristian - BLDCST90C29E020E Baldon Simone - BLDSMN93M17E020F	Contratto di affitto del 01/07/2024
SUPERFICIE TOTALE LOTTO [m²]			47.510		

La particella 106 del foglio 14 del Comune di Caselette rappresenta il lotto attuale dell'impianto. La disponibilità del terreno si fonda su un Contratto di affitto del 01/07/2024.

Le altre particelle come riportato nella precedente tabella presentano terreni la cui disponibilità si fonda su un contratto di affitto del 01/07/2024.

8.6 Titolo di disponibilità opere connesse

8.6.1 Viabilità di accesso

L'accesso all'area di impianto avverrà attraverso la viabilità esistente ed ordinariamente utilizzata dall'azienda.

8.6.2 Gasdotti

L'Autorizzazione Unica assente la realizzazione delle opere di rete gas di competenza aziendale e quindi del tratto fra l'upgrading ed il punto di consegna alla rete gas collocato all'interno del sedime di impianto di proprietà dell'azienda stessa.

Non sono quindi necessari ulteriori atti di assenso.

Sarà ceduta a SNAM un'area per la consegna del biometano pari a 400 m² circa (20,0 x 20,0 m) sul mappale 184 del Foglio 5 del Comune di Avigliana (si veda par. precedente). L'allacciamento alla rete di trasporto del gas sarà progettato e realizzato a cura di Snam S.p.A. La porzione di gasdotto

dal punto di consegna all'inserzione sulla rete pubblica è di competenza del Gestore che provvederà alla sua autorizzazione e realizzazione nei modi previsti dalla normativa vigente.

8.6.3 Rete elettrica

Il lotto di impianto è già servito da un cavidotto elettrico privato dell'azienda realizzato al servizio dell'impianto biogas esistente.

8.7 Manomissione suolo pubblico opere connesse

Non vi è necessità di ottenere autorizzazione alla manomissione di suolo pubblico, in quanto le opere in progetto interessano unicamente terreni di proprietà privata.

8.8 Preventivo gestore rete gas naturale

L'impianto sarà connesso alla rete nazionale SNAM. L'offerta di connessione con preventivo emesso in data 10/05/2024 (ORIMER/CONALL/507) è in fase di accettazione.

8.9 Valutazione di impatto ambientale o Verifica di Assoggettabilità

8.9.1 Normativa Nazionale

8.9.1.1 T.U. Ambiente - D.Lgs. 152/06

La riconversione dell'impianto di digestione anaerobica per la produzione di biometano da matrici NON classificate rifiuti NON rientra all'interno delle categorie progettuali di cui agli allegati da II a IV alla Parte II del D.Lgs. 152/06.

8.9.1.2 DM 30/03/2015

Con Decreto del 30/03/2015 sono state fornite ulteriori indicazioni in merito alle soglie per l'assoggettamento del progetto alla fase di verifica di valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome. In particolare, le soglie di riferimento sono da ridurre:

- nel caso di cumulo con altri progetti
- all'interno di determinate aree ad elevata sensibilità ambientale (zone umide, zone montuose o forestali, riserve e parchi naturali, zone classificate o protette ai sensi della normativa nazionale; zone protette speciali designate in base alle direttive 2009/147/CE e 92/43/CEE; ecc.).

Per quanto riguarda il **cumulo con altri progetti (par. 4.1 del DM)** è stata comunque eseguita una ricerca tramite il Portale della Provincia di Torino e sul sito del MASE dei progetti autorizzati e in corso ad oggi entro una fascia di un chilometro dal perimetro dell'area occupata dal progetto proposto. La ricerca non ha messo in evidenza altri progetti appartenenti alla stessa categoria progettuale o comunque altri progetti sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale entro 1 km.

Dal punto di vista del **Rischio di Incidente Rilevante (par. 4.2 del DM)**, l'impianto risulta sottosoglia.

Per quanto riguarda la localizzazione del progetto è stato verificato anche attraverso l'utilizzo del Geoportale della Regione Piemonte che il sito non ricade all'interno di:

- zone umide di importanza internazionale (Ramsar) – par. 4.3.1 del DM
- zone costiere, montuose – par. 4.3.2, 4.3.3 del DM
- riserve e parchi naturali istituiti ai sensi della legge n. 394/1991 – par. 4.3.4 del DM
- aree che compongono la rete Natura 2000, quindi Siti di importanza comunitaria (SIC), Zone di protezione speciale (ZPS) e Zone speciali di conservazione (ZSC) – par. 4.3.5 del DM.

Per quanto riguarda le zone nelle quali si sono verificati superamenti degli standard di qualità ambientale il DM al punto 4.3.6 indica che:

“Zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione europea sono già stati superati. Per zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione europea sono già stati superati si intendono:

per la qualità dell'aria ambiente, le aree di superamento definite dall'art. 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 155/2010, recante «Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa», relative agli inquinanti di cui agli allegati XI e XIII del citato decreto.

Ambito di applicazione: *si applica ai progetti dell'allegato IV di cui ai punti 1.c), 2.a), al punto 3, limitatamente alle lettere a), b), d), e), l), m), n), o), p), ai punti 4.h) e 4.i), ai punti 5.a), 5.b) e 5.d), al punto 6.a), al punto 7.a), ai punti 7.r) e 7.s), limitatamente agli impianti di incenerimento, ai punti 8.e) e 8.m), qualora producano emissioni significative degli inquinanti oggetto di superamento nelle aree sopra definite.”*

Le categorie progettuali elencate, relative ad allevamenti intensivi (1c), industria estrattiva (2a), Lavorazione dei metalli e dei prodotti minerali (3), Industria dei prodotti alimentari (4), Industria dei tessuti, del cuoio, del legno della carta (5), Industria della gomma e delle materie plastiche (6), progetti di zone industriali superiori a 40 ha (7a), impianti di smaltimento rifiuti (7r e 7s), **non sono pertinenti rispetto al progetto in esame.**

Con riferimento al paragrafo 4.3.7 del DM:

“Per zone a forte densità demografica si intendono i centri abitati, così come delimitati dagli strumenti urbanistici comunali, posti all'interno dei territori comunali con densità superiore a 500 abitanti per km² e popolazione di almeno 50.000 abitanti (EUROSTAT).”

I comuni di Avigliana e Caselette non appartengono alle zone a forte densità demografica, avendo una popolazione inferiore a 50.000 abitanti e inoltre il progetto risulta esterno al perimetro del centro abitato di Avigliana e Caselette e dei comuni limitrofi.

Infine, con riferimento al punto 4.3.8 del DM, **è stata valutata la presenza di Zone di importanza storica, culturale o archeologica.**

“Per zone di importanza storica, culturale o archeologica si intendono gli immobili e le aree di cui all'art. 136 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo n. 42/2004

dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 140 del medesimo decreto e gli immobili e le aree di interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico di cui all'art. 10, comma 3, lettera a), del medesimo decreto."

Come desumibile dall'analisi degli strumenti di pianificazione, eseguita nell'elaborato n. 7 "Analisi degli strumenti di pianificazione vigenti", il lotto di impianto è all'interno di un'area con beni paesaggistici e beni tutelati dagli art.li 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004. Inoltre, è stata verificata attraverso la consultazione del Portale "Vincoli in Rete" l'assenza di dichiarazione di notevole interesse pubblico e di beni tutelati dalla parte II del medesimo Decreto.

L'analisi dei criteri territoriali di cui al DM del 30/03/2015 ha permesso di escludere per il progetto in esame la necessità di riduzione delle soglie.

8.9.2 Normativa Regionale

In Regione Piemonte è stata recentemente approvata la Legge Regionale n.13 del 19/07/2023, che ha abrogato la storica L.R. 40/98 "Nuove disposizioni in materia di valutazione ambientale strategica, valutazione di impatto ambientale e autorizzazione ambientale integrata. Abrogazione della legge regionale 14 dicembre 1998, n. 40 (Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione)."

Il nuovo impianto di digestione anaerobica per la produzione di biometano da matrici NON classificate rifiuti NON rientra all'interno degli Allegati A e B della Legge Regionale n. 13/2023. **Il progetto non deve, quindi, essere sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale o Verifica di assoggettabilità alla VIA.**

8.10 Autorizzazioni Ambientali

Per la riconversione dell'impianto è necessario ottenere:

- l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs. 152/06 per le emissioni di tipo diffuso e per l'off-gas, per il quale non è definita una soglia minima;
- il nulla osta per la valutazione di impatto acustico di cui all'art. 8 comma 6, della Legge n. 447 del 26/10/1995.
- Il rinnovo dell'autorizzazione allo scarico delle acque reflue domestiche mediante trincea di subirrigazione negli strati superficiali del sottosuolo. L'autorizzazione è stata concessa all'interno dell'**Autorizzazione Unica n. 115 – 28952/2012 del 10/07/2012 attualmente in vigore**;

Tali autorizzazioni ambientali, di competenza della Provincia, dovranno essere conseguite nell'ambito del procedimento di Variante e Rinnovo dell'Autorizzazione Unica rilasciata all'azienda ai sensi del D.Lgs. 387/2003.

8.11 Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

☐ Lo stabilimento in esame rientra nelle categorie di AIA previste dal D.Lgs. 152/06.

☒ Lo stabilimento in esame NON rientra nelle categorie di AIA previste dal D.Lgs. 152/06.

8.12 Autorizzazione Paesaggistica

Il lotto d'intervento ricade in aree vincolate all'Autorizzazione Paesaggistica. Si rimanda all'Elaborato 9 "Relazione paesaggistica"

40

8.13 Gestione terre e rocce da scavo (TRS)

Relativamente alla gestione delle terre e rocce da scavo si precisa quanto segue.

Il materiale di risulta sarà **riutilizzato in sito ai sensi dell'art. 185 del D.Lgs. 152/2006**. Si eseguiranno le analisi del terreno come previsto dal DPR 120/2017 e dalle Linee Guida del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente n. 22/2019.

Si rimanda all'elaborato 11 "Vincolo Idrogeologico – Relazione tecnica" per maggiori dettagli.

8.14 Valutazione di Incidenza

Il sito in esame NON ricade all'interno di Aree Protette e Rete Natura2000, risultando quindi esterno ad Aree Protette e Siti della Rete Ecologica, Zone di Protezione Speciale (ZPS), Zone Speciali di Conservazione/Siti di Importanza Comunitaria (ZSC/SIC) e Siti di Importanza Regionale (SIR).

Si ritiene che considerata la distanza e la realizzazione all'interno dello stabilimento, l'intervento in progetto non possa determinare condizionamenti negativi e pertanto **non sia necessario procedere con la valutazione di incidenza**.

8.15 Documento preliminare di impatto acustico

È stata eseguita una Valutazione Previsionale di Impatto Acustico (Elaborato 11), a cui si rimanda.

8.16 Notifica D.Lgs. 105/2015 "Seveso"

L'impianto non è sottoposto agli obblighi previsti dal D.Lgs. 105/2015.

Si rimanda al capitolo 7.2 per maggiori dettagli.

8.17 Conformità antincendio ex DPR 151/2011

Il progetto è stato sottoposto, con separata istanza di cui si allega copia, al competente Comando dei Vigili del Fuoco, all'esame progetto ex DPR 151/2011. Per l'avvio dei lavori dovrà essere conseguito tale parere favorevole ed il proponente si impegna in ogni caso a non avviare i lavori nelle more dell'ottenimento del parere, come da dichiarazione allegata nell'Elaborato 0 "Documentazione Amministrativa".

8.18 Parere Soprintendenza Archeologica

Ai sensi del DM 10/09/2010:

“Nei casi in cui l'impianto non ricada in zona sottoposta a tutela ai sensi del D.Lgs. 42 del 2004, il proponente effettua una comunicazione alle competenti Soprintendenze per verificare la sussistenza di procedimenti di tutela ovvero di procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici, in itinere alla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione unica.”

Per il sito interessato, come approfondito in precedenza, è necessaria l'autorizzazione paesaggistica ex art. 146 del D.Lgs. 42/2004. **Si invia comunque prima della presentazione dell'istanza di A.U. la comunicazione alla Soprintendenza ai sensi di quanto indicato dal DM 10/09/2010;** copia di tale comunicazione è allegata nell'Elaborato 0 “Documentazione Amministrativa”.

8.19 Dichiarazione asseverata presenza o assenza interferenze con le reti di comunicazione elettronica

A far data dal 28 aprile 2024, data di entrata in vigore del D.Lgs. n. 48 del 24 marzo 2024 **non è più necessario l'ottenimento del Nulla Osta** da parte del Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT).

Richiamando il D.Lgs. 24 marzo 2024, n.48 recante “Disposizioni correttive al D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 207, di attuazione della direttiva (UE) 2018/1972 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, che modifica il D.Lgs. 1° agosto 2003, n. 259, recante il codice delle comunicazioni elettroniche”, l'articolo 56 del codice di cui al D.Lgs. n. 259 del 2003 è sostituito dal seguente:

Art. 56 (Impianti e condutture di energia elettrica, tubazioni metalliche sotterrate - interferenze)

1. **Per la costruzione, modifica o spostamento delle condutture di energia elettrica**, anche se subacquee e sui relativi atterraggi, a qualunque uso destinate e qualunque ne sia la classe secondo le definizioni adottate nel decreto del Ministro dei lavori pubblici 21 marzo 1988, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 79 del 5 aprile 1988, **i soggetti interessati sottoscrivono una dichiarazione asseverata da un professionista abilitato da cui risulti l'assenza o la presenza di interferenze con le reti di comunicazione elettronica.**
2. Per la costruzione, modifica o spostamento delle **tubazioni metalliche sotterrate**, a qualunque uso destinate, **i soggetti interessati sottoscrivono una dichiarazione asseverata da un professionista abilitato da cui risulti l'assenza o la presenza di interferenze con le reti di comunicazione elettronica.**
3. **Le società interessate presentano, prima dell'avvio dei lavori,** ai competenti Ispettorati territoriali, le dichiarazioni di cui ai commi 1 e 2, corredate da una dettagliata relazione a firma del professionista abilitato e dagli elaborati progettuali che attestino la conformità degli impianti, unitamente all'atto di sottomissione ove previsto dalla normativa vigente. Le dichiarazioni sostituiscono qualsiasi atto di assenso del Ministero sui relativi progetti ai sensi delle norme che regolano la materia, anche nell'ambito delle Conferenze di servizi di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.
4. Il Ministero vigila ed esercita controlli a campione, sulla realizzazione dei progetti di cui ai commi 1 e 2. I soggetti di cui al comma 3 sono tenuti a segnalare al Ministero l'inizio e la fine dei lavori inerenti al progetto, al fine di consentire l'accesso ai fini ispettivi del personale incaricato, nonché comunicare, nei termini e con le modalità prescritti, documenti, dati e notizie richiesti.

5. *Nelle interferenze tra cavi di comunicazione elettronica sotterrati e cavi di energia elettrica sotterrati devono essere osservate anche le norme generali per gli impianti elettrici adottate dagli organismi competenti in campo elettrotecnico, elettronico e delle comunicazioni elettroniche, nazionali ed internazionali riconosciuti dallo Stato. Le stesse norme generali, in quanto applicabili, devono essere osservate nelle interferenze tra cavi di comunicazione elettronica sotterrati e tubazioni metalliche sotterrate.*
6. *Qualora, a causa di impianti di energia elettrica, anche se approvati dalle autorità competenti, si abbia un turbamento o la presenza di interferenze alle reti di comunicazione elettronica, il Ministero promuove, sentite le predette autorità, lo spostamento degli impianti o adotta i provvedimenti idonei ad eliminare i disturbi, a norma dell'articolo 127 del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775. Le relative spese sono a carico di chi le rende necessarie.*
7. *Per le attività di vigilanza e controllo di cui al presente articolo sono dovuti al Ministero i compensi per le prestazioni conto terzi stabiliti con decreto del Ministro, adottato di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze.*

Pertanto, le Società proponenti, "per la costruzione, modifica o spostamento delle condutture di energia elettrica e/o delle tubazioni metalliche sotterrate", dovranno trasmettere a mezzo PEC all'Ispettorato Territoriale di competenza, prima dell'avvio dei lavori, una dichiarazione asseverata che sostituisce quindi qualsiasi atto di assenso del Ministero sui relativi progetti, anche nell'ambito delle Conferenze di servizi di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.

A corredo della dichiarazione dovrà essere prodotta la seguente documentazione che dovrà riguardare tutte le linee oggetto dell'impianto (dalla produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile sino al punto di consegna e ancora dal punto di consegna sino alla connessione e immissione alla RTN):

- dichiarazione asseverata da un professionista abilitato, da cui risulti l'assenza o la presenza di interferenze con le reti di comunicazione elettronica;
- dettagliata relazione ed elaborati progettuali a firma del professionista abilitato, che attestino la conformità degli impianti;
- atto di sottomissione in bollo da € 16,00, registrato presso il competente Ufficio del Registro dell'Agenzia delle Entrate.

8.20 Parere Comando Militare Esercito

Il sito non pare trovarsi in prossimità di zone sottoposte a vincolo militare. Tuttavia, per cautela, è stato inserito di richiedere al Comando Militare Esercito Piemonte il nulla osta, previsto dal DM 10/09/2010 "nel caso di impianti ubicati in prossimità di zone sottoposte a vincolo militare".

8.21 Riconoscimento SOA ai sensi del Regolamento CE 1069/2009

Il Regolamento 1069/2009 definisce le norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano e le relative procedure a cui sono soggetti gli impianti che utilizzano SOA; gli impianti soggetti a procedura di riconoscimento sono individuati all'interno dell'Art. 23:

"Gli operatori assicurano che gli stabilimenti o impianti sotto il loro controllo siano riconosciuti dalle autorità competenti, qualora tali stabilimenti o impianti svolgano una o più delle seguenti attività:

(...)

g) trasformazione di sottoprodotti di origine animale e/o di prodotti derivati in biogas o compost

(...)"

Se si considera che i reflui di origine zootecnica sono, ai sensi dell'Art. 9 del Reg. CE 1069/2009, sottoprodotti di origine animale (stallatico) e che, tra gli smaltimenti previsti all'Art. 13 è contemplato anche l'impiego in impianti biogas, emerge immediatamente come gli impianti che utilizzano reflui come matrice in ingresso debbano essere soggetti a riconoscimento ai sensi del Reg. 1069/2009.

A livello nazionale la Presidenza del Consiglio dei Ministri - Conferenza Unificata ha adottato, con Rep. Atti n. 20/CU del 7/2/2013, le "Linee guida per l'applicazione del Regolamento (CE) 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 ottobre 2009 recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il Regolamento (CE) n.1774/2002"; tali Linee Guida Nazionali sono state, a loro volta, adottate integralmente dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 18-6184 del 29 luglio 2013. Il documento in oggetto prevede, all'Art. 3, alcuni casi di esclusione dal riconoscimento:

"Sono esclusi dal riconoscimento e dalla registrazione, in conformità al regolamento (CE) 1069/2009, e in quanto contemplati da altre disposizioni nazionali di recepimento di normative comunitarie, i seguenti impianti:

(...)

d) impianti di biogas e compostaggio, annessi all'azienda agricola, qualora introducano stallatico, comprendente anche gli effluenti di allevamento così come definiti dal DM 7 aprile 2006, prodotti dalla stessa azienda (stesso codice aziendale) e/o consorzi interaziendali che introducano stallatico, come unico ed esclusivo sottoprodotto di origine animale in conformità al DM 7 aprile 2006, secondo modalità stabilite dalle Regioni e Province Autonome;

(...)"

La Regione Piemonte ha inoltre emesso un chiarimento relativamente a questo caso di esclusione; il documento, recante protocollo 8870DB2017 del 17 aprile 2014, fornisce una definizione di consorzio interaziendale:

"Consorzi interaziendali: forme associative di aziende agricole, caratterizzate da un rapporto stabile e duraturo tra le parti, i cui flussi di stallatico sono tracciati nell'ambito del sistema dell'Anagrafe Unica delle Aziende Agricole secondo quanto indicato dal Regolamento Regionale 10/R 2007 e s.m.i."

La comunicazione definisce inoltre i casi in cui gli impianti a biogas debbano essere ritenuti esclusi dal riconoscimento:

- Impianto singolo che usa esclusivamente stallatico di sua produzione;
- Impianto cooperativo che ritira stallatico esclusivamente dei soci della cooperativa;
- Impianto consorziato con allevatori terzi che cedono stallatico all'impianto nell'ambito di un consorzio gestione reflui

La società Proponente è consorziata, così come i suoi fornitori esterni, al Consorzio Monviso Agroenergia che ha, tra le varie attività dell'oggetto sociale, anche quella della gestione reflui tra i suoi consorziati. Da quanto riportato emerge quindi come, per tale casistica, non sia necessario procedere al riconoscimento dell'impianto ai sensi del Regolamento (CE) 1069/2009.

8.22 Ulteriori autorizzazioni per vincoli di tipo ambientale o ecologico

Non sono necessarie ulteriori autorizzazioni per vincoli di tipo ambientale.

8.23 Interferenze con sottoservizi

È stata rilevata interferenza con il metanodotto SNAM Condove e All. Verteve da 24 bar con diametro di 0,3 m, interrato a 2,10 m. secondo il progetto incroceranno il metanodotto, a una profondità di 0,7 m quattro tubazioni che collegano il lotto upgrading con la sezione di digestione dell'impianto e di cavidotti in bassa tensione. In particolare:

- tubazione del flusso di biogas verso l'upgrading, diametro 10 cm
- tubazione del biometano fuori specifica di ritorno dall'upgrading al sistema di digestione, diametro 10 cm
- tubazione condense, diametro 10 cm
- tubazione antincendio, diametro 5 cm
- cavidotti elettrici BT utente

Considerando che il metanodotto sarà a circa 1,4 m più in profondità non si prevedono problematiche di interferenza con l'infrastruttura. Si rimanda all'elaborato grafico 5 per la rappresentazione grafica della sezione dell'area interessata dal passaggio delle tubazioni.

Si riporta inoltre che parte della sezione di upgrading ricade all'interno della fascia di rispetto di 50 m dall'elettrodotto di alta tensione TERNA, ma fuori dalla fascia di 30 metri detta distanza di primo ribaltamento.

Anche in questo caso non si prevedono interferenze alla suddetta infrastruttura. Si richiede comunque a TERNA il rilascio del suo nulla osta.

Si rimanda all'elaborato planimetrico 6 per la rappresentazione grafica delle fasce citate.

9 LA PROPOSTA PROGETTUALE

45

9.1 L'impianto e gli obiettivi generali del processo

Il biogas ottenuto mediante classica digestione anaerobica di reflui zootecnici e biomasse agricole verrà sottoposto ad un processo di upgrading, al fine di nobilitarne la composizione ed ottenere biometano. Verrà quindi immesso in rete per poter essere utilizzato in sistemi cogenerativi.

Il biometano deriva da un processo di raffinazione del biogas finalizzato ad ottenerne un grado di purezza mediamente superiore al 95%, ma comunque conforme con la normativa vigente. Il biometano così prodotto possiede un indice calorifico e un indice di Wobbe superiore al semplice biogas e può essere immesso in rete ai sensi del DM 15 settembre 2022.

Il digestato prodotto verrà separato per ottenere una frazione liquida ed una fase solida, che verranno destinate allo spandimento agronomico in parte sui terreni aziendali mentre la restante quota verrà ceduta a terzi.

L'impianto di produzione del biometano proposto verrà realizzato con l'impiego di tecnologie standard di digestione anaerobica **WET** comunemente impiegate nel contesto agricolo, abbinate ad un upgrading di tipo a **Membrane**. Le vasche di digestione, dotate di cupola gasometrica, adeguatamente miscelate sono seguite dallo stoccaggio in vasche circolari, anch'esse coperte.

Il biogas prodotto viene deumidificato, depurato ed inviato alla sezione di upgrading al fine di ottenere biometano che verrà successivamente immesso in rete, una volta stabilita la sua conformità.

L'impianto sarà in grado di produrre circa 281 Nm³/h lordi di metano contenuto nel biogas, di cui circa 208 Nm³/h saranno immessi nella rete nazionale del metano, mentre gli altri saranno consumati in sito per l'autoproduzione dell'energia elettrica e termica necessaria per il processo. **La Capacità di Produzione (Cp) riportata sulla targa del sistema di upgrading sarà di 250 Sm³/h.**

9.2 Le matrici di alimentazione dell'impianto

Le matrici impiegate saranno esclusivamente agricole (reflui zootecnici, biomasse vegetali e sottoprodotti agro-industriali), in autoproduzione e in parte acquistato da aziende terze fornitrici. Di seguito in Tabella 9-1 si riporta il piano di alimentazione proposto.

Tabella 9-1: Piano di alimentazione proposto

Descrizione	t/y	t/d
Letame bovini paglia	4.521	12,40
Liquame bovini	9.892	27,10
Triticale insilato	2.190	6,00
Orzo insilato	365	1,00
Frumento pianta intera insilato	365	1,00
Loietto o loiessa insilato	365	0,50
Mais pianta intera insilato	10.220	1,00
Mais pastone integrale	1.825	5,00
Mais granella	183	0,50
Sorgo granella insilato	365	1,00
Mais stocco insilato	365	1,00
Sottoprodotti lavorazione cereali	183	0,50
TOTALE MATRICI	30.838	84,5

Volendo autorizzare una capacità massima di alimentazione, **si può affermare fin d'ora che la capacità massima sarà pari a 30.838 tonnellate annue.**

L'obiettivo generale del processo è la produzione di **biometano da immettere in rete** per usi industriali ammessi dal DM 15 settembre 2022 e la produzione di **digestato classificabile come digestato agro-industriale** ai sensi dell'art. 22 del Decreto Interministeriale 25 febbraio 2016. Tale digestato è considerato sottoprodotto ai sensi dell'art. 164-bis del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, qualora destinato ad utilizzazione agronomica.

9.3 Il nuovo assetto impiantistico: gli interventi a progetto

L'impianto in progetto prevedrà la realizzazione delle seguenti strutture:

Tabella 9-2: Le sezioni del nuovo impianto riconvertito

Codice	Sezione
I	STOCCAGGI IN INGRESSO
L	CARICO MATRICI
D	DIGESTIONE
G	LINEA GAS E PULIZIA BIOGAS
E	PRODUZIONE ENERGIA
B	PRODUZIONE BIOMETANO
S	SEPARAZIONE SOLIDO LIQUIDO
V	STOCCAGGIO DIGESTATO
T	SERVIZI GENERALI IMPIANTO
M	GESTIONE ACQUE METEORICHE

L'intervento prevede il mantenimento sostanziale dell'impianto esistente, con la realizzazione di alcuni, importanti, interventi:

- Ampliamento sezione di pulizia del biogas e nuova sezione di produzione del Biometano (B)
- Installazione di una nuova unità di cogenerazione con potenza inferiore rispetto all'attuale, installazione di una caldaia di back-up termico (E).

- Realizzazione di una nuova vasca di stoccaggio per il separato liquido e realizzazione tettoia per la platea del digestato solido in uscita (V)
- Realizzazione di una terza trincea tramite ampliamento a partire dalla TR2.

Negli elaborati grafici si noterà come intenzione dell'azienda di mantenere il cogeneratore attuale da 999 kW, il relativo chiller ecc... Tale scelta riguarderà sia il periodo transitorio fra l'ottenimento della modifica dell'A.U. da parte della Provincia e l'avviamento dell'impianto biometano (indicativamente Giugno 2026) nel quale l'azienda potrà continuare ad esercire in modalità elettrica. Dopo l'avviamento a biometano, verrà comunque mantenuto lo stesso motore attualmente installato.

Tabella 9-3 - Parti dell'impianto in assetto riconvertito

Sezione	Codice	Descrizione	Dimensioni
I	TR1	Trincea – Stoccaggio insilati in ingresso	88,3 x 21,0 h 4,5 m
I	TR2	Trincea – Stoccaggio insilati in ingresso	81,3 x 22,0 h 4,5 m
I	TR3	Trincea – Stoccaggio insilati in ingresso	81,3 x 12,0 h 4,5 m
I	PL1	Platea letame in ingresso	17,0 x 13,0 x 7 m
I	PV1	Prevasca di carico ai digestori	Ø 8 m h 3 m
L	TC1	Tramoggia di carico	
D	DI1	Digestore primario solettato (corona circolare)	9,7 m h 6 m
D	DI2	Digestore secondario solettato	Ø 22 m h 6 m
G	CH1	Chiller per deumidificazione	
G	CH2	Chiller per deumidificazione	
G	AC1	Serbatoi carboni attivi	
G	SB1	Scrubber basico (colonna desolforazione)	
G	TO2	Torcia di emergenza	
G	PC2	Pozzetto condense	
E	BO1	Caldiaia a biogas	
E	GS1	Cogeneratore	
E	CE1	Cabina elettrica (locale trasformatore)	
B	UP1	Sistema di Upgrading a membrane	
B	CO1	Compressore di rete	
B	CO2	Compressore di rete	
B	RE1	Cabina REMI	
B	RT2	Post combustore off gas	
S	SE1	Separatore solido liquido	
V	TD1	Platea di stoccaggio digestato solido	25 x 20 m
V	TD2	Tettoia di stoccaggio digestato solido	25 x 20 m
V	VD1	Vasca di stoccaggio coperta a recupero gas 30 gg	Ø 30 m h 6 m
V	VD2	Vasca di stoccaggio coperta telo a tenda	Ø 30 m h 6 m
V	VD3	Vasca di stoccaggio coperta telo a tenda	Ø 32 m h 6 m
V	VP1	Pozzetto svuotamento	
M	PP0	Pozzetto deviatore acque meteoriche	1 x 1 x 1 m
M	PP1	Vasca raccolta prima pioggia (ex raccolta colaticci)	2,5 x 2,5 m h 3 m
T	LT1	Locale tecnico pompaggio digestori	
T	LT2	Locale tecnico dipendenti	
T	LT3	Locale tecnico antincendio	
T	LT4	Locale tecnico pesa	
T	PE1	Pesa	

9.4 Sezione di stoccaggio materiali in ingresso (I)

9.4.1 Trincee di stoccaggio biomasse vegetali TR1, TR2, TR3

Verranno mantenute le due trincee a pianta rettangolare esistenti (TR1 e TR2) per lo stoccaggio della biomassa vegetale, con le caratteristiche costruttive specificate nella Tabella 9-4 sottostante. La trincea TR3 di nuova realizzazione presenterà muri su due lati.

La biomassa verrà compattata in fase di stoccaggio e poi coperta con telo in PVC su di essa adagiato e fissato alle pareti laterali, in modo da evitare l'infiltrazione dell'acqua piovana sul materiale insilato e, soprattutto, l'apporto di ossigeno. L'ossigeno presente naturalmente all'interno della massa verrà consumato nel primissimo periodo della maturazione dell'insilato da parte dei batteri aerobi presenti, che abbassano di norma il pH fino a valori compresi tra 4 e 5 (fermentazione acetica). A partire dal 2° giorno dallo riempimento dei sili, inizierà la fermentazione lattica, che si svilupperà gradualmente con crescente intensità, per raggiungere, dopo circa 15-20 giorni, il grado critico di acidità compreso fra pH 4,2 e 3,8 che assicura le condizioni fondamentali dell'insilamento, cioè l'inibizione dei batteri butirrici e proteolitici e dei fenomeni di deaminazione; in caso di cattiva costipazione e chiusura dei sili si svilupperebbero i batteri butirrici invece di quelli lattici (pH pari a circa 5), che innescerebbero la fermentazione butirrica, la cui attività è dannosa in quanto riduce nettamente il valore energetico della biomassa. Verrà pertanto posta particolare cura nella costipazione dell'insilato e nella chiusura ermetica dei sili al fine di favorirne la conservazione ottimale e di evitare fenomeni fermentativi dannosi.

Le biomasse verranno caricate nel digestore primario DI1 mediante tramoggia di carico TC1.

Tabella 9-4: Parametri dimensionali trincee esistenti ed a progetto.

Codice	Esistente Sì/No	Copertura Tipo	S m ²	L1 m	L2 m	h m	V m ³
TR1	Sì	Telo nylon	1.854	88,3	21	4,5	8.344
TR2	Sì	Telo nylon	1.789	81,3	22	4,5	8.049
TR3	No	Telo nylon	976	81,3	12	4,5	4.390
TOT			4.619				20.783

9.4.2 Platea stoccaggio refluo PL1

Il refluo zootecnico solido in ingresso all'impianto verrà stoccato presso la platea esistente, chiusa su tre lati. Presenta una superficie di circa 175 m². Presenta un cordolo di altezza pari a 30 cm lungo i lati Nord ed Est ed una leggera pendenza verso Sud, che permette la raccolta dei colaticci formati all'interno di un pozzetto; da qui i colaticci verranno convogliati alla prevasca di carico PV1.

9.5 Sezione di carico delle matrici all'alimentazione (L)

9.5.1 Prevasca di carico PV1

La prevasca di carico circolari PV1 sarà utilizzata per lo scarico del liquame. Presenta diametro utile di 8 m e altezza 4 m. La prevasca è interrata e coperta con soletta in cls, presenta botola di caricamento che sarà aperta unicamente durante il caricamento del liquame, in modo da limitare l'emissione di odori e inquinanti. Il materiale all'interno della prevasca potrà essere movimentato per mezzo di un miscelatore.

I parametri dimensionali della prevasca di carico sono riassunti di seguito.

Tabella 9-5: Parametri dimensionali delle prevasche di carico a progetto

Codice	Esistente	Tipo	L1	L2	Ø	h	Franco	S	V lordo	V netto	HRT
			m	m	m	m	m	m ²	m ³	m ³	d
PV1	Sì	Circolare			8,0	4	0,4	50,3	222	201	2,2
TOT								50,3	222	201	2,2

9.6 Sezione di digestione anaerobica (D)

9.6.1 Digestori

Nello stato a progetto si prevede di non modificare l'assetto strutturale concentrico dei due digestori per la digestione anaerobica. DI2 interno e DI1 posto come corona circolare esterna.

I digestori presentano un interrimento di 2,85 m e le loro caratteristiche geometriche sono sintetizzate nella seguente tabella. Nel calcolo del tempo di ritenzione sono state considerate le tonnellate in ingresso e non i m³, in quanto la densità del materiale in ingresso è maggiore di quella del materiale a riposo a causa dell'azione di compattamento effettuata in tramoggia. Il tempo di ritenzione calcolato, di circa 68 giorni, è considerato adeguato al pieno sfruttamento del potere metanigeno delle biomasse utilizzate. Occorre considerare, infatti, che eventuali ulteriori formazioni di gas in post metanazione potranno, in ogni caso, essere raccolte dalla vasca di stoccaggio a recupero VD1.

Tabella 9-6: Ritenzione idraulica sezione di digestione

Cod.	Esist.	Copertura	Tipo	Ø	h	S	V lordo	Fr	V netto	V IN	HRT
				m	m	m ²	m ³	m	m ³	m ³ /d	d
DI1	Sì	Gasometro	Primario	9,8	6	1005,3	6031,9	0,3	5.730,3	117,6	49,5
DI2	Sì	Gasometro	Secondario	22,0	6	380,1	2.280,8	0,3	2.166,8	111,4	19,8
TOT						1385,4	8.312,7		7.897,0		69,3

I digestori saranno costantemente pieni al netto di un franco (Fr) di circa 0,3 m e saranno miscelati con appositi agitatori interni e riscaldati al fine di favorire la produzione di metano.

All'interno dei digestori il materiale è mantenuto alla temperatura richiesta (regime mesofilo, 43°C) mediante serpentine che percorrono circolarmente la parete interna dei fermentatori.

9.7 Sezione di produzione del biometano (B)

9.7.1 Controllo del processo

Una corretta alimentazione del digestore anaerobico è il fattore primario di successo della digestione anaerobica e il presupposto per la riuscita economica dell'impresa.

I parametri chimici indispensabili per valutare una biomassa e formulare una razione equilibrata e produttiva sono: il contenuto di solidi totali, il contenuto di solidi volatili e carbonio, il contenuto di azoto e il rapporto C/N (carbonio/azoto), il contenuto di fosforo e potassio, la produttività potenziale di biogas.

- Il **contenuto di sostanza secca** indica quanto è concentrato il materiale introdotto nel digestore. Per i sistemi CSTR (digestori completamente miscelati) di tipo WET il contenuto di sostanza secca all'interno del digestore deve essere di circa il 10-15%. In digestori di tipo DRY o semi DRY tale valore è fra il 15 ed il 20%.
- Il contenuto di **solidi volatili** indica la quantità di sostanza organica contenuta nella biomassa e potenzialmente trasformabile in biogas. Il carbonio rappresenta una parte di tutta la sostanza organica presente (approssimativamente il 50%).
- Il contenuto di **azoto** è fondamentale per il corretto svolgimento dei processi biologici. In particolare, il rapporto ottimale tra carbonio e azoto per la digestione anaerobica è indicato < 30 (Wilkie & Colleran, 1986). Un contenuto di azoto insufficiente rispetto al carbonio ($C/N > 30$) rallenta il tasso di crescita microbica e tutte le reazioni di trasformazione del substrato in biogas.
- La **richiesta di fosforo e potassio** è più limitata rispetto a quella di azoto, il range ottimale C/P (carbonio/fosforo) è indicato tra 120 e 150.
- Il **rapporto C/K** (carbonio/potassio) invece è indicato tra 45 e 100 (Kayhanian & Rich, 1995).

La reazione di metanazione è la reazione più lenta e condiziona l'intera velocità del processo. Se si mantiene l'equilibrio tra la quantità di acido acetico prodotta nella fase acidogena e la quantità metabolizzata a metano si parla di condizioni metanogene stabili. Diversamente, l'accumulo di acido acetico non ancora metabolizzato a metano determina un rallentamento dei processi, tossicità per i batteri metanigeni, acidificazione del mezzo e, in certe condizioni, anche blocco del digestore e della produzione di biogas.

Nei sistemi WET, per favorire le condizioni metanogene stabili si bilancia il rapporto tra materiale già digerito, il digestato, e materiale fresco ancora da decomporre. Il digestato funge da inoculo fornendo batteri metanigeni acclimatati e contribuisce a tamponare l'acidità dovuta alle prime reazioni di degradazione della sostanza organica.

I valori di carico organico dei digestori non dovranno superare, a seconda del materiale introdotto, valori di 2-6 kg V.S./m³ giorno per processi in digestori completamente miscelati.

I parametri chimici di processo vengono determinati sul materiale prelevato nell'ambiente di reazione (digestore) per verificare il perdurare di condizioni metanogene stabili.

I principali parametri del processo di digestione anaerobica sono i seguenti:

Tabella 9-7: Grandezze utilizzate per la gestione del processo

GRANDEZZE UTILIZZATE PER LA GESTIONE DEL PROCESSO	
TS	Solidi totali, ossia il contenuto in sostanza secca di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105 °C per 24 ore. Questi rappresentano, in prima approssimazione, la somma della frazione organica e di quella inerte del substrato
TVS	Solidi totali volatili, cioè la frazione di sostanza secca che risulta volatilizzata per combustione a 550 °C fino a peso costante. Questi rappresentano, in prima approssimazione la frazione organica della sostanza secca, calcolata come differenza dei valori di TS e TFS (solidi totali fissi) che rappresentano la frazione inerte, costituita per lo più, da composti inorganici, misurata per pesata dopo il trattamento a 550 °C
COD	Domanda chimica di ossigeno. Quantità di ossigeno consumato per l'ossidazione della sostanza organica, determinata attraverso l'utilizzo di un forte agente chimico ossidante (K ₂ Cr ₂ O ₇) in ambiente acido.
BOD₅	Quantità di ossigeno consumata in 5 giorni, in condizioni controllate, per l'ossidazione biologica della sostanza organica presente nel campione
BODL	Domanda biologica di ossigeno a 20 giorni

Tabella 9-8: Parametri di gestione del reattore

PARAMETRI DI GESTIONE DEL REATTORE	
HRT	<p>Il tempo medio di residenza idraulico (HRT) è definito come il rapporto tra il volume del reattore considerato e la portata di alimentazione al reattore:</p> $HRT = \frac{V}{Q}$ <p>dove: HRT, tempo medio di residenza idraulico, [giorni]; V, volume del reattore, [m³]; Q, portata al reattore, [m³/giorno].</p> <p>Esso rappresenta il tempo di permanenza di ogni elemento di fluido all'interno di un reattore. Ciò è vero in senso stretto per i soli reattori ideali, mentre nel caso dei reattori reali assumerà il senso di tempo di permanenza medio per i vari elementi di fluido, che permarranno tempi diversi all'interno del reattore in relazione alla sua geometria e ad altri parametri caratteristici del reattore.</p>
SRT	<p>Tempo medio di residenza dei fanghi (SRT) è il tempo medio di residenza dei fanghi all'interno del reattore è dato dal rapporto tra la massa totale di solidi volatili presenti nel reattore e la portata di solidi estratta dal reattore. Se la quantità di biomassa prodotta per crescita cellulare è pari alla quantità estratta dal reattore la concentrazione di biomassa attiva all'interno rimane costante nel tempo e si parlerà di condizioni di stato stazionario. Anche in questo caso valgono le considerazioni riportate per l'HRT in relazione al reattore ideale o reale. Si avrà quindi:</p> $SRT = \frac{V * x}{Q}$ <p>dove: SRT, tempo medio di residenza dei fanghi, [giorni]; V, volume del reattore, [m³]; X, concentrazione dei solidi volatili all'interno del reattore, [kgTVS/m³]; W, portata di sostanza volatile estratta dal reattore, [kgTVS/giorno].</p>

OLR	<p>Il carico organico volumetrico di substrato applicato al reattore è definito come la quantità di substrato entrante nel reattore riferita all'unità di volume del reattore stesso ed al tempo.</p> <p>Analiticamente:</p> $OLR = \frac{Q * S}{V}$ <p>dove:</p> <p>OLR, fattore di carico organico volumetrico in termini di substrato riferito al volume del reattore, [kg substrato/m³ reattore giorno];</p> <p>Q, portata influente, [m³/giorno];</p> <p>S, concentrazione di substrato nella portata influente, [kg/m³];</p> <p>V, volume del reattore, [m³].</p> <p>Questo parametro viene di norma calcolato sulla base del volume utile del reattore e può essere riferito a diverse unità di misura utilizzate per esprimere la concentrazione di biomassa (TS, TVS, COD, BOD).</p>
CF	<p>Carico organico riferito alla biomassa o ai solidi volatili nel reattore (CF).</p> <p>Questo viene definito come la quantità di substrato entrante nel reattore riferita alla quantità di sostanza volatile presente nel reattore nell'unità di tempo. Cioè:</p> $CF = \frac{Q * S}{V * x}$ <p>dove:</p> <p>CF, fattore di carico organico in termini di substrato (riferito alla biomassa o a i solidi volatili nel reattore), [kg substrato/kgTVS giorno];</p> <p>Q, portata influente, [m³/giorno];</p> <p>S, concentrazione di substrato nella portata influente, [kgTVS/m³];</p> <p>V, volume del reattore, [m³];</p> <p>X, concentrazione dei solidi volatili all'interno del reattore, [kgTVS/m³].</p> <p>Questo parametro è di difficile uso nella comparazione delle prestazioni dei diversi processi di digestione anaerobica in quanto è complesso distinguere il contenuto della sostanza volatile nel reattore associabile alla biomassa attiva rispetto al substrato.</p>
SGP	<p>Produzione specifica di gas (SGP). Questo parametro rappresenta la quantità di biogas che viene prodotta per quantità di sostanza volatile alimentata al reattore; viene quindi espressa in termini di m³biogas/kg substrato alimentato. Questo parametro, molto utilizzato per definire le rese dei processi di digestione anaerobica, è in realtà strettamente correlato alla biodegradabilità del substrato trattato piuttosto che alle proprietà del processo adottato. Dal punto di vista analitico è espresso come il rapporto:</p> $SGP = \frac{Q_{biogas}}{Q * S}$ <p>Dove:</p> <p>SGP, produzione specifica di biogas, [m³biogas/kgsubstratoalimentato];</p> <p>Q_{biogas}, portata di biogas prodotto, [m³/giorno];</p> <p>Q, portata influente, [m³/giorno];</p> <p>S, concentrazione di substrato nella portata influente, [kg substrato/m³].</p>
GPR	<p>Velocità di produzione del biogas (GPR). È definita come la portata di biogas prodotto rispetto al volume del reattore ed al tempo:</p> $GPR = \frac{Q_{biogas}}{V}$

dove:
GPR, velocità di produzione del biogas, [m³biogas /m³ reattore giorno];
Qbiogas, portata di biogas prodotto, [m³/giorno];
V, volume del reattore, [m³].

Tabella 9-9: Parametri di stabilità del processo

PARAMETRI DI STABILITA' DEL PROCESSO	
pH	<p>Il pH fornisce un'indicazione della stabilità del mezzo di reazione, in quanto una sua variazione è associata sia alla capacità tamponante del sistema da parte del mezzo di reazione che a variazioni dell'equilibrio tra le specie che partecipano alla catena trofica dei microrganismi coinvolti nel processo. Per valori di pH compresi tra 6,5 e 7,5 il processo di digestione è generalmente considerato stabile. Il valore del pH in un digestore è determinato essenzialmente dalla presenza di CO₂ nel mezzo liquido, e quindi dalla sua pressione parziale nel biogas e dai valori di concentrazioni degli acidi grassi volatili e dell'ammoniaca. Occorre rilevare che questo parametro è in grado di indicare condizioni di squilibrio del sistema, ma solo con un certo ritardo rispetto all'evoluzione dell'effetto tampone del mezzo.</p> <p>Infatti, la variazione di pH appare evidente quando ormai il bicarbonato ha terminato la sua attività tamponante. Quando, cioè, questo è stato completamente consumato secondo le reazioni di equilibrio di seguito riportate:</p> $H-R \leftrightarrow R^- + H^+ + NaHCO_3 \leftrightarrow NaR + H_2O + CO_2$ <p>Dove H-R indica un acido organico. Questa dinamica è rappresentata in figura 1.6 dove è riportato l'andamento del pH e dell'alcalinità in funzione dell'acidità, espressa in termini di milliequivalenti di acidi organici. È evidente la maggior pendenza, e quindi velocità di scomparsa, dell'alcalinità rispetto all'evoluzione del pH. È quindi necessario associare al pH gli altri parametri di controllo fondamentali quali l'alcalinità del mezzo, la concentrazione di acidi grassi volatili e la composizione del biogas ed in particolare fare riferimento ai loro andamenti.</p> <p>Problemi possono sorgere anche nel caso di innalzamenti eccessivi del pH nel reattore:</p> <p>in queste condizioni, infatti, l'equilibrio tra l'ammoniaca e la sua specie protonata, l'ammonio, si sposta a favore della prima.</p>
Alcalinità	<p>Alcalinità (effetto tampone). L'alcalinità rappresenta la capacità di un sistema di neutralizzare protoni ed è generalmente espressa in termini di concentrazione di carbonato di calcio. Questa viene determinata, analiticamente, sulla fase liquida presente nel reattore, per titolazione con acido cloridrico. Valori di alcalinità dell'ordine di 3000-5000 mg CaCO₃ per litro sono tipici per i digestori anaerobici operanti in condizioni stabili (Hawkes, Stafford, & Horton, 1980).</p> <p>Durante la titolazione, dapprima fino a pH 6, si satura il sistema tampone imputabile alla presenza del bicarbonato del sistema e successivamente, proseguendo la titolazione sino a pH 4, vengono titolate tutte le rimanenti basi coniugate, quali gli acidi grassi volatili ed altri anioni (fosfati, zolfo, silicati...).</p> <p>La differenza tra le alcalinità determinate a pH 6 e a pH 4 fornisce quindi, in</p>

	<p>prima approssimazione, la concentrazione di acidi grassi volatili presenti nel mezzo (IRSACNR, 1985). L'alcalinità di un digestore anaerobico è determinata essenzialmente dalla presenza di un sistema tampone dovuto alla coesistenza di ammoniaca, originata dalla degradazione di proteine, e di bicarbonato, derivante dalla dissoluzione del biossido di carbonio nel mezzo.</p> <p>L'interazione del biossido di carbonio con la fase liquida e la conseguente formazione del sistema tampone determinato dalla contemporanea presenza di acido carbonico ed ammonio prende il nome di sistema calco-acetico.</p>
Acidi grassi volatili (VFA)	<p>Il livello di concentrazione degli acidi volatili, generalmente espresso in termini di acido acetico o di COD, dipende dal tipo di substrato trattato, e varia da circa 200 fino a 2000 mgAc/l. Di norma non è la concentrazione assoluta ad essere assunta come parametro di stabilità ma piuttosto la variazione di concentrazione: variazioni repentine con incremento della concentrazione indicano che il processo sta scivolando verso processi acidogenici piuttosto che metanigenici. In generale si potrà osservare che un incremento degli acidi volatili è conseguente all'aumentato carico di substrato da trattare che determina l'accelerazione dei fenomeni idrolitici ed acidogenici con conseguente sbilanciamento della catena trofica e variazione del sistema verso condizioni di basso pH a seguito dell'esaurimento della capacità tamponante del mezzo.</p> <p>Il valore di concentrazione degli acidi grassi volatili non va disgiunto dal dato della produzione del biogas e dalla sua composizione, oltre che dai dati relativi a pH ed alcalinità.</p>
Acidi grassi / alcalinità	<p>La concentrazione degli acidi grassi volatili e l'alcalinità sono i due parametri che mostrano una più rapida variazione quando il sistema tende ad allontanarsi da condizioni di stabilità.</p> <p>Dal momento che, in caso di problemi, la concentrazione degli acidi grassi tende ad aumentare mentre l'alcalinità tende a diminuire, un utile parametro da considerare è il rapporto tra queste due grandezze. Gli acidi grassi, al numeratore, sono espressi in termini di acido acetico, mentre l'alcalinità viene espressa in termini di concentrazione del carbonato di calcio. Valori del rapporto intorno a 0.3 indicano una operatività stabile del digestore, mentre valori superiori possono indicare l'insorgere di problemi di stabilità. Si esprime spesso con l'indice FOS/TAC (L'acronimo FOS sta per «Flüchtige Organische Säuren» (Acidi Organici Volatili), ed è misurato in mg HAc_{eq}/l; TAC sta per «Totales Anorganisches Carbonat» (Capacità di Tamponamento Alcalina), espressa in mg CaCO₃/l.</p>
Idrogeno H	<p>Contenuto di idrogeno nel biogas. Alcuni autori suggeriscono il monitoraggio dell'idrogeno nel gas ma, data la sua bassa concentrazione, è una procedura poco utilizzata a livello industriale mentre è maggiormente diffusa nell'ambito della ricerca scientifica.</p>
Temperatura T °C	<p>Dato che i processi di degradazione anaerobica sono determinati dall'attività di popolazioni microbiche eterogenee l'effetto delle variazioni di temperatura è particolarmente importante. Ciò è imputabile al fatto che, al variare della temperatura, non si avrà un semplice rallentamento o accelerazione dei processi metabolici ma la vera e propria sostituzione di popolazioni batteriche, che risultano presenti solo in alcuni ristretti intervalli di temperatura. Variazioni</p>

	<p>di soli 2-3 °C possono influire sulle prestazioni generali del processo, specialmente in prossimità dei limiti dell'intervallo operativo. Ne deriva la necessità di controllare con particolare accuratezza i sistemi di controllo per il funzionamento dei dispositivi di riscaldamento.</p> <p>È stato riscontrato che i processi di digestione anaerobica in regime mesofilo mostrano le migliori produzioni di biogas in intervalli di temperatura compresi tra i 30 ed i 35 °C, mentre nel caso di processi termofili l'intervallo si allarga e varia tra i 40 ed i 60 °C. In generale si può osservare che, all'interno dell'intervallo ottimale, la produzione di biogas e la rimozione di substrato incrementano al crescere della temperatura (Stafford et al., 1980).</p>
Ammoniaca NH₃	<p>L'ammoniaca è prodotta durante la degradazione delle proteine. Un'alta concentrazione di ammoniaca può inibire i batteri sia acidogeni sia metanigeni. Intervalli di concentrazione:</p> <p>200-1.500 mg/L: mai tossica; 1.500-3.000 mg/L: inibente se il pH è sotto 7,4; > 3.000 mg/L: sempre inibente.</p> <p>La presenza di ammoniaca è comunque importante per tamponare il sistema dentro al digestore e compensare l'accumulo di acidi grassi volatili mantenendo un pH stabile.</p>

9.8 Linea gas e pulizia Biogas (G)

9.8.1 Purificazione del biogas

9.8.1.1 Tecniche di rimozione dello zolfo e dei COV

Lo zolfo è presente nel biogas prevalentemente sotto forma di solfuro di idrogeno (H₂S). Naturalmente, questo dipende fortemente dal contenuto di zolfo nel substrato utilizzato e dalla continuità del processo di fermentazione. Il solfuro di idrogeno è un gas pericoloso e corrosivo che deve essere rimosso dal gas prima di qualsiasi ulteriore utilizzo, che si tratti di immissione in rete o di produzione di metano-combustibile. La formazione di Idrogeno solforato, inoltre, limita la fase di metanazione per effetto della sottrazione di ioni idrogeno durante il processo, riducendo la resa in metano della reazione.

Le tecniche più diffuse di rimozione dello zolfo sono le seguenti:

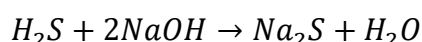
- **Desolforazione biologica**
- Dosaggio di Sali di Ferro - Cloruro Ferroso o Ferrico (FeCl₂ – FeCl₃) o Ossido o idrossido di ferro
- **Lavaggio con idrossido di sodio**
- **Carboni attivi**

La **desolforazione biologica** avviene, di norma, direttamente all'interno del digestore rendendo attivi batteri naturalmente presenti nel substrato naturale. Viene quindi insufflato ossigeno stechiometrico sopra battente. Complessivamente si stima che utilizzando tale metodologia si ottenga una riduzione del contenuto di zolfo nel biogas (sotto forma di H₂S) pari a circa il 20%.

Il dosaggio di sali di Ferro rappresenta un metodo di desolforazione consolidato nel settore e consente, in base alle tecniche adottate, di ottenere riduzioni da buone a ottime.

I composti principalmente utilizzati sono FeO , Fe_2O_3 , FeCl_2 e FeCl_3 . Si tratta, in sintesi, di Sali di Fe(II) o di Fe(III) che vengono opportunamente dosati nella matrice in ingresso. Il loro effetto è in generale di ottimizzazione degli ambienti dei bioreattori e consiste nel rimuovere gli idrogeno solforati, aumentare le rese di biogas e metano, ridurre la formazione di odori, gestire la formazione di struvite.

Il lavaggio con soluzioni caustiche è uno dei metodi più antichi per la desolforazione dei gas. L' H_2S può essere abbattuto in una colonna di assorbimento, dove il biogas che sale incontra in controcorrente una soluzione di soda caustica. La reazione che avviene in colonna è la seguente:



Tale reazione è esotermica ed è tutta spostata a destra se si opera con eccesso di soda.

Si tratta essenzialmente di uno scrubber di lavaggio del biogas, dotato di una vasca di rigenerazione e di un sedimentatore statico. Dopo che il liquido ha effettuato il lavaggio del biogas, la soluzione viene poi inviata in una vasca, nella quale subisce una ossidazione per mezzo di aria insufflata tramite una soffiante. Dalla vasca di ossidazione il liquido viene quindi pompato al sedimentatore in cui si deposita lo zolfo elementare e viene corretta con i reagenti chimici prima di essere ricircolata alla colonna per ripetere il ciclo. Il biogas prima di uscire dallo scrubber attraversa un demister per separare le micro-gocce trascinate durante il suo percorso.

La quota restante di H_2S , COV, silossani e altri gas in tracce viene di norma rimosso tramite un sistema di **carboni attivi**: tali composti vengono adsorbiti sulla superficie e successivamente ossidati con una reazione di ossidazione selettiva catalizzata dalla presenza di ossidi metallici sul carbone stesso.

I carboni attivi sono pertanto caratterizzati da una superficie specifica più alta possibile e da un processo di funzionalizzazione ottenuto impregnando la superficie del carbone attivo con ossidi di metalli diversi, in modo da rimuovere dal gas H_2S , COV e silossani.

I prodotti di reazione alle temperature più basse, $T < 150\text{ }^\circ\text{C}$, sono: zolfo che rimane intrappolato sulla superficie del carbone e acqua. A temperature più elevate comincia ad essere selettiva la reazione di formazione di SO_2 (indesiderata).

Nel caso in esame verrà adottata la prevenzione della formazione dell' H_2S tramite:

- Desolforazione biologica
- Lavaggio del biogas con idrossido di sodio (scrubber);
- Batterie di carboni attivi specializzati per lo zolfo ed i COV

9.8.1.2 Scrubber basico soda SB1

Per garantire l'abbattimento dell'idrogeno solforato verrà quindi installata **una colonna di lavaggio con idrossido di sodio SB1** che sarà in grado di abbattere il contenuto di tale inquinante a circa un centinaio di ppm, mentre il restante idrogeno solforato viene rimosso mediante adsorbimento su carboni attivi. Tale unità comporterà un consumo di NaOH di circa 30 g/h e di AD21 di circa 240 g/h inoltre ad essa sarà associata una potenza media assorbita di circa 20 kWe.

9.8.1.3 Sistema a carboni attivi AC1

L'impianto sarà dotato di due serbatoi per il contenimento dei carboni attivi (uno per rimozione H_2S e uno per COV), dal volume utile di circa 4 m³ ciascuno. Le batterie, collegate in serie o parallelo, sono tipicamente in assemblaggio lead-lag, con possibilità di invertire la direzione del flusso di gas nei filtri per migliorare la quantità di inquinanti trattenuti dai carboni attivi e per ottimizzare il tasso di carico.

Il tasso di adsorbimento dello zolfo è tipicamente del 20% in peso (10-50%) ed i carboni hanno densità media di 0,45 kg/litro, con superficie di contatto di 800 m²/g.

9.8.2 Deumidificazione del biogas CH1 e CH2

Il biogas in uscita dal digestore contiene una significativa quantità di acqua variabile in funzione della temperatura di processo. La quantità di acqua presente nel biogas saturo alla temperatura del reattore è determinabile tramite diagrammi psicrometrici o formule empiriche assimilando il rapporto biogas saturo/matrice in digestione a quello fra vapore saturo ed acqua pura.

L'obiettivo della purificazione è, quindi, quello di eliminare la maggior quota possibile di acqua dal gas al fine di evitare problemi in fase di upgrading e di rientrare nei parametri di qualità del biometano (assenza di acqua in forma liquida). La tecnica prevalente è certamente quella basata sul raffreddamento del biogas a temperature prossime ai 4-5°C ottenendo, di conseguenza, la condensazione dell'acqua (e di altri composti) allontanata in forma liquida nelle condense, che possono essere riciclate al progetto o inviate allo stoccaggio.

Nella parte terminale della rinnovata linea gas in uscita dai digestori sarà, quindi, posta la sezione di deumidificazione del biogas in un chiller CH2. Nel chiller il biogas verrà portato ad una temperatura prossima i 4°C tramite un gruppo frigorifero ed avviene in questo modo la condensazione del vapore contenuto nel biogas. Le condense saranno dunque raccolte in un pozzetto apposito (PC1) da cui potranno poi essere riciclate al processo di digestione anaerobica.

È stato indicato il chiller CH1 esistente che sarà in servizio fino allo switch da assetto elettrico a biometano.

9.8.3 Torcia TO2

Per ragioni di sicurezza, ogni impianto per la produzione del biogas, al termine della linea gas, deve essere munito di torcia di emergenza. La torcia di emergenza è preposta allo smaltimento del biogas nel caso in cui si verifichi un blocco o fermo della sezione di cogenerazione, della sezione di upgrading o un blocco di immissione nella rete gas.

L'impianto prevede già la presenza di una torcia TO1 che continuerà il suo funzionamento fino alla fine dei lavori e la messa in esercizio dell'impianto per la produzione di biometano. In quel momento entrerà in funzione la nuova torcia TO2 sita nei pressi del sistema di upgrading.

La torcia entrerà in funzione in caso di sovrappressione all'interno dei digestori, prima dell'apertura delle valvole di sicurezza, in modo da evitare l'emissione diretta di gas in atmosfera. La torcia sarà dotata di soffiante dedicata (ATEX), fiamma pilota, innesco piezoelettrico, rilevatore di fiamma,

valvola di non ritorno e valvola di arresto. La portata minima della torcia sarà pari a 554 Nm³/h, la temperatura di combustione sarà di circa 800 °C e la fiamma sarà confinata.

9.9 Sezione di produzione del biometano (B)

9.9.1 Il Biometano: definizioni e processi

9.9.1.1 Definizione normativa

Il **biometano** (BM) è, a differenza del biogas, una miscela gassosa che contiene prevalentemente metano (CH₄) ed è prodotto da una fonte rinnovabile. Il BM deriva infatti dal biogas sottoposto a processo di purificazione (deidratazione, desolforazione e, ove necessario, rimozione di ammoniaca gassosa, mercaptani, polveri e upgrading (rimozione dell'anidride carbonica, CO₂) sino a raggiungere la qualità del gas naturale.

Da un punto di vista normativo occorre riferirsi alla normativa tecnica, comunitaria e nazionale in materia di qualità del biometano intervenute successivamente all'approvazione del DM 5 dicembre 2013, inclusi il compimento del mandato M/475 (European Commission, 2010) da parte del CEN, finalizzato all'individuazione degli standard europei relativi alle specifiche di qualità del biometano e la conseguente cessazione dello standstill sulla qualità del biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Ai sensi dell'art. 2 del **DM 15 settembre 2022** il biometano è il combustibile ottenuto da biogas in modo da risultare idoneo per l'immissione nella rete del gas naturale"

A livello nazionale, la disciplina in materia di qualità del biometano è in parte assegnata, oltre che alla normativa primaria, anche alla regolazione, per le parti che interessano i Gestori delle reti stesse.

Ai sensi dell'articolo 20, comma 1, del decreto legislativo n. 28/2011, infatti, l'Autorità emana specifiche direttive in merito alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale. Ai sensi del comma 2 della medesima disposizione, tali direttive devono, tra l'altro, stabilire:

"(...) le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale; - favorire un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza."

L'attuale quadro della normativa tecnica di riferimento per la qualità del biometano è costituito da:

- il decreto ministeriale 18 maggio 2018 recante "Gas combustibile, aggiornamento regola tecnica" che aggiorna il decreto 19 febbraio 2007 in materia di regola tecnica sulle caratteristiche chimico - fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare;
- L'Allegato A alla delibera 46/2015/R/gas dell'Autorità e s.m.i. recante "Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi", per le parti afferenti

alle caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;

- le norme UNI EN approvate nell'ambito del mandato M/475:
- UNI EN 16723-1:2016 recante "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale",
- UNI EN 16723-2:2017 recante "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione";
- la norma UNI EN 16726:2016 recante "Infrastrutture del gas – Qualità del gas – Gruppo H", approvata nell'ambito del mandato M/4002 stabilisce i requisiti che si applicano sia al gas naturale che al biometano;
- il rapporto tecnico del CIG UNI/TR 11537:2016 (che aggiorna e sostituisce il rapporto UNI/TR11537:2014) in materia di immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale;
- la norma UNI/TR 11677:2017 recante indicazioni per le esperienze iniziali di uso diretto di biometano in autotrazione.
- Il documento per la consultazione ARERA n. 361 del giugno 2018 relativo a "aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018" che sintetizza il quadro normativo vigente.
- Rapporto Tecnico UNI CEN/TR 17238 "Proposta di valori limite per i contaminanti del biometano individuati sulla base di valutazione degli impatti sulla salute umana" (settembre 2018). Fornisce un approccio per la valutazione dei valori limite, da un punto di vista della salute umana, dei contaminanti del biometano, da considerare addizionali alle specifiche della serie UNI EN 16723.
- Rapporto tecnico UNI/TR 11722 "Linee guida per la predisposizione dell'analisi di rischio per produttori di biometano da biomassa" (luglio 2018). Indica un approccio all'analisi del rischio nella gestione degli impianti di produzione del biometano con particolare accento alla problematica dell'odorizzabilità.

9.9.1.2 Decreto Ministeriale 15 settembre 2022

Come accennato in introduzione, a seguito dello scarso successo ottenuto dal DM 2 marzo 2018 sull'incentivazione del biometano in ambito agricolo, il Ministero della Transizione Ecologica ha provveduto ad approvare un nuovo Decreto in data 15 marzo 2022, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 recepita dall'Italia con D.Lgs. 199/2021. Il Decreto modifica significativamente lo schema di intervento vigente, supportando non solo la produzione di biometano per autotrazione, ma anche, ed è una novità, il biometano per altri usi.

Il nuovo meccanismo di incentivazione si fonda sulle tariffe di riferimento riportate nell'Allegato 2 al suddetto decreto. Ai fini della classificazione degli impianti il DM 15/09/2022, all'art. 2 lettera g) riporta la definizione di «**impianto agricolo**»: impianto di produzione e utilizzazione di biogas facente parte del ciclo produttivo di un'azienda agricola o che **utilizza materie provenienti da attività agricola, forestale, di allevamento, alimentare e agroindustriale non costituenti rifiuto**; quello in progetto è quindi un impianto agricolo.

9.9.1.3 Caratteristiche del biometano

Il biometano destinato all'immissione in rete deve soddisfare i requisiti specifici previsti dal complesso impianto normativo e regolatorio vigente, richiamato comunque dal citato DM 15 settembre 2022.

Il primo riferimento tecnico per la definizione delle caratteristiche qualitative del biometano da immettere in rete è il Codice di Rete Snam. Esso riporta, al capitolo 11, tutte le caratteristiche che il combustibile deve avere.

Tutte le caratteristiche del biometano devono essere riferite alle condizioni standard (rif. ISO 13443), ovvero:

- Pressione 101,325 kPa
- Temperatura 288,15 K (= 15°C)

Anche per la determinazione del Potere Calorifico Superiore e dell'Indice di Wobbe si assume il seguente riferimento entalpico: 288,15 K (= 15°C); 101,325 kPa.

Un parametro di qualità essenziale per il biometano è l'indice di Wobbe. Esso è così definito dal decreto 19 febbraio 2007.

L'Indice di Wobbe è determinato in misura pari al rapporto tra il potere calorifico superiore di un gas per unità di volume e la radice quadrata della sua densità relativa nelle stesse condizioni di riferimento, essendo la densità relativa il rapporto tra la densità del gas e quella dell'aria secca entrambe calcolate alle medesime condizioni di temperatura e pressione.

Sulla base del sistema normativo e regolatorio descritto al capitolo 8 è possibile giungere ad una (articolata) definizione delle caratteristiche minime del biometano da immettere in rete come riportato nella seguente Tabella 9-10.

Tabella 9-10: Caratteristiche qualitative del biometano da immettere in rete

Parametro GN Gas Naturale BM Biometano	UM	Codice Rete SNAM	CEN EN 16726 2015 GN	DM 18/5/2018 Gas naturale	CEN EN 16723-1 2016 (rete)	Condizioni
PCS	MJ/Sm ³	34,95 ÷ 45,28		34,95 ÷ 45,28		
Indice di Wobbe	MJ/Sm ³	47,31 ÷ 52,33		47,31 ÷ 52,33		
Numero di Metano			≥ 65			
Densità relativa		0,5548 ÷ 0,8	0,555 ÷ 0,7	0,555 ÷ 0,7		
P.to rug. H₂O		≤ -5	≤ -8	≤ -5		7.000 kPa
P.to rug. Idrocarb.		≤ 0	≤ -2	≤ 0		100÷7.000 kPa
T max	°C	< 50				
T min	°C	> 3				
Metano		*		*		
Etano		*		*		
Propano		*		*		
Iso-Butano		*		*		
Normal-Butano		*		*		
Iso-pentano		*		*		
Normal-Pentano		*		*		
Esani e superiori		*		*		

Azoto		*		*		
Ossigeno	% Mol	≤ 0,6	≤ 0,001	≤ 0,6		
CO₂	% Mol	≤ 2,5	≤ 2,5	≤ 2,5		
H₂	% Vol	≤ 2				
CO	% Mol	≤ 0,1			≤ 0,1	
H₂S	mg/Sm ³	≤ 5		≤ 5		
S Mercaptani	mg/Sm ³	≤ 6		≤ 6		
S totale	mg/Sm ³	≤ 20	≤ 20	≤ 20		30 se odorizz.
Cl	mg/Sm ³	< 1				
F	mg/Sm ³	< 3				
NH₃	mg/Sm ³	≤ 10			≤ 10	
Si	mg/Sm ³	0,3 ÷ 1			0,3 ÷ 1	Dip. diluizione
Ammine	mg/Sm ³	≤ 10			≤ 10	

9.9.1.4 Il processo di produzione del biometano

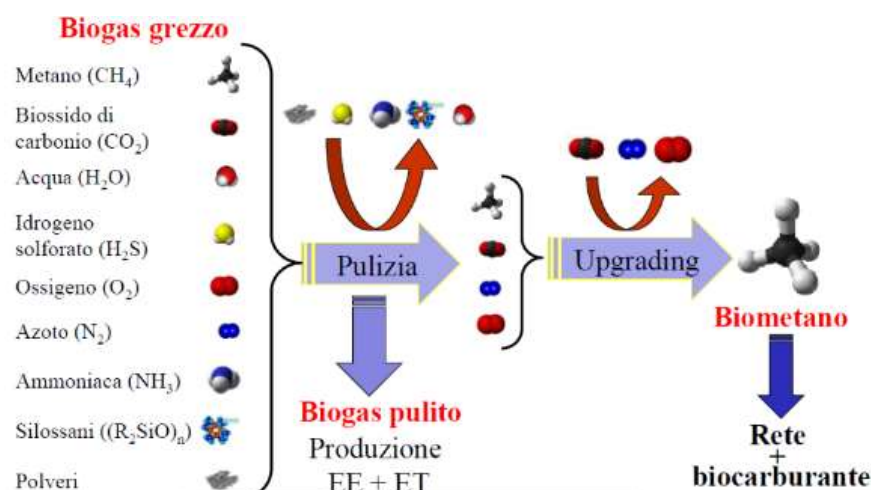
La separazione del metano dalla CO₂ e dalle tracce di altri gas presenti nel biogas può avvenire con diverse tecniche.

Tabella 9-11 – Principali tecniche di upgrading del biometano

UPGRADING DEL BIOMETANO	
Adsorbimento	PSA (Pressure Swing Absorbtion)
Absorbimento	PWS (Pressure Water Scrubber)
HPC (Fisico)	Solventi organici
HPC (Chimico)	Ammine
	Carbonato di Potassio
Permeazione	Membrane
Liquefazione	Criogenico

La fase di upgrading fa seguito alla fase di purificazione del biogas già descritta e contribuisce alla chiusura del processo di produzione di biometano secondo il seguente schema.

Figura 9-1: Purificazione del biogas fino a biometano (Piccinini, 2014)



9.9.2 Sistema di Upgrading del biometano UP1

9.9.2.1 Il processo di upgrading a membrane

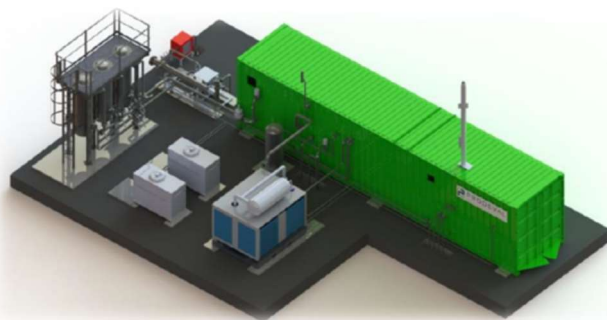
La separazione della CO_2 è l'operazione che consente l'arricchimento in metano del biogas, indispensabile fase per la sua trasformazione in biometano.

Esistono svariate tecniche per effettuare la separazione della CO_2 dal biogas, basate su diversi principi fisici, chimici o termodinamici, ma nel caso in esame si adotterà un **sistema a membrane**.

In questo sistema di trattamento il biogas viene passato attraverso dei filtri che separano il metano in base alla differente dimensione molecolare. Si tratta di moduli di membrane polimeriche (polisifone, poliimide, polidimetilossil) costituite da materiali permeabili all'anidride carbonica, acqua, ammoniaca, solfuro di idrogeno, ossigeno e azoto, i quali passano attraverso la membrana in considerevole misura mentre il metano passa solo in misura molto ridotta. Il limite di questa tecnologia è che avviene a pressioni molto alte 6-20 bar, con relativo consumo energetico.



Il biogas purificato sarà, quindi, inviato alla sezione di upgrading. La sezione di upgrading sarà composta dal sistema di compressione (costituito da due compressori per portare alla pressione di esercizio delle membrane, di circa 11 bar, il gas), ausiliari e container per le membrane.

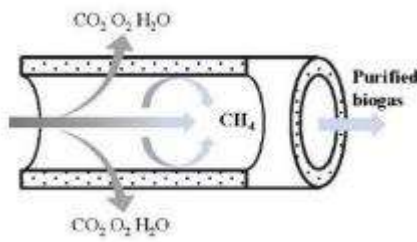


L'impianto di upgrading vero e proprio sarà posizionato su un basamento in cls, ubicato nella "sezione tecnologica" del lotto d'impianto, e sarà composto da un container metallico di dimensioni in pianta pari a 12 x 2,50 m, al suo interno vengono alloggiare le membrane per la rimozione della CO_2 ed i quadri di comando e controllo dell'intero processo di upgrading. I filtri a carboni attivi e la

stazione di compressione saranno collocate nelle immediate vicinanze del container delle membrane.

Confrontando le varie tecnologie ad oggi presenti sul mercato e che possono considerarsi mature, la scelta è ricaduta sulle **membrane** in considerazione dell'elevata affidabilità e diffusione della tecnologia in rapporto alle, comunque, buone prestazioni tecniche raggiungibili.

Le membrane basano il loro funzionamento sulla capacità di separare il metano contenuto nel biogas prodotto attraverso la diversa permeabilità delle sostanze che compongono la corrente gassosa da trattare, utilizzando un gradiente di pressione come forza motrice per il processo.

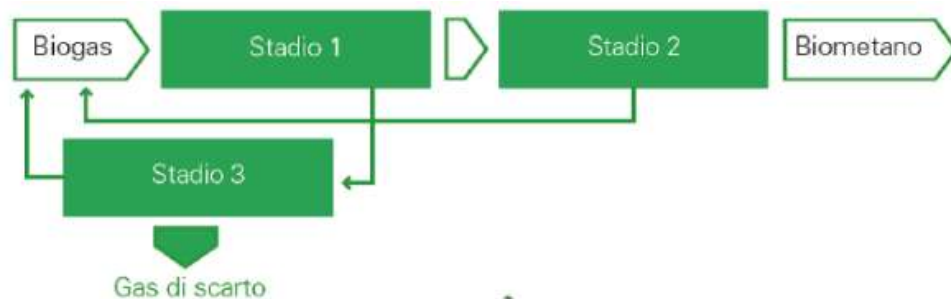


Le membrane possono essere realizzate con diversi materiali, anche se per la purificazione del biogas si prediligono le **membrane polimeriche**. La superficie di contatto viene realizzata attraverso fibre cave e la separazione viene ottenuta considerando che le molecole di anidride carbonica e degli inquinanti da rimuovere presentano dimensioni inferiori rispetto a quelle del metano e dunque permeano più efficacemente fra i micropori del

substrato polimerico. Date le minori dimensioni delle molecole di anidride carbonica, del vapore d'acqua, dell' H_2S e dell'ammoniaca, queste riescono a transitare più velocemente attraverso il reticolo composto dalla membrana dove vengono raccolte sul lato a più bassa pressione della stessa; al contrario il metano rimane intrappolato sul lato ad elevata pressione ottenendo così la separazione dei flussi.

In base alla quantità di gas da trattare, una serie di moduli a membrana viene connessa in un processo a **tre stadi**. Prima di essere immesso nel sistema di raffinazione il biogas "grezzo" in ingresso dovrà essere opportunamente pretrattato.

Il permeato derivante dal secondo stadio di trattamento ed il retentato in uscita dalle membrane del terzo stadio, vengono reimmessi nel lato di aspirazione del compressore del gas. La miscela di gas continua il ciclo fino a quando il contenuto di metano nel gas prodotto in uscita ha raggiunto il valore richiesto.



Uno dei punti di forza delle membrane è che non producono composti secondari di scarto o emissioni e non necessitano di sostanze secondarie per la fase di separazione, come ad esempio le soluzioni di lavaggio utilizzate all'interno delle colonne di scrubbing, con conseguenti minori OPEX.

La flessibilità di questa tecnologia permette di poter optare per questo tipo di soluzione sia in impianti di piccole che di grandi dimensioni ed è in grado di seguire dinamicamente l'evolversi delle condizioni di processo con elevati rendimenti anche ai carichi parziali. Le prestazioni sono garantite anche in caso di variazione della composizione della corrente gassosa da trattare o delle quantità della stessa prevedendo diversi stadi di filtrazione in membrana e lavorando su pressioni differenziali.

In uscita dall'upgrading a membrane di originano due flussi: il **biometano** ed il gas di scarto o **Off gas**.

L'impianto di upgrading sarà dimensionato in modo tale da essere in grado di trattare la totalità della portata di biogas prodotto. Nelle condizioni di funzionamento a pieno carico e considerando la massima potenzialità produttiva della sezione di digestione anaerobica, si ottiene una portata di biometano pari a circa **250 Sm³/h** (dato di targa UP dell'impianto).

In caso di fermo o blocco della sezione di upgrading o per sopraggiunti problemi sulla linea di immissione del biometano nella rete di trasporto, il biogas prodotto sarà dirottato presso la sezione di digestione anaerobica, in modo tale da essere stoccato temporaneamente all'interno dei **gasometri** dei digestori.

Nel momento in cui la capacità di stoccaggio dei gasometri raggiunge il limite di saturazione, si procederà all'invio del biogas presso la **torcia di emergenza**, e solo successivamente si attiveranno le valvole di sicurezza dei digestori.

Allo stesso modo, il **biometano fuori specifica** proveniente dal punto di immissione sarà ricircolato nuovamente all'interno della sezione di digestione, e, nel caso, bruciato in torcia. Il sistema sarà formato, come anticipato, da un rack di membrane a più stadi capaci di assicurare un'efficienza di separazione della CO₂ molto elevata, con un'efficienza di recupero del metano di oltre il 99 % su un largo intervallo di funzionamento. Il gas ottenuto sarà conforme a quanto richiesto per l'immissione in rete (rif. UNITS 11537:2019 "Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale").

La regolazione sui compressori di esercizio avverrà mediante l'installazione di inverter. Il sistema modulerà la pressione in automatico a seconda dell'obiettivo da raggiungere. In presenza di inquinanti nel biogas, per esempio, l'aumento della pressione può mantenere invariata l'efficienza di lavoro, e può anche fungere da allarme sulla presenza di inquinanti non rilevati dagli strumenti.

9.9.2.2 Le performance dell'upgrading

Partendo dalla produzione stimata di biogas, si sono effettuati tutti i calcoli di produzione e di performance del sistema di upgrading proposto.

In Tabella 9-12 vengono riepilogati i dati di produzione del biometano alla sezione di upgrading, al netto della quota parte di biogas inviata al cogeneratore.

Tabella 9-12: Produzione attesa di biometano alla sezione di upgrading

OPERATIVITA' UPGRADING		
Biometano	Sm ³ /h 8.600 h	Sm ³ /y
Metano nel biometano prodotto	242	2.085.014
Produzione media attesa di Biometano (8600 h/y)	245	2.106.074
Produzione off gas	222	1.911.016
Cp upgrading		250
Produzione massima annua di biometano (8760 h)	255	2.190.000
% del CH ₄ captato valorizzato nel biometano	78,71%	

È necessario però effettuare la distinzione tra produzioni medie e massime attese. Nei calcoli effettuati, in maniera cautelativa, si sono considerate rese medie di biogas ottenendo una quantità di biometano producibile media.

L'obiettivo è però, a parità di matrici in ingresso, quello di ottimizzare la qualità del materiale utilizzato ed il processo di digestione anaerobica, in modo da **raggiungere una produzione massima di biometano che tenda a quella teorica massima** indicata in tabella.

Considerando i periodi di fermo della sezione di upgrading, si stima di avere un numero di ore annuali di funzionamento delle membrane di 8.600 ore/anno. Sulla base di queste ipotesi si ottiene il metano netto all'upgrading indicato nella seguente tabella.

Tabella 9-13 - Bilancio del biometano prodotto

Biometano	Sm ³ /h 8760 h	Sm ³ /y
Metano netto all'upgrading (netto torcia)	238	2.085.014
Biogas netto all'upgrading	457	4.006.559
Biometano producibile	240	2.106.074
Perdite metano Off Gas	1,2	10.425
Metano nel biometano	237	2.074.588
Biometano prodotto	239	2.095.544

Le perdite di metano tramite off gas sono state stimate per un valore medio dello **0,5%** del volume di gas complessivamente trattato; questa perdita deve essere detratta dal metano inviato all'upgrading.

Il valore massimo di emissione di metano dall'off gas sarà pari all'1%.

Il valore di biometano prodotto si ottiene semplicemente dividendo il valore del metano prodotto per il contenuto medio di metano nel biometano, pari al 99%.

La produzione di off gas viene ricavata per sottrazione tra il biogas lordo inviato alla sezione di upgrading e il biometano prodotto come risultante dalla tabella.

In condizioni di funzionamento a pieno carico della sezione di digestione anaerobica e della sezione di upgrading si potrà, quindi, raggiungere una producibilità di 250 Sm³/h, con picchi anche potenzialmente superiori, ma **mai oltre il valore medio mensile pari alla Cp**.

9.9.1 Post-combustore dell'offgas RT2

L'impianto sarà dotato di un postcombustore installato sull'emissione di off gas dal sistema di upgrading (RT2).

Tale flusso, infatti, pur essendo costituito principalmente dalla CO₂ separata dal biogas durante il processo di produzione del biometano, contiene quantità piccole ma non trascurabili di CH₄ non separato e minime tracce di composti quali H₂S ed NH₃. Mediante il postcombustore tali composti saranno quasi completamente ossidati (efficienza di abbattimento > 99%, con produzione rispettivamente di CO₂, SO₂ ed N₂, oltre ad acqua), con riduzione sia dell'effetto climalterante (si ricorda che il metano presenta un GWP di 28 volte maggiore rispetto alla CO₂) che odorigeno.

Al tempo stesso, tuttavia, l'installazione di un postcombustore comporta un'emissione aggiuntiva non trascurabile di NO_x, classe di composti inquinanti che non sarebbe invece presente in assenza di tale apparecchiatura e la cui formazione è dovuta alle elevate temperature raggiunte (circa 800 °C) che convertono l'azoto atmosferico introdotto come comburente. Per innescare il processo vengono utilizzate lance di combustione alimentate a biogas che riscaldano l'off gas e l'aria fino a raggiungere la temperatura desiderata.

Valori di emissione di NO_x per questo tipo di apparecchiature per il trattamento di off gas di upgrading (riferiti ad un tenore di ossigeno del 5%), sono tipicamente inferiori a 100 mg/Nm³.

In generale, si può affermare che l'installazione del postcombustore comporta emissioni sensibilmente minori dal punto di vista dei gas climalteranti, infatti l'installazione di tale sistema viene considerato come criterio premiante in termini di sostenibilità del biometano, ai sensi del D.Lgs. 199/2021 (vedasi cap.13).

9.9.2 Cabina REMI: controllo qualità ed immissione in rete RE1

9.9.2.1 Obiettivi del controllo di qualità

La sezione di controllo qualità del biometano verrà inserita all'interno di una struttura prefabbricata in cemento, in prossimità dell'area di upgrading. Una volta verificata la conformità del biometano prodotto attraverso un sistema di analisi e controllo qualità del gas in uscita, esso sarà pressurizzato e convogliato, dopo misura fiscale, presso una stazione di immissione (area di consegna ceduta a Snam), mentre il metano che non soddisferà i requisiti di qualità sarà ricircolato alla sezione di digestione. Le caratteristiche del gas immesso saranno tali da soddisfare le prerogative richieste dal Codice di Rete SNAM.

Il principale parametro da misurare alla consegna è il Potere Calorifico Superiore (PCS), determinato sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della norma ISO 6976, nel caso dei gascromatografi, prendendo in considerazione almeno i seguenti elementi:

- Metano – C₁
- Etano – C₂
- Propano – C₃
- IsoButano – iC₄
- NormalButano – nC₄
- IsoPentano – iC₅
- NormalPentano – nC₅
- Esani e superiori – C₆
- Azoto – N₂
- Anidride Carbonica – CO₂

Nel caso degli analizzatori di qualità il PCS è determinato attraverso la misura di parametri fisici del gas. Secondo il codice di rete SNAM (3.1.5) "In ciascun Punto di Consegna da produzione di biometano la determinazione del PCS viene effettuata in continuo tramite:

- un **gascromatografo** se la portata giornaliera è $\geq 100.000 \text{ Sm}^3$;
- un **analizzatore di qualità** se la portata giornaliera è $\leq 100.000 \text{ Sm}^3$.

L'impianto in esame avrà una produzione giornaliera minore di 100.000 Sm^3 ed installerà, quindi, un analizzatore di qualità conforme con gli standard indicati al capitolo 11 del Codice di Rete SNAM. I parametri monitorati saranno i seguenti:

Tabella 9-14: Parametri di qualità del biometano monitorati

Parametro di misura	Sigla	Modalità
1 - Potere Calorifico Superiore	PCS	Continuo
2 - Densità relativa	ρ	Continuo

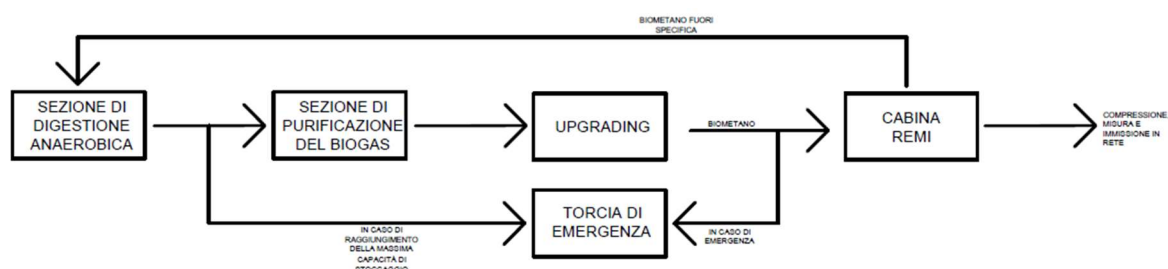
3 - Indice di Wobbe	WI	Continuo
4 -Anidride carbonica	CO ₂	Continuo
5 - Ossigeno	O ₂	Continuo
6 - Solfuro di idrogeno	H ₂ S	Continuo
7 - Zolfo da mercaptani		Discontinuo
8 - Zolfo Totale		Discontinuo
9 - Punto di rugiada dell'acqua		Continuo
11 - Temperatura		Continuo
12 - Idrogeno	H ₂	Discontinuo
13 - Monossido di Carbonio	CO	Discontinuo
14 - Mercurio	Hg	Discontinuo
15 - Cloro	Cl	Discontinuo
16 - Fluoro	F	Discontinuo
17 - Ammoniaca	NH ₃	Discontinuo
18 - Silicio totale	Si	Discontinuo

9.9.2.2 La cabina REMI (RE1) e il compressore di rete (CO1)

All'interno del locale cabinato RE1, posto nei pressi della sezione di upgrading avverrà, come detto, il controllo qualità del biometano prodotto, mentre sarà ricircolato al sistema di digestione il gas non conforme. Il gas conforme sarà invece odorizzato e quindi compresso in una cabina di compressione CO1 per essere portato alla pressione di immissione in rete (**circa 64 bar**). Sempre nella cabina RE1 si effettuerà la misura fiscale per la successiva immissione nella rete di trasporto gestita da SNAM.

Si riporta di seguito uno schema semplificato dei flussi di biogas/biometano prima dell'immissione in rete.

Figura 9-2: Schema semplificato dei flussi



9.10 Sezione di produzione dell'energia (E)

9.10.1 Gli ausiliari elettrici e termici dell'impianto

I servizi ausiliari di impianto necessiteranno essenzialmente di energia elettrica ed energia termica e sono costituiti dall'insieme delle macchine ed impianti necessari per far funzionare il processo produttivo. L'energia impiegata per i servizi ausiliari deve, ai sensi di legge, essere detratta

dall'energia del biometano immesso salvo si tratti di fonti rinnovabili dedicate all'impianto e che non hanno beneficiato di incentivazioni pubbliche.

Nel caso in esame sarà presente un sistema di generazione dell'energia per i servizi ausiliari **alimentato interamente a biogas e quindi a fonte rinnovabile**.

Dalla rete elettrica nazionale sarà prelevata la corrente solo nei periodi di fermo dell'unità di cogenerazione.

Il fabbisogno termico di impianto sarà soddisfatto tramite il calore generato dallo stesso cogeneratore alimentato a biogas che sarà dotato di **sistema di recupero termico anche dai fumi di scarico a 180°C**.

Si prevede in ogni caso di installare una caldaia di back-up, anch'essa alimentata a biogas, destinata ad entrare in funzione nei periodi più freddi dell'anno o in caso di periodi di fermo motore.

9.10.2 Genset e gruppo di cogenerazione GS2

Nello stato a progetto si prevede l'installazione di un **motore cogenerativo GS1 di taglia pari a 330 kWe** (modello JB 208) e potenza elettrica nominale pari a 330 kWe.

Nell'impianto a progetto, in caso di picchi nei consumi elettrici (superiore alla potenza erogata dal motore GS2) sarà prelevata energia elettrica dalla rete nazionale. Il motore sarà posizionato all'interno di un container nell'area dell'upgrading; sul camino sarà installata una pastiglia di catalizzatore ossidativo utilizzato per contenere le emissioni di monossido di carbonio (CO) al di sotto dei limiti emissivi stabiliti dalla normativa vigente. Durante le ore di fermo del motore, si preleverà energia elettrica dalla rete.

Il cogeneratore presenterà una potenza termica nominale installata pari a 386 kW e pertanto risulta ampiamente al di sotto della soglia (pari a 1 MW) prevista dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. per l'ottenimento dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera. Il cogeneratore rientra infatti fra gli impianti e le attività di cui alla parte I, dell'allegato IV, alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

9.10.3 Caldaia BO1

Verrà installata una caldaia BO1 (Pt = 200 kWt) alimentata a biogas per soddisfare eventuali necessità di energia termica nei periodi più freddi dell'anno o in caso di periodi di fermo motore per manutenzione e/o guasti del cogeneratore.

9.10.1 Generatore elettrico ausiliario GE1

Verrà installato un generatore elettrico d'emergenza GE1 di potenza pari a 80-100 kW adiacente al locale ospitante il cogeneratore GS2.

9.10.2 Locale trasformatore CE1 e cabina di consegna e-distribuzione CE2

Anche dopo la riconversione l'impianto rimarrà collegato alla rete nazionale. Sarà quindi conservato il locale (CE1) in prossimità del cogeneratore, nel quale è presente il trasformatore e la cabina CE2 di consegna e distribuzione posta fuori dal lotto aziendale.

9.11 Sezione di separazione del digestato (S)

9.11.1 Unità di separazione solido-liquido SE1

Il digestato in uscita dalla vasca VD1 verrà destinato alla separazione solido-liquido tramite un separatore a compressione elicoidale. Nella configurazione attuale dell'impianto, è già installato un separatore attualmente posizionato in prossimità della platea di stoccaggio del digestato.

Tale separatore prevede la compressione del materiale da una coclea in un vaglio cilindrico filtrante: la frazione liquida passa attraverso le fessure, quella solida viene pressata dalla coclea con un regolatore di portata. Il separatore è montato su strutture in carpenteria metallica della tettoia in modo da scaricare il separato solido direttamente sulla platea che verrà coperta da una tettoia.

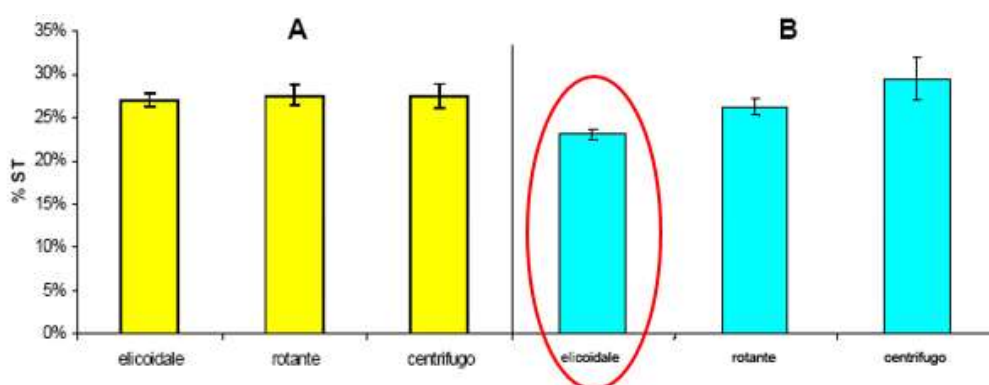
In base alle efficienze medie garantite dai separatori elicoidali, si considera che nel solido separato venga concentrato il 32% della ss in ingresso ed il 13% di N. Tali valori sono stati estrapolati da uno studio di ricerca del DISAFA dell'Università di Torino⁴, realizzato con l'obiettivo di valutare le prestazioni di diverse tipologie di separatore al fine di identificare la migliore soluzione impiantistica dal punto di vista economico, energetico e gestionale.

Figura 9-3: Quadro riassuntivo dei rendimenti complessivi in termini di efficienza di abbattimento in ST, Ntot, P₂O₅, Cu e Zn

separatore		ST (%)	N tot (%)	P ₂ O ₅ (%)	Cu	Zn
elicoidale	Liquami suini	7.4-57.5	0.8-15.9	10.5-73.7	1.9-71.4	1.47-41.7
	Liquami bovini	27.6-77.8	10.4-36.5	32.8-73.7	9.76-31.6	13.0-44.9
Rotante	Liquami suini	8.8-36.0	1.7-10.1	9.2-46.7	2.58-13.8	2.09-11.9
	Liquami bovini	42.2-58.7	10.4-28.2	44.3-56.2	13.3-20.4	5.20-26.6
centrifugo	Liquami suini	30.6-69.7	8.9-25.7	59.6-84.0	8.60-74.3	30.7-66.1
	Liquami bovini	54.1-69.1	20.3-29.2	75.9-93.8	35.1-37.7	46.5-69.2

Si considera inoltre una percentuale di solidi totali nella frazione solida del digestato pari al 28%.

Figura 9-4: Contenuto in ST della frazione solida ottenuta operando con tutte e tre le tipologie di separatori alimentati con liquami suini (A) e liquami bovini (B) (oltre al valore medio risulta indicato l'errore standard)



⁴ Monitoraggio degli impianti di separazione solido-liquido dei liquami di suini e di bovini – Relazione finale”, a cura di P. Balsari, F. Gioelli, E. Dinuccio, E. Santoro – 2006

La frazione liquida ottenuta dalla separazione sarà in parte ricircolata (30 t/d) e in parte sarà inviata allo stoccaggio presso la vasca di stoccaggio VD2 e VD3 (55,8 t/d), mentre la frazione solida prodotta (13,5 t/d) verrà depositata sulla platea TD1 sottostante la tettoia.

Entrambe le frazioni del digestato ottenute, dopo aver rispettato i tempi di stoccaggio previsti dalla normativa vigente, verranno in parte avviate allo spandimento sui terreni aziendali e in parte ceduti a terzi.

9.12 Sezione di stoccaggio del digestato in uscita (V)

9.12.1 Vasca di stoccaggio coperta per 30 gg con recupero gas VD1

Il digestato prodotto in uscita dal digestore secondario DI2 verrà pompato alla vasca di stoccaggio VD1 esistente con recupero di gas, in grado di garantire oltre 30 giorni di ritenzione idraulica, come richiesto dalla normativa vigente (DM 15 settembre 2022) per soddisfare i requisiti di sostenibilità dell'impianto. Tale vasca, già presente, è realizzata in calcestruzzo e dotata di copertura con cupola gasometrica, in modo da consentire il recupero di biogas residuo rilasciato dal digestato.

La vasca VD1 sarà interrata di 2,85 m e presenterà le seguenti caratteristiche:

Tabella 9-15: Vasca di stoccaggio del digestato tal quale a recupero gas 30 gg

Codice	Esistente	Copertura	Ø	h	S	V lordo	Fr	V netto	Digestato tipo	HRT d
			m	m	m ²	m ³	m	m ³		
VD1	Si	Gasometro	30,00	6,00	706,9	4.241,2	0,3	4.029	Tal quale	41,3

9.12.2 Vasche di stoccaggio VD2 e VD3

La frazione liquida del digestato ottenuta a seguito della separazione solido-liquido sarà destinata allo stoccaggio presso la vasca VD2 e la nuova vasca VD3. Quest'ultima sarà interrata di 3,6 m e dotata di due miscelatori a immersione per evitare la formazione di crosta superficiale e di sedimenti sul fondo. La vasca VD2 ad oggi è scoperta ma nei lavori di riconversione è prevista la copertura con telo tenda. Le vasche avranno le seguenti caratteristiche:

Tabella 9-16: Vasche di stoccaggio del digestato liquido

Codice	Esistente	Copertura	Ø	h	S	V lordo	Fr	V netto	Digestato tipo	HRT d
			m	m	m ²	m ³	m	m ³		
VD2	Si	Telo tenda	30,00	6,00	706,9	4.241,2	0,3	4.029	Sep. liquido	70,8
VD3	No	Telo tenda	32,00	6,00	804,2	4.825,5	0,3	4.584	Sep. liquido	80,5

Le vasche garantiranno uno stoccaggio massimo del digestato di circa 151 giorni, a cui si aggiunge il volume garantito dalla vasca VD1, per un totale di circa **193 giorni di stoccaggio totale del digestato liquido**.

9.12.2.1 Verifica dello stoccaggio del digestato tal quale/liquido

Secondo quanto riporta l'art. 12, comma 10 ter e comma 12, del R.R. 10R/2007:

“per gli impianti di digestione anaerobica, il dimensionamento di cui al comma 10 non tiene conto del volume del digestore primario.

(...)

*fatto salvo quanto previsto ai commi 8, 9 e 10, è raccomandata una **capacità di stoccaggio degli effluenti zootecnici non palabili pari ad almeno 180 giorni**”*

71

Secondo all'art. 5 dell'Allegato VI bis del R.R. 10R/2007:

“Fatti salvi specifici provvedimenti in materia igienico-sanitaria, la capacità di stoccaggio dei digestori non palabili non deve essere inferiore al volume di materiale non palabile prodotto in 180 giorni. Tale volume è da calcolarsi secondo le modalità indicate all'art. 12 del R.R. 10R/2007. Sono fatte salve le capacità di stoccaggio degli impianti già autorizzati o abilitati alla data di entrata in vigore del presente regolamento.”

L'azienda proponente, con impianto biogas esistente, dovrà pertanto continuare a garantire la capacità di stoccaggio minima finora garantita pari a 120 giorni, per il digestato tal quale/separato liquido.

Ai fini del calcolo del tempo di stoccaggio si considerano i volumi del digestore secondario DI2 e delle vasche VD1, VD2 e VD3. I dati dimensionali sono riepilogati nella seguente Tabella 9-17.

Tabella 9-17: Verifica della capacità di stoccaggio del digestato non palabile

VASCA	Digestato	Copertura	Diam. m	Alt. m	Sup. m ²	Vol. lordo m ³	Franco m	Vol. netto m ³	HRT d
Digestore DI2	Tal quale	Gasometro	22	6	1005,3	2.280,8	0,3	2.166	19,8
Vasca VD1	Tal quale	Gasometro	30	6	706,9	4.241,2	0,3	4.029	41,3
Vasca VD2	Sep. liq.	Telo tenda	30	6	706,9	4.241,2	0,3	4.029	70,8
Vasca VD3	Sep. liq.	Telo tenda	32	6	804,2	4.825,5	0,3	4.584	80,5
TOTALE					2.598	15.589		14.809	212,4

Quindi, in base alle volumetrie a disposizione, il tempo di stoccaggio complessivo del digestato sarà di circa 212 giorni, ben superiore al minimo richiesto da R.R. 10R/2007, pari a 120 giorni.

9.12.3 Platea di stoccaggio del digestato solido TD1

La frazione solida del digestato, a valle del processo di separazione, verrà raccolta e stoccata sull'apposita platea che verrà coperta con una tettoia.

Tale platea avrà una superficie complessiva di circa 500 m² che, considerando un'altezza media del mucchio di circa 4,5 m, corrisponde ad un volume di stoccaggio totale pari a circa 2.250 m³. Il volume a disposizione consentirà un periodo di stoccaggio ben superiore al minimo richiesto per la frazione solida del digestato dal R.R. 10R/2007, pari a 90 giorni.

La platea sarà dotata di copertura fissa a tettoia, come illustrato precedentemente, al fine di limitare le emissioni di ammoniaca conformemente al nuovo Piano Stralcio Agricoltura del Piano per la qualità dell'aria della Regione Piemonte. Sarà realizzata in carpenteria metallica con copertura in lamiera coibentata di colore bianco-grigio.

9.12.3.1 Verifica dello stoccaggio del digestato solido

Per la verifica dello stoccaggio del digestato palabile (assimilato a refluo zootecnico) occorre far riferimento all'art. 5 dell'Allegato VI bis, del R.R. 10R/2007 che riporta:

“Fatti salvi specifici provvedimenti in materia igienico-sanitaria, la capacità di stoccaggio dei digestati palabili non deve essere inferiore al volume di palabile prodotto in 180 giorni. Tale volume è da calcolarsi secondo le modalità indicate all'art. 10. Per il dimensionamento della platea di stoccaggio si utilizza un coefficiente di impilabilità pari a 1,5. Sono fatte salve le capacità di stoccaggio degli impianti già autorizzati o abilitati alla data di entrata in vigore del presente regolamento”.

La ditta, essendo già esistente è esente del rispetto del limite di stoccaggio a 180 giorni e pertanto occorre far riferimento all'art. 10, comma 4, del R.R. 10R/2007 che riporta:

*“Fatti salvi specifici provvedimenti in materia igienico-sanitaria, la capacità di stoccaggio, calcolata in rapporto alla quantità di effluenti prodotti durante la stabulazione del bestiame, al netto del vuoto sanitario, non deve essere inferiore al **volume di materiale palabile prodotto in 90 giorni**”.*

L'azienda proponente dovrà quindi garantire un tempo di stoccaggio pari a 90 giorni per il separato solido.

Ai fini del calcolo del tempo di stoccaggio si considerano il volume garantito dalla nuova platea coperta con tettoia TD2. I dati dimensionali sono riepilogati nella seguente Tabella 9-18.

Tabella 9-18: Verifica della capacità di stoccaggio del digestato palabile

STRUTTURA	Digestato	Pianta	Altezza utile	Vol. netto	Copertura	Tempo stoccaggio
		m ²	m	m ³		d
Platea TD1	Sep. solido	19 x 26,5 m	4,5	2.250	Tettoia	133,5
TOTALE				2.250		133,5

Quindi, in base alle volumetrie a disposizione, il tempo di stoccaggio complessivo del digestato sarà di circa **134** giorni, superiore al minimo richiesto da R.R. 10R/2007 pari a 90 giorni.

9.12.4 Vasca prelievo VP1

È presente una vasca per il prelievo del digestato (VP1) dalle vasche di stoccaggio VD1 e VD2.

9.13 Servizi generali impianto

9.13.1 Locale tecnico LT1

Il locale tecnico LT1 ospita strumentazione di servizio collegata al locale pompe interrato. Il locale pompe sarà mantenuto e riorganizzato a livello impiantistico. L'installazione del sistema di pompaggio all'interno di un locale chiuso consentirà di prolungare la vita utile dei macchinari costituenti il sistema di pompaggio, proteggendoli dagli agenti atmosferici.

9.13.2 Locale tecnico LT2

Il locale tecnico LT2 esistente è adibito in parte a locale quadri elettrici, in parte ad ufficio e locale a uso dei dipendenti (spogliatoio, WC, ecc.).

9.13.3 Locale tecnico LT3 - Antincendio

All'interno del locale tecnico LT3 è alloggiato il gruppo di pompaggio destinato all'alimentazione dell'impianto antincendio ed è sito di fianco alla trincea TR1.

Si procederà con l'adeguamento della capacità di stoccaggio dell'estinguente al nuovo assetto d'impianto, in linea con la normativa vigente e dopo approvazione dei Vigili del Fuoco.

9.13.4 Locale tecnico LT4

Il locale tecnico LT4 sarà adibito alla gestione della pesa aziendale PE1.

9.14 Recinzione

È previsto l'ampliamento al nuovo lotto di espansione della recinzione già presente. La recinzione sarà realizzata da paletti metalli infissi nel terreno ad una distanza di 1,5 m e rete metallica alta 2 m. Non è prevista la realizzazione di scavi per la realizzazione della stessa. Per maggiori dettagli si rimanda all'Elaborato planimetrico 5.

10 BILANCIO DI MASSA

10.1 Flussi in ingresso

74

10.1.1 La ricetta di alimentazione

Il piano di alimentazione proposto sarà costituito da reflui zootecnici (liquame e letame bovino) per circa 14.413 t/anno, colture dedicate (mais, sorgo, tritale, orzo, frumento e loietto insilati) per circa 15.878 t/anno, sottoprodotti e residui dell'attività agroalimentare (sottoprodotti lavorazione dei cereali) per circa 183 t/anno e residui di campo (paglie, stocchi ecc.) per circa 365 t/anno. A questi si aggiungono circa 475 m³/annui di acque meteoriche.

La ricetta di alimentazione prevista, utilizzata per il dimensionamento delle strutture di stoccaggio, è riassunta nella tabella seguente.

Tabella 10-1: Piano di alimentazione massimo previsto (anno)

Descrizione	t/y	t/d	ST	SV/ST	Nm ³ /t SV	% CH ₄	% w/w	% en
Letame bovini paglia	4.521	12,39	23,0%	80,2%	204,00	55,0%	14,7%	6,7%
Liquame bovini	9.892	27,10	8,0%	78,0%	290,00	58,0%	32,1%	7,1%
Mais pianta intera insilato	10.220	28,00	35,0%	95,5%	355,00	52,0%	33,1%	48,1%
Mais pastone integrale	1.825	5,00	71,0%	95,5%	387,00	50,0%	5,9%	19,0%
Tritale insilato	2.190	6,00	35,0%	93,0%	300,00	52,0%	7,1%	8,5%
Orzo insilato	365	1,00	35,0%	93,1%	296,00	50,0%	1,2%	1,4%
Frumento pianta intera insilato	365	1,00	34,0%	96,0%	290,00	52,0%	1,2%	1,4%
Loietto o loiessa insilato	365	1,00	28,0%	92,0%	292,00	50,0%	1,2%	1,1%
Sorgo granello insilato	365	1,00	34,0%	94,0%	276,00	50,0%	1,2%	1,3%
Mais granello	183	0,50	87,0%	98,5%	392,00	50,0%	0,6%	2,4%
Mais stocco insilato	365	1,00	34,0%	92,6%	299,00	54,0%	1,2%	1,4%
Sottoprodotti lavorazione cereali	183	0,50	87,0%	98,5%	284,00	50,0%	0,6%	1,8%
TOTALE MATRICI	30.838	84,5	27,21%	91,7%		52,0%	100,0%	100,0%
Acque meteoriche	475	1,3	0,0%	0,0%	-	0,0%		0,0%
Ricircolo separato liquido	10.950	30,0	4,5%	30,0%	-	0,0%		0,0%
TOTALE IN INGRESSO	42.262	115,8	21,17%	87,9%		52,0%		100,0%

I valori sono da intendersi come quantitativi massimi e pertanto l'impianto avrà una capacità di alimentazione massima pari a 30.838 t/anno.

I quantitativi dei singoli materiali potranno subire variazioni annuali nel rispetto delle seguenti regole:

- **Quantitativo complessivo massimo non superiore alla capacità massima di trattamento pari a 30.838 t/anno;**
- **obbligo di ridurre le emissioni di CO₂ equivalente nel processo almeno dell'80% rispetto al comparatore fossile (FFC) ai fini dell'ammissibilità alla produzione di biometano incentivato ai sensi del D.Lgs. 199/2021 e s.m.i.;**

Ai fini dell'ammissibilità delle matrici per la produzione di biometano incentivato ai sensi del D.Lgs. 199/2021 e successivo decreto attuativo si precisa che l'impianto produrrà biometano per **usi diversi dai trasporti** e quindi **non sarà oggetto alle restrizioni di alimentazione previste dall'Annex IX della direttiva RED2**.

Il digestato in uscita dai digestori sarà inviato alla sezione di separazione: il separato solido verrà stoccato nella platea TD1 sopradescritta, in attesa dello spandimento, mentre il digestato liquido verrà inviato alle vasche di stoccaggio. In ingresso al sistema viene infine considerata una quota di acque meteoriche e altri flussi liquidi che confluirà all'interno del ciclo di digestione in quantità pari a circa 1,3 t/giorno (vedasi capitolo 14): quest'ultimo valore è da assumersi puramente come indicativo in quanto soggetto, ovviamente, alle condizioni meteorologiche.

La Soc. Agr. Musinè S.S. per l'alimentazione dell'attuale impianto in assetto elettrico garantisce la fornitura di circa 12.800 t di biomassa all'anno, come riportato nella "Relazione annuale impianto 2023" inviata in data 29/04/2024 alla Città Metropolitana di Torino, in ottemperanza a quanto previsto dall'AU n. 115-28592/2012 del 15/05/2012 ai sensi del D. Lgs. 387/03.

Nel nuovo assetto a progetto è prevista una necessità di circa 16.000 t di biomasse. Mantenendo le attuali forniture è già quindi garantita una copertura di circa l'80% delle biomasse necessarie. Sarà premura del proponente acquistare sul mercato la quota mancante.

I reflui zootecnici invece sono gli stessi che già ad oggi vengono conferiti all'impianto a biogas. Si è fatto riferimento alla COM 10R consuntiva dell'anno 2023. I valori sono riassunti di seguito.

Tabella 10-2: Provenienza reflui conferiti in impianto

AZIENDA	Letame	N letame	Liquame bovino	N liq. bovino	N totale
	t/anno	kg/anno	t/anno	kg/anno	kg/anno
Cibrario Claudio	210	952,1	351	2.591	3.543
Accastello Agricola S.S. Az. Agr.	333	2929	6.962	22.950	25.879
Giuliano Giorgio & Fratelli S.S.	451	2253	144	845	3.098
Ravetto Giorgio	660	3292	355	1.638	4.930
L'alpina di Giaveno Soc. Coop. Agr.	2.866	14.952	0	0	14.952
Audisio Gianfranco	0	0	500	2.092	2.092
Valsusa Jersey S.S. di Cerrato Emilio e Gillo Pier Carlo	0	0	1.080	4.352	4.352
Az. Agr. Borello Franco S.S.	0	0	500	2.078	2.078
TOTALE	4.521	24.378	9.892	36.546	60.924

Ricapitolando, il flusso di massa annuo in ingresso, con il relativo quantitativo di azoto, sarà:

Tabella 10-3: Riepilogo flussi in ingresso con relativo contenuto di N

MATRICI	t/y	t/d	% tq	N kg/t tq	N kg/y
Alimenti tal quali	30.838	84,5	100,0%	4,6	141.940
SS	8.389	23,0	27,2%	-	-
Acqua	22.448	61,5	72,8%	-	-
Aria (15°C)	6	0,02	0,0%	753,1	4.500
Acqua	475	1,3	1,5%	-	-
Totale SS	8.395	23,0	26,8%		
Totale Acqua	22.923	62,8	73,2%		
TOTALE	31.318	85,8	100,0%	4,7	146.440
RICIRCOLO	t/y	t/d	% tq	N kg/t tq	N kg/y
Ricircolo	10.950	30,0	100,0%	5,116	56.020
SS	560	1,5	5,1%	-	-
Acqua	10.390	28,5	94,9%	-	-
TOTALE	t/y	t/d	% tq	N kg/t tq	N kg/y
Matrici + Ricircolo	42.268	115,8	100,0	4,8	202.460
SS	8.955	24,5	21,2	-	-
Acqua	33.313	91,3	78,8	-	-
TOTALE	42.268	115,8	100,0%	4,8	202.460

10.2 Flussi in uscita

In base alle rese di biogas considerate, relative ai materiali in ingresso, la produzione giornaliera attesa di biogas è quella rappresentata nella seguente tabella. Il biogas, oltre al metano, avrà un contenuto di N₂ variabile tra lo 0 ed il 5 %⁵, tracce di altri gas (in particolare H₂S) e la rimanente parte di CO₂. A tale produzione di gas corrisponde un abbattimento di SV complessivo calcolato intorno al 79,7% della sostanza secca in ingresso (circa 23 t/d).

⁵ *Characterization of Dairy-Derived Biogas and Biogas Processing – Scott et al. - 2006,*

10.2.1 Il biogas prodotto

Tabella 10-4: Produzione di biogas e contenuto in metano

Descrizione	Q.tà t/y	Metano			Biogas		
		Nm³/t tq	Nm³/h	Nm³/y	Nm³/t	Nm³/h	Nm³/y
Letame bovini paglia	4.521	37,63	19,4	170.111	68,4	35	309.293
Liquame bovini	9.892	18,10	20,4	179.007	31,2	35	308.634
Mais pianta intera insilato	10.220	118,66	138,4	1.212.692	228,2	266	2.332.101
Mais pastone integrale	1.825	262,27	54,6	478.640	524,5	109	957.281
Triticale insilato	2.190	97,65	24,4	213.854	187,8	47	411.257
Orzo insilato	365	96,45	4,0	35.205	192,9	8	70.410
Fumento pianta intera insilato	365	94,66	3,9	34.549	182,0	8	66.441
Loietto o loiessa insilato	365	75,22	3,1	27.455	150,4	6	54.910
Sorgo granella insilato	365	88,21	3,7	32.197	176,4	7	64.393
Mais granella	183	335,92	7,0	61.306	671,8	14	122.612
Mais stocco insilato	365	94,14	3,9	34.360	174,3	7	63.630
Sottoprodotti lavorazione cereali	183	243,37	5,1	44.416	486,7	10	88.831
TOTALE MATRICI	30.838	81,8	288,1	2.523.792	3.075	553,6	4.849.792

Tabella 10-5: Composizione media del biogas prodotto

T1 - Biogas umido a 43°C (T digestori)									
Composto	kg/m³	% vv anidro	% vv tot	V Nm³	kg/m³ BG	%pp anidro	%pp tot	m³/y	t/y
Metano	0,618	52,2%	48,6%	0,486	0,300	28,56%	26,99%	2.891.929	1.788,331
CO ₂	1,696	47,1%	43,9%	0,439	0,744	70,71%	66,83%	2.610.134	4.427,7
N ₂	1,067	0,1%	0,1%	0,001	0,001	0,09%	0,09%	5.557	5,9
H ₂ S	1,330	0,0%	0,0%	0,000	0,001	0,05%	0,05%	2.525	3,4
Altro	1,367	0,5%	0,4%	0,004	0,006	0,58%	0,54%	26.365	36,0
Tot anidro		100%	93,0%	0,930	1,052	100,0%	94,50%	5.536.510	6.261,4
H ₂ O	0,877		7,0%	0,070	0,061		5,50%	415.477	364,2
Totale			100,0%	1,000	1,113		84,73%	5.951.986	6.625,6

Sottraendo quindi la massa di biogas e il suo corrispettivo contenuto di azoto si ottengono, in uscita, i quantitativi di digestato prodotto (circa 35.576 t/anno) ed il relativo tenore di azoto.

Tabella 10-6: Riepilogo flussi in massa in uscita dal digestore con relativo contenuto di N

Matrici	t/y	t/d	% tq	N kg/t tq	N kg/y
Biogas	6.292,5	17,2	100,0%	0,9	5.930
Metano	1.788,3	4,9	28,4%	-	-
CO ₂ , N ₂ e altri gas	4.473,1	12,3	71,1%	1,3	5.930
Vapore acqueo	31,1	0,1	0,5%	-	-
Acqua di condensa	333,1	0,9	5,3%	5,0	1.666
Biogas perso in aria	66,9	0,2		-	
Digestato tal quale	35.576	97,5	100,0%	5,5	194.860
SS	2.694	7,4	7,6%	-	
Acqua	32.949	90,3	92,6%	-	
Totale	42.268	115,8	100,0%	4,8	202.460

10.2.2 Separazione solido liquido

Il digestato verrà inviato alla unità di separazione meccanica dalla quale si otterrà una frazione solida (10,5 t/giorno), che verrà depositata nella platea di stoccaggio posta sotto la tettoia TD1 in attesa di essere destinata a spandimento. Dalla separazione si otterrà anche una frazione liquida (86,9 t/giorno). Come accennato precedentemente, la frazione liquida verrà inviata alle vasche di stoccaggio del digestato liquido. Sia la frazione solida che la frazione liquida saranno destinate all'utilizzazione agronomica sui terreni in conduzione dall'azienda Musinè S.S. e in parte cedute a aziende terze.

Per quanto riguarda il digestato inviato alla fase di separazione, in base alle efficienze medie garantite dai separatori elicoidali, si considera che nel solido separato venga concentrato il 32% circa della s.s. in ingresso ed il 13% circa di N. Si considera inoltre una percentuale di solidi totali nella frazione solida del digestato pari al 28%. I parametri di separazione sono riportati nella Tabella 10-7.

Tabella 10-7: Parametri separatore elicoidale

Parametri del separatore	
% di digestato al separatore	100%
% di solidi separati	32,0%
% di azoto separato	12,9%
Tenore SS nel separato	28,0%

Dalle simulazioni effettuate utilizzando il quantitativo di digestato in uscita dalla sezione di digestione e i parametri del separatore visti nella precedente tabella è stato possibile determinare il bilancio di massa per tale sezione di separazione, riportato in Tabella 10-8.

Tabella 10-8: Bilancio di massa alla sezione di separazione elicoidale

Frazioni	t/y	t/d	%	ST %	ST t/y	ST t/d	N kg/t	N kg/y
Digestato prodotto	35.576	97,5	100,0%	7,6%	2.694	7,4	5,5	194.860
Digestato al separatore	35.576	97,5	100,0%	7,6%	2.694	7,4	5,5	194.860
SEPARATO SOLIDO	3.849	10,5	10,8%	28,0%	1.078	3,0	7,4	28.640
SEPARATO LIQUIDO	31.727	86,9	89,2%	5,1%	1.616	4,4	5,1161	162.320
Solido allo stoccaggio	4.569	12,5	13,4%	28,0%	1.279	3,5	7,5	34.100
Liquido ricircolato	10.950	30,0	30,8%	5,1%	558	1,5	5,1161	56.020
Liquido allo stoccaggio	20.777	56,9	58,4%	5,1%	1.059	2,9	5,1	106.300

10.2.3 Perdite da stoccaggio

Durante il periodo di stoccaggio del digestato solido prodotto si verificheranno perdite di azoto ammoniacale in atmosfera. Quindi, sottraendo la quota di azoto dalla quantità totale di N in uscita dal digestore, è possibile quantificare l'azoto contenuto nella massa destinata all'utilizzazione agronomica.

Nel dettaglio, si è fatto riferimento alle emissioni riportate nello studio condotto dal CRPA⁶, in cui vengono riportate le emissioni di NH₃, CH₄, N₂O, CO_{2eq} sia per il digestato solido che per il digestato

⁶ Moscatelli, CRPA 2020

liquido, in condizioni di stoccaggio senza alcuna copertura: il fattore emissivo indicato per l'ammoniaca risulta essere di $4,26 \text{ g m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ per il digestato liquido, e di $0,45 \text{ g m}^{-2} \text{ d}^{-1}$ per il digestato solido.

Nel caso in esame la vasca di stoccaggio VD1 sarà dotata di copertura fissa a tenuta con cupola gasometrica al fine di recuperare la quota di metano, mentre le vasche VD2 e VD3 sarà coperta con telo a tenda per contenere le emissioni in atmosfera; dunque, l'ammoniaca persa dalla vasca di stoccaggio VD1 viene considerata come nulla mentre si è considerato che la copertura con telo plastico a tenda sulle vasche VD2 e VD3 consenta di avere un abbattimento dell'85% delle emissioni di NH_3 secondo la DCR 27 giugno 2023 n.284-15266 della Regione Piemonte. Rimangono dunque da stimare le perdite di ammoniaca dallo stoccaggio del digestato solido nella struttura coperta TD1. Quest'ultime sono state calcolate considerando un dato emissivo di $0,27 \text{ g NH}_3/\text{m}^2 \text{ d}$, siccome, sempre secondo la DCR 27 giugno 2023 n.284-15266 della Regione Piemonte, una struttura coperta di quel tipo consente di avere un abbattimento delle emissioni di NH_3 del 40% rispetto al cumulo scoperto.

Tabella 10-9: Coefficienti emissivi stoccaggio del digestato

Stoccaggi	Copertura	Emissioni $\text{NH}_3 (\text{g m}^{-2} \text{ d}^{-1})$
Vasca VD1	Cupola gasometrica	-
Vasca VD2	Telo a tenda	0,64
Vasca VD2	Telo a tenda	0,64
Struttura TD2	Tettoia leggera	0,27

Tabella 10-10: Riepilogo digestato prodotto con relativo contenuto di N

Frazioni	t/y	t/d	%	ST %	ST t/y	ST t/d	N kg/t	N kg/y
Perdite da stoccaggio sol.	38			Tettoia, m^2	500	Perdite $\text{g/m}^2 \text{ h}$	0,011	49
Perdite da stoccaggio liq.	208			Vasche VD2-VD3 coperte telo a tenda, m^2	1.511	Perdite $\text{g/m}^2 \text{ h}$	0,009	117
Fine stoccaggio solido	3.810	10,4	10,7%	28,3%	1.078	3,0	7,5	28.591
Fine stoccaggio liquido	20.569	56,9	58,4%	5,1%	1.059	2,9	5,1	106.183
Totale digestato	24.379	66,8	68,5%	8,8%	2.136	5,9	5,5	134.773

Il digestato oggetto di spandimento verrà destinato all'utilizzo in agricoltura, sia dall'azienda proponente sia cedendo a aziende terze, come già accade oggi.

Si rimanda al capitolo 12.2 per l'analisi dettagliata della destinazione del digestato.

11 BILANCIO DI ENERGIA

80

11.1 Bilancio del metano prodotto e consumato

Come precedentemente accennato, il biogas prodotto verrà in parte inviato alla sezione di upgrading per ottenere biometano da immettere in rete, mentre una quota verrà alimentata al cogeneratore per soddisfare i fabbisogni elettrici e termici dell'impianto.

La produzione annua attesa di biogas è di circa 4.849.792 Nm³ che, considerando il contenuto percentuale di metano per m³ di biogas prodotto per ognuna delle matrici presenti per il piano di alimentazione, corrisponde ad una produzione di metano pari a circa 2.523.792 Nm³.

Il bilancio del metano prodotto all'interno dell'impianto, tenendo conto di tutte le eventuali e non auspicabili perdite che si verificheranno durante il processo di produzione (guardie idrauliche, sfiati, ...) e di un valore di PCI pari 9,44 kWh/Sm³, è riportato in Tabella 11-1.

Tabella 11-1: Bilancio complessivo del metano

Parametro	Sm ³ /y	MWh/y
Metano prodotto all'anno	2.662.386	25.105
Metano perso nel biogas (emissioni fuggitive)	26.624	251
Metano captato ed utilizzato	2.635.762	24.854
Metano autoconsumato	555.355	5.237
Metano in torcia per fermo UPG (escluse altre cause)	19.128	180
Metano perso in OFF gas del sistema di upgrading	10.425	98
Metano immesso in rete nel biometano	2.074.588	19.562

Per il dettaglio della produzione di biogas e del suo contenuto in metano si rimanda alla Tabella 10-4.

11.2 Bilancio elettrico

L'energia elettrica necessaria per il corretto funzionamento dell'impianto verrà prodotta dal cogeneratore, salvo casi di fermo/malfunzionamento per cui è previsto il prelievo di energia dalla rete locale.

L'unità di cogenerazione installata ha una potenza elettrica nominale pari a 330 kWe: il cogeneratore verrà alimentato con parte del biogas prodotto in impianto e avrà un numero di ore di funzionamento stimato di circa 8.550 h/anno.

Tale produzione sarà necessaria per far fronte ai consumi elettrici dell'impianto: in particolare una quota dei consumi totali deriverà dalle utenze ausiliarie, nelle quali confluiscono tutte le installazioni elettromeccaniche necessarie al funzionamento dell'impianto (ausiliari biologia, separatore e upgrading) e una quota da utenze non ausiliari (es. illuminazione, ecc.).

Il bilancio elettrico complessivo è riportato in Tabella 11-2.

Tabella 11-2: Bilancio elettrico complessivo

Parametro	kWhe	kW (8760 h)
Ausiliari biologia	405.965	46,3
Ausiliari pretrattamento e pulizia biogas	269.518	30,8
Ausiliari upgrading e compressione (esclusa pulizia biogas)	1.088.064	124,2
Ausiliari separatore	8.894	1,0
TOTALE AUSILIARI ELETTRICI IMPIANTO	1.772.440	202,3
Ausiliari elettrici dei generatori	63.917	7,3
TOTALE AUSILIARI ELETTRICI	1.836.357	209,6
Utenze pompaggio e trasporto delle matrici in impianto	0	0
Utenze non ausiliari (es. illuminazione, uffici, ecc.)	20.298	2,3
TOTALE CONSUMI ELETTRICI NON AUSILIARI	20.298	2,3
TOTALE CONSUMI ELETTRICI	1.856.655	211,9
Energia lorda prodotta dal CHP	1.813.679	207
ENERGIA AUTOPRODOTTA CONSUMATA IN IMPIANTO	1.813.679	207
ENERGIA ELETTRICA ACQUISTATA DALLA RETE	44.546	5,1
ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE	0	0
SALDO RETE ELETTRICA	-44.546	-5,1

11.3 Bilancio termico

La quota di energia termica prodotta dal cogeneratore sarà generata a pieno carico attraverso uno scambiatore dell'acqua di raffreddamento motore ed uno scambiatore fumi di scarico per una potenza totale approssimativamente di 386 kWt; il valore annuo prodotto ammonta intorno ai 3.089.233 kWh. I consumi termici saranno inoltre soddisfatti con il calore recuperato dai compressori del sistema di upgrading.

Anche per quanto riguarda l'energia termica è necessario tener conto delle utenze ausiliarie, rappresentate dal solo sistema di riscaldamento dei digestori. Il consumo di energia termica stimato per le utenze ausiliarie è pari a circa 1.583.894 kWh/anno, mentre per le utenze termiche non ausiliarie (come, ad esempio, il riscaldamento degli uffici), si stima un consumo annuo di circa 15.854 kWh.

Il bilancio termico complessivo è riportato in Tabella 11-3.

Tabella 11-3: Bilancio termico complessivo

Parametro	kWh	kWh med
ENERGIA TERMICA DISPONIBILE	3.089.233	353
Cogeneratore	2.508.140	286
Recupero compressori	581.093	66
CONSUMI TERMICI AUSILIARI	1.583.894	181
Ausiliari biologia	1.583.894	181
Altre utenze termiche aziendali	15.854	2

Infine, nella Tabella 11-4 sono riportati i valori di produzione e dei consumi termici dell'impianto di digestione anaerobica, suddivisi su base mensile e in base alla temperatura di riferimento.

Tabella 11-4: Bilancio termico dell'impianto [kWh]

Mese	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	TOTALE
PRODUZIONE TERMICA IMPIANTO													
Produzioni termiche bassa temperatura (80-95°C)													
Recupero termico raffreddamento upgrading	49.353	44.577	49.353	47.761	49.353	47.761	49.353	49.353	47.761	49.353	47.761	49.353	581.093
Energia termica prodotta cogeneratore	213.020	192.405	213.020	206.149	213.020	206.149	213.020	213.020	206.149	213.020	206.149	213.020	2.508.140
TOTALE DISPONIBILITA' TERMICA	262.373	236.982	262.373	253.910	262.373	253.910	262.373	262.373	253.910	262.373	253.910	262.373	3.089.230
CONSUMI TERMICI IMPIANTO													
Utenze termiche bassa temperatura (80-95°C)													
Ausiliari biologia	199.693	168.796	160.189	132.170	112.690	91.152	79.681	85.643	100.535	99.786	162.623	190.936	1.583.894
Riscaldamento uffici	3.536	2.835	2.291	1.466	-	-	-	-	-	-	2.461	3.265	15.854
TOTALE CONSUMI TERMICI	203.229	171.631	162.480	133.636	112.690	91.152	79.681	85.643	100.535	99.786	165.084	194.201	1.599.750

12 DIGESTATO E BILANCIO DELL'AZOTO

12.1 Classificazione del digestato

L'impianto in esame, come indicato nel paragrafo 10.1.1, verrà alimentato con prodotti agricoli, sottoprodotti dell'industria agroalimentare ed effluenti zootecnici, quest'ultimi pari a circa il 47% della miscela in ingresso alla digestione anaerobica.

Il Decreto Interministeriale 25 febbraio 2016, all'art. 22 stabilisce che:

"il digestato destinato ad utilizzazione agronomica è prodotto da impianti aziendali o interaziendali alimentati esclusivamente con i seguenti materiali e sostanze, da soli o in miscela tra loro:

- a) paglia, sfalci e potature, nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso di cui all'articolo 185, comma 1, lettera f), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;*
- b) materiale agricolo derivante da colture agrarie. Fatti salvi gli impianti da realizzarsi ai sensi dell'articolo 2 del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, per gli impianti autorizzati successivamente all'entrata in vigore del presente decreto, tale materiale non potrà superare il 30 per cento in termini di peso complessivo;*
- c) effluenti di allevamento, come definiti all'articolo 3, comma 1, lettera c) del presente decreto;*
- d) le acque reflue, come definite all'articolo 3, comma 1, lettera f) del presente decreto;*
- e) residui dell'attività agroalimentare di cui all'articolo 3, comma 1 lettera i) del presente decreto, a condizione che non contengano sostanze pericolose conformemente al regolamento (CE) n. 1907/2006;*
- f) acque di vegetazione dei frantoi oleari e sanse umide anche denocciolate di cui alla legge 11 novembre 1996, n. 574;*
- g) i sottoprodotti di origine animale, utilizzati in conformità con quanto previsto nel regolamento (CE) 1069/2009 e nel regolamento di implementazione (UE) 142/2011, nonché delle disposizioni approvate nell'accordo tra Governo, Regioni e Province autonome;*
- h) materiale agricolo e forestale non destinato al consumo alimentare di cui alla tabella 1B del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012."*

Nel punto e) di tale elenco rientrano i sottoprodotti elencati nell'Allegato IX al medesimo decreto:

"I residui dell'agroindustria che possono essere impiegati per la produzione di digestato agroindustriale di cui al presente decreto sono i seguenti:

- *sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (buccette, bacche fuori misura, ecc.);*
- *sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, acque di vegetazione);*
- *sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.);*
- *sottoprodotti della trasformazione della frutta (condizionamento, sbucciatura, detorsolatura, pastazzo di agrumi, spremitura di pere, mele, pesche, noccioli, gusci, ecc.);*

- sottoprodotti della trasformazione degli ortaggi (condizionamento, sbucciatura, confezionamento, ecc.)
- sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero (borlande; melasso; polpe di bietola esauste essiccate, suppressate fresche, suppressate insilate ecc.)
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione/selezione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.)
- **sottoprodotti della lavorazione dei cereali (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, glutine, amido, semi spezzati, amido di riso e proteine di riso in soluzione acquosa da prima lavorazione dei cereali e/o riso ecc.)**
- sottoprodotti della trasformazione dei semi oleosi (pannelli di germe di granturco, lino, vinacciolo, ecc.)”

Con un emendamento inserito all’art. 12bis del D.L. 17/2022 sono aggiunti a tale elenco anche ulteriori sottoprodotti:

“Al fine di semplificare il processo produttivo negli impianti per la produzione di biogas e biometano, i sottoprodotti di cui ai punti 2 e 3 della tabella 1.A dell’allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 giugno 2016, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 150 del 29 giugno 2016, possono essere ammessi in ingresso agli impianti per la produzione di biogas e biometano e si intendono compresi nella definizione di cui all’articolo 3, comma 1, lettera i), del decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 25 febbraio 2016, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 90 del 18 aprile 2016...”.

In particolare, al punto 3 della tabella 1.A dell’allegato 1 al DM 23/06/2016, sono presenti, oltre ai sottoprodotti già presenti all’All. IX del Decreto 25/02/2016, anche le seguenti matrici:

- pannello di spremitura di alga;
- sottoprodotti delle lavorazioni ittiche;
- sottoprodotti dell’industria della panificazione, della pasta alimentare, dell’industria dolciaria: sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno;
- sottoprodotti della torrefazione del caffè;
- sottoprodotti della lavorazione della birra;
- sottoprodotti della lavorazione di frutti e semi oleosi: pannelli di germe di granturco, lino, vinacciolo, terre decoloranti usate oleose, pezze e code di lavorazione di oli vegetali.”

Nel caso in esame, il digestato sarà prodotto a partire da matrici di cui ai punti b), c) ed e). Il digestato ottenuto è quindi classificabile come **DIGESTATO AGROINDUSTRIALE** ai sensi dell’**art. 22 del Decreto Interministeriale 25 febbraio 2016**. Tale digestato è considerato sottoprodotto ai sensi dell’art. 164-bis del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, qualora destinato ad utilizzazione agronomica.

L’utilizzo agronomico del digestato dovrà quindi essere effettuato nel rispetto delle norme tecniche stabilite dallo stesso DM e dalla normativa attuativa regionale (Regolamento Regionale 10R/2007). Il digestato dovrà inoltre rispettare le seguenti caratteristiche.

Tabella 12-1: Caratteristiche del digestato agroindustriale (DM 25 febbraio 2016)

Parametro	Valore (min)/(max)	Unità di misura
Contenuto di sostanza organica	20	% in peso di sostanza secca
Fosforo totale	0,4	% in peso di sostanza secca
Azoto totale	1,5	% in peso di sostanza secca
Piombo totale	140	mg/kg di sostanza secca
Cadmio totale	1,5	mg/kg di sostanza secca
Nichel totale*	100	mg/kg di sostanza secca
Zinco totale	600	mg/kg di sostanza secca
Rame totale	230	mg/kg di sostanza secca
Mercurio totale	1,5	mg/kg di sostanza secca
Cromo esavalente totale	0,5	mg/kg di sostanza secca
Salmonella	Assenza in 25 g di campione t.q.	c=0 n=5 m=0 M=0 **

In riferimento al rispetto dei parametri sopracitati si fa presente che già oggi l'azienda svolge annualmente almeno una analisi del digestato tal quale con i parametri del digestato agroindustriale: si allega l'ultimo certificato dell'anno 2023 da quale si può evincere il rispetto dei limiti normativi.

L'azienda sarà inoltre tenuta all'aggiornamento della Comunicazione di cui all'articolo 3 del regolamento regionale 10/R/2007.

In tema di digestato si rammenta che in aggiunta alle matrici di alimentazione normalmente utilizzate nell'impianto, **limitatamente alle fasi di primo avvio e di successivi eventuali avvii dopo fermi manutentivi, potranno essere utilizzate quantità limitate di digestato agrozootecnico o agroindustriale ai sensi del DM 25/02/2016** impiegate come innesco della digestione anaerobica. Questi materiali saranno, quindi, impiegati esclusivamente nella fase di primo avviamento della fermentazione all'interno del digestore. Tali matrici non saranno considerate parte della ricetta di alimentazione standard dell'impianto.

12.2 Bilancio dell'azoto e verifica della capacità di spandimento

Al capitolo 10 è stato effettuato un bilancio di massa dell'impianto, da cui si evince che verranno introdotti annualmente all'interno del sistema di digestione circa 141.942 kg di azoto, di cui circa 60.924 kg di origine zootecnica. Nella seguente tabella vengono riportate in dettaglio le quantità di azoto in ingresso al sistema di digestione.

Tabella 12-2: Riepilogo azoto in ingresso a progetto

Descrizione	t/d	ST	ST t/d	Azoto			
				kg/t tq	kg/t ss	kg/d	kg/y
Letame bovini paglia	12,39	23,0%	2,85	4,50	19,57	56	24.378
Liquame bovini	27,10	8,0%	2,17	3,8	47,00	102	36.546
Mais pianta intera insilato	28,00	35,0%	9,80	3,9	11,18	110	39.991
Mais pastone integrale	5,00	71,0%	3,55	10,0	14,09	50	18.250
Triticale insilato	6,00	35,0%	2,10	4,2	11,88	25	9.102
Orzo insilato	1,00	35,0%	0,35	4,2	12,00	4	1.533
Frumento pianta intera insilato	1,00	34,0%	0,34	4,1	12,00	4	1.489
Loietto o loiessa insilato	1,00	28,0%	0,28	6,0	21,43	6	2.190
Sorgo granella insilato	1,00	34,0%	0,34	4,5	13,33	5	1.655
Mais granella	0,50	87,0%	0,44	13,9	16,00	7	2.540
Mais stocco insilato	1,00	34,0%	0,34	3,0	8,80	3	1.092
Sottoprodotti lavorazione cereali	0,50	87,0%	0,44	17,4	20,00	9	3.176
TOTALE MATRICI	84,5	27,21%	23,0	4,5	16,5	380	141.942

A valle del processo di digestione, si verificheranno alcune perdite di azoto in atmosfera dovute alla fase di separazione meccanica e all'accumulo del digestato liquido e solido nelle rispettive strutture di stoccaggio. Terminato il periodo di stoccaggio il digestato verrà destinato allo spandimento.

Tale valore può essere considerato valido in fase preliminare; ovviamente, ad impianto realizzato, sarà possibile desumere il contenuto di azoto tramite analisi sul digestato prodotto.

Al termine della fase di stoccaggio, si conseguirebbero i dati sotto riportati calcolati, al netto delle perdite riscontrate nelle fasi di separazione e stoccaggio, illustrati nel capitolo 15.

Si riporta in Tabella 12-3 un riepilogo del digestato da avviare a spandimento nell'impianto a progetto.

Tabella 12-3: Digestato avviato allo spandimento secondo il progetto

Digestato	t/anno	N (kg/t)	N totale (kg/anno)	N zootecnico (kg/anno)	N vegetale (kg/anno)
Sep. solido totale	3.810	7,5	28.591	12.924	15.666
Sep. liquido totale	20.569	5,2	106.183	48.000	58.183
TOTALE	24.379		134.773	60.924	73.849

Dopo di che, si ritiene utile riportare nella seguente tabella i dati sulla cessione e spandimento del digestato solido e liquido, facendo riferimento alla Comunicazione 10/R per l'anno 2023. Sono stati inoltre stipulati nuovi contratti di cessione del digestato, allegati alla presente relazione. In Tabella 12-4 si riporta un riassunto delle cessioni dimostrando la capacità di spandimento.

Tabella 12-4: Produzione e cessioni digestato

Digestato prodotto	t/anno	N (kg/t)	N totale (kg/anno)	N zoot. (kg/anno)	N veg. (kg/anno)
Digestato solido prodotto da Musinè S.S.	3.810	7,5	28.591	12.924	15.666
Digestato liquido prodotto da Musinè S.S.	20.569	5,2	106.183	48.000	58.183
TOTALE prodotto	24.379		134.773	60.924	73.849

Digestato spanto da Musinè S.S.	t/anno	N (kg/t)	N totale (kg/anno)	N zoot. (kg/anno)	N veg. (kg/anno)
Digestato solido	3.810	7,5	28.591	12.924	15.666
Digestato liquido	17.957	5,2	92.700	41.905	50.795
TOTALE Musinè S.S.	21.768		121.290	54.829	66.461

Cessioni digestato liquido	t/anno	N (kg/t)	N totale (kg/anno)	N zoot. (kg/anno)	N veg. (kg/anno)
Borello Franco	520	5,2	2.687	1.215	1.472
Giuliano Giorgio & Fratelli S.S.	784	5,2	4.049	1.830	2.218
Valsusa Jersey S.S. di Cerrato Emilio e Gillo Pier Carlo	1.307	5,2	6.747	3.050	3.697
TOTALE cessioni digestato liquido	2.612	5,2	13.483	6.095	7.388

Nel nuovo assetto d'impianto verranno mantenuti gli attuali contratti di cessione del digestato e asservimento.

Tabella 12-5: Verifica spandimento Soc. Agr. Musinè S.S.

Verifica spandimento	ZVN (ha)	NZVN (ha)	Totale (ha)	N totale (kg/anno)	N zoot. (kg/anno)	N veg. (kg/anno)
Ricettività Musinè	42,2780	88,1285	130,4065	44.338	37.151	7.187
Asservimenti Musinè	58,8557	176,4123	235,2680	79.991	69.986	10.005
TOTALE ricettività	101,1337	264,5408	365,6745	124.329	107.137	17.193
Totale da spandere				121.290	54.829	66.461
SURPLUS				3.039	52.307	

87

In riferimento alla ricettività di azoto di possono formulare le seguenti osservazioni:

- Al netto delle cessioni effettuate ad aziende terze come riportato in Tabella 12-4 la Soc. Agr. Musinè S.S. dovrà garantire lo spandimento di 121.290 kg di azoto di cui 54.829 di azoto zootecnico.
- La ricettività totale della Soc. Agr. Musinè S.S. considerando anche gli asservimenti secondo la comunicazione 10R del 2023 è pari a 124.329 kg totali di azoto di cui 107.137 zootecnico.
- **Analizzando quindi la ricettività di azoto zootecnico si riscontra un totale di 107.137 kg/anno a fronte di una necessità di spandimento pari a 54.829 kg/anno.**
- Si rileva quindi un surplus di ricettività pari a circa 52.307 kg/anno di N zootecnico.
- Si sottolinea che anche considerando l'azoto totale (zootecnico + vegetale), la cui quota vegetale può essere usata oltre il limite dei 170 kg/ha nella zona vulnerabile è evidente che la capacità di spandimento è sicuramente garantita in quanto pressoché tutte le superficie interessate sono coltivate a cereali (mais oppure erbai invernali seguiti da mais) e quindi colture ad elevato asporto di azoto.
- Il bilancio di massa effettuato considera il piano di alimentazione massimo.

La capacità di spandimento è pertanto garantita.

Secondo quanto previsto dal succitato allegato del DPGR 10R/2007, punto B3):

“...la distribuzione in campo del digestato, in considerazione delle sue caratteristiche di fertilizzante organico, deve rispettare i criteri di bilanciamento della fertilizzazione azotata desumibili dal Piano di utilizzazione agronomica; a tale scopo deve essere conteggiata anche la quantità di azoto disponibile a seguito dell'aggiunta di materiali diversi dagli effluenti zootecnici; in considerazione del fatto che il digestato può essere composto da una miscela di effluenti zootecnici e altri materiali, le dosi distribuite nel corso dell'anno devono essere tali da rispettare, per la quota di azoto derivante da effluenti di origine zootecnica, i limiti stabiliti dal regolamento regionale 10/R/2007 per i terreni ricadenti rispettivamente in zona vulnerabile e in zona non vulnerabile da nitrati di origine agricola...”.

In base a tale normativa è possibile apportare, in aree vulnerabili da nitrati, la quota di azoto proveniente dalla biomassa vegetale oltre il limite dei 170 kg/ha, in sostituzione dei concimi minerali.

In pratica, nel caso in cui il fabbisogno della coltura lo richieda e considerando che il contenuto di azoto zootecnico nel digestato è pari a circa il 45% del totale, sarà possibile apportare anche in ZVN un carico azotato pari a circa 378 kg/ha (170 kg di azoto zootecnico + 208 kg di azoto derivante da

biomassa vegetale). Lo spandimento del digestato prodotto verrà effettuato nel rispetto delle indicazioni contenute nella DCR n. 284-15266 del 27 giugno 2023 per la seconda fase degli adeguamenti per le aziende zootecniche e/o con impianto biogas, finalizzate al contenimento delle emissioni di ammoniaca. In particolare, per la fase di spandimento le pratiche e tecniche da attuare sono riassunte nella seguente tabella (Tabella 2.a del Piano Stralcio Agricoltura).

88

Tabella 12-6: Tabella 2.a del Piano Stralcio Agricoltura – buone pratiche per il contenimento delle emissioni di NH₃ durante la fase di spandimento del digestato

	Tipologia di refluo	Classe di azoto escreto [kg/a]	Pratiche e tecniche	Riduzione emissiva attesa
Fase di spandimento	Palabile	1.001 ÷ 2.999	Incorporazione entro 12 ore	45%
		≥ 3.000	Incorporazione entro 4 ore Incorporazione immediata (coltivazione senza inversione)	60%
	Non palabile	1.001 ÷ 2.999	Incorporazione entro 12 ore Distribuzione in bande a raso + incorporazione entro 24h	45%
		≥ 3.000	Iniezione superficiale (solchi aperti) Incorporazione immediata (coltivazione senza inversione) Distribuzione in bande a raso + incorporazione entro 4h	70%

Come riportato nella precedente tabella, lo spandimento di entrambe le frazioni in uscita dall'impianto avverrà con le seguenti tecniche minime:

- Per il solido mediante incorporazione entro 4 ore (riduzione emissiva attesa pari al 60-70%);
- Per il liquido distribuzione in bande a raso ed incorporazione entro le 4 ore;

Si consideri che ad oggi una buona quantità di digestato liquido viene avviato allo spandimento con tecnica dell'interramento immediato mediante botti con dischiera o erpici posteriori.

13 SOSTENIBILITÀ DEL BIOMETANO PRODOTTO

13.1 Inquadramento normativo

89

13.1.1 Direttiva UE RED II

In data 23 aprile 2009 il Parlamento Europeo approvò la Direttiva 2009/28/CE, meglio conosciuta come Direttiva RED, un documento all'interno del quale fu definito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili, fissando obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

In data 11 dicembre 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la Direttiva UE 2018/2001, anche conosciuta come **Direttiva RED II**, costituente un vero e proprio aggiornamento della precedente Direttiva RED: in particolare, con la stesura della nuova direttiva sono state apportate sostanziali modifiche rispetto a quanto definito nella precedente direttiva, soprattutto in merito alla sostenibilità dei processi di produzione sia dei biocarburanti sia dei combustibili da biomassa, fornendo anche una serie di criteri e di soglie dimensionali che gli impianti devono rispettare.

Tale Direttiva è stata recepita in Italia attraverso il **D.Lgs. 199/2021**, pubblicato in data 8 novembre 2021.

13.1.2 D.Lgs. 199/2021

L'obiettivo del D.Lgs. 199/2021 è quello 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.

L'art. 42 indica quali sono i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per i biocarburanti, per i bioliquidi e i combustibili da biomassa: in particolare, al comma 12 e seguenti viene indicato che:

12. "L'uso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa assicura una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, calcolata in conformità all'articolo 44, pari almeno:

- a) *al 50 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in esercizio al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;*
- b) *al 60 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;*
- c) *al 65 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i gas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021;*

d) al 70 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 per cento per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2026.

13. Ai fini di cui al comma 12 del presente articolo, un impianto è considerato in esercizio quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, del biometano, ovvero dei biogas consumati nel settore del trasporto e dei bioliquidi e la produzione fisica del riscaldamento e del raffrescamento e dell'energia elettrica da combustibili da biomassa.

14. Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili da biomassa che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 concorrono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, solo se rispettano i seguenti requisiti, la soddisfazione dei quali non costituisce condizione per accedere a eventuali regimi di sostegno approvati entro il 25 dicembre 2021.

15. L'energia elettrica è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;

(...)"

Per l'impianto in esame si assume che il biometano prodotto venga inviato a un generatore di energia per riscaldamento e/o raffrescamento, e sarà dunque necessario ridurre le emissioni di gas serra di almeno l'80%⁷.

L'art. 44 del presente decreto stabilisce i criteri di calcolo per la valutazione dell'impatto dei gas ad effetto serra per la produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa:

"La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa ai fini dell'articolo 42, comma 11, è calcolata in uno dei modi seguenti:

- a) *se l'Allegato VI, parte A o B, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e l'Allegato VII, parte A per i combustibili da biomassa, fissano un valore standard per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione e se il valore per questi biocarburanti o bioliquidi calcolato secondo l'Allegato VI, parte C, punto 7, e per i combustibili da biomassa calcolato secondo l'Allegato VII, parte B, punto 7, è uguale o inferiore a zero, si utilizza detto valore standard;*
- b) *si utilizza il valore reale calcolato secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e nell'Allegato VII, parte B per i combustibili da biomassa;*
- c) *si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VI, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VI, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, sono utilizzati per tutti gli altri fattori;*
- d) *si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VII, parte B, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VII, parte C, possono essere*

⁷ Nella realtà occorrerà valutare l'effettiva destinazione del metano ed effettuare il calcolo ai sensi della RED2.

utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VII, parte B, sono utilizzati per tutti gli altri fattori."

Per quanto riguarda il presente progetto, dal momento che si intende realizzare un impianto per la produzione di biometano da destinare ad altri usi industriali, si farà riferimento alla procedura di calcolo indicata nell'Allegato VII, parte B.

Nel caso in cui l'alimentazione a progetto preveda l'utilizzo di matrici non indicate all'interno delle tabelle dell'Allegato VII, occorrerà fare riferimento ai valori ed alle procedure che saranno riportati nella nuova norma UNI TS 11567 adeguata alla Direttiva RED II la cui pubblicazione è attesa nei prossimi mesi. Nelle more della pubblicazione della nuova norma si può fare riferimento a quanto riportato all'interno della vigente norma tecnica UNI TS 11567 ove non in contrasto con i valori della Direttiva RED II oppure adottare altro meccanismo di calcolo.

13.1.3 Norma tecnica UNI TS 11567

La norma UNI TS 11567, pubblicata il 19 dicembre 2019, definisce uno schema di qualificazione per tutte le organizzazioni che operano all'interno della filiera di produzione del biometano, fornendo specifici valori di sostenibilità e metodologie di calcolo volte a definire i valori di emissione della filiera produttiva.

La norma è attualmente in corso di aggiornamento per essere allineata con la RED II.

Tale norma tecnica aggiornata fornirà quindi un supporto fondamentale per l'applicazione della procedura di calcolo delle emissioni secondo quanto definito dal D.Lgs. 199/2021, in quanto vengono riportate ulteriori matrici rispetto a quanto definito dal D.Lgs. 199/2021 stesso. In particolare, si fa riferimento ai valori di emissione disaggregati, espressi in g CO₂eq/MJ, riportati nelle tabelle dell'Appendice A.

13.2 Sostenibilità e calcolo delle riduzioni di emissione

In via preliminare si può affermare che il progetto soddisfa i criteri generali di sostenibilità delle matrici.

Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni, seguendo le procedure di calcolo riportate nell'Allegato VII del D. Lgs. 199/2021 e i valori di emissione disaggregati riportati sempre sull'Allegato VII o sull'Appendice A della norma UNI TS 11567 qualora si tratti di matrici non presenti nel suddetto documento, oppure ancora utilizzando i valori provvisori della bozza di norma UNITS 11567:2023 **sono stati calcolati i valori e riportati nel documento "Calcolo sostenibilità" allegato alla relazione.**

14 GESTIONE DELLE ACQUE

14.1 Premessa

Il sistema di gestione delle acque meteoriche esistente verrà ampliato includendo le nuove strutture.

14.2 Definizione delle acque

La gestione delle acque riguarda le seguenti tipologie di reti:

- **ACQUE METEORICHE**
 - a. acque meteoriche da superfici di copertura
 - b. acque meteoriche da strade, piazzali e trincee
 - Da aree potenzialmente contaminate
 - Da aree non contaminate
- **ACQUE DI PROCESSO**
 - a. condense da biogas e biometano (chiller, carboni, ecc.)

Nel paragrafo successivo vengono descritte le modalità di gestione delle acque meteoriche in caso di precipitazioni medie, stimate secondo i dati storici forniti e rilevati da ARPA Piemonte presso la stazione meteorologica di Avigliana (TO), nel periodo 1992-2023.

14.3 Gestione acque meteoriche

La caratterizzazione delle aree avviene tramite la seguente suddivisione:

- Superfici verdi e inghiaiate non impermeabilizzate
- Superficie tettoia in progetto non contaminata
- Superficie piazzali, basamenti, tetti e vasche coperte in base a dove ruscella l'acqua di scolo
- Superfici trincee e pavimentazioni potenzialmente contaminate

Si faccia riferimento all'apposito Elaborato planimetrico n°6 "*Reti tecnologiche e punti emissivi*"

In riferimento a tale classificazione:

- Le acque ricadenti su superfici verdi o inghiaiate non impermeabilizzate sono considerate come non potenzialmente contaminate, si infiltreranno naturalmente nel suolo.
- Le acque ricadenti sulla tettoia in progetto TD1 sono considerate non contaminate. La tettoia sarà dotata di grondaie e tubazioni per veicolare le acque meteoriche sulle aree permeabili circostanti.
- Le acque ricadenti sulle coperture delle vasche, tetti, piazzali e basamenti della sezione di upgrading sono considerate come non potenzialmente contaminate, poiché le superfici sono mantenute pulite. Le acque ricadenti su di esse ruscelleranno nelle aree permeabili verdi o inghiaiate vicine, e si infiltreranno nel sottosuolo.

- Le acque ricadenti sui piazzali di manovra fronte e retro le trincee sono considerati come non contaminati poiché in caso di sporcamento accidentale è prevista la pulizia a secco delle superfici interessate tramite spazzolamento e raccolta. Le acque saranno raccolte dalla rete di raccolta delle acque non contaminate, che veicoleranno l'acqua verso il recettore finale individuato nel canale di scolo a sud dell'impianto tra il confine aziendale e il sedime autostradale.
- Per la gestione delle acque ricadenti nelle aree adibite a trincea si possono formulare le seguenti considerazioni:
 - Durante l'anno vi è presenza di trincee che posso essere totalmente piene e coperte, in uso e aperte oppure completamente vuote e pulite.
 - Le trincee piene e chiuse sono considerate come area non potenzialmente contaminata. Presentano infatti copertura con telo plastico apposito per la pratica dell'insilamento, che è impermeabile. Le trincee sono riempite in modo che il fronte coincida con la griglia di raccolta dei percolati sul lato aperto della trincea. Questo fa sì che i colaticci che naturalmente si formano durante i mesi di insilamento vengano raccolti dalla rete di griglie e pozzetti presenti. Il telo plastico è fissato in modo da far scolare l'acqua meteorica oltre le griglie di raccolta dei colaticci, veicolandola sulle aree pulite antistanti la trincea chiusa. Queste acque verranno raccolte dal sistema di raccolta delle acque meteoriche e inviate al pozzetto deviatore PP0.
 - Le trincee vuote, debitamente pulite a secco dopo l'esaurimento della biomassa insilata presente, sono considerate come aree non contaminate e le acque vengono veicolate al recettore finale delle acque non contaminate tramite il sistema di raccolta delle acque dei piazzali non contaminati. Verranno chiusi i pozzetti di raccolta dei colaticci sulla testata della trincea vuota in modo che l'acqua scorra oltre.
 - Le trincee in uso, sono considerate come aree potenzialmente contaminate. Le acque meteoriche verranno raccolte dai pozzetti di raccolta dei colaticci e veicolate nel pozzetto deviatore PP0 di gestione delle acque di prima/seconda pioggia. La prima pioggia finirà nella vasca di raccolta PP1, per essere poi avviate alla prevasca di carico PV1 dei digestori, mentre le acque di seconda pioggia verranno veicolate al sistema delle acque non contaminate e scaricate nel fosso di scolo a Sud dell'impianto in quanto considerate appunto come non contaminate.
 - I flussi dei pozzetti verranno gestiti tramite deviatori manuali che verranno aperti o chiusi e/o chiusini ciechi in base allo stato della trincea (chiusa, aperta o vuota) per indirizzare le acque nel pozzetto di gestione delle acque di prima pioggia PP0 che gestirà le acque inviate vasca PP1 e quindi alla digestione oppure verso il flusso delle acque non contaminate verso il fosso di scolo a Sud dell'impianto.
 - Data una superficie complessiva delle trincee pari a 5.300 m² viene considerata in media il 50% della superficie come potenzialmente contaminata, pari a circa 2.650 m².
- La rampa di carico alla tramoggia esistente e la platea di stoccaggio del letame sono considerate come sempre contaminate. È già presente una rete di raccolta dei colaticci e acque meteoriche, che vengono raccolte dall'apposita rete e veicolate alla digestione.

14.3.1 Gestione acque di prima e seconda pioggia

La rete di drenaggio in generale è costituita da pozzetti di raccolta, installati in punti strategici collocati sui perimetri delle strutture interessate, e tubazioni annesse. Sarà presente:

- una rete di raccolta delle aree potenzialmente contaminate con invio al pozzetto di gestione della prima e seconda pioggia PP0.
- una rete di acque meteoriche non contaminate che veicola l'acqua delle aree non contaminate al canale irriguo di scarico. Inoltre sarà presente un collettore tra il pozzetto deviatore PP0 e la rete delle non contaminate, per il flusso delle acque di seconda pioggia anch'esso inviato al canale di scolo.

La "contaminazione" di tali acque è dovuta al contatto con i materiali normalmente movimentati in impianto, pertanto l'invio alla digestione di tali acque senza alcun trattamento è giudicato compatibile in quanto non contaminate da sostanze nocive per il ciclo stesso.

Le acque delle zone potenzialmente contaminate e i colaticci vengono convogliate nel pozzetto deviatore PP0 posto accanto alla vasca di raccolta delle acque di prima pioggia PP1, quest'ultima posta adiacente alla vasca di stoccaggio VD1.

Il pozzetto PP0 sarà solettato e interrato, di capacità pari a 1 m³, e presenterà una condotta in ingresso nel quale confluiranno tutti i colaticci e le acque meteoriche delle aree potenzialmente contaminate. Sarà presente una naturale condotta di uscita che veicolerà l'acqua alla vasca di prima pioggia PP1 che sarà dimensionata per raccogliere i primi 5 mm di acqua meteorica (prima pioggia). Raggiunto il volume prestabilito, grazie ad un sistema a galleggiante, la tubazione in entrata alla vasca PP1 verrà chiusa, causando l'innalzamento del livello nel pozzetto PP0 innescando quindi il flusso verso il secondo tubo in uscita dal pozzetto deviatore PP0, posto più in alto. Questa seconda condotta confluirà le acque (acque di seconda pioggia) nel sistema di raccolta delle aree non contaminate con scarico finale nel canale di scolo a Sud dell'impianto.

La vasca PP1 è presente in impianto come attuale pozzetto di raccolta dei colaticci. È costituita in cls, completamente interrata, a base rettangolare e con dimensioni pari a 2,5 x 2,5 m ed altezza pari a 3 m (0,1 m di franco di sicurezza). Il volume utile sarà quindi pari a circa 18 m³. Per il dimensionamento si faccia riferimento al paragrafo successivo.

Successivamente alla conclusione dell'evento meteorico sarà premura del gestore attivare manualmente il sistema di pompaggio delle acque di prima pioggia raccolte nel pozzetto PP1 verso la prevasca di carico PV1.

Complessivamente quindi si considera un'area potenzialmente contaminata pari a circa 3.065 m², comprendente 2.650 m² di trincee e 415 m² di rampa e platea PL1. Sarà presente come descritto precedentemente un'area pari a circa 830 m² di piazzali non contaminati

Le restanti superfici del lotto d'impianto presenteranno infiltrazione naturale nel suolo essendo superfici verdi o inghiaiate, o ruscelleranno verso quest'ultime, trattandosi di aree non contaminate (cupole, upgrading, tettoie ecc.).

14.3.2 Dimensionamento della vasca di prima pioggia e volumi gestiti

L'area in esame presenta una piovosità annua media pari a circa 866 mm (Tabella 14-1). Il dato è stato ottenuto come media degli eventi piovosi accaduti nel periodo 1992-2023, estraendo i dati dal

database di ARPA Piemonte, rilevati nella stazione meteorologica più vicina all'area di intervento, posta a circa 3 km a Ovest del lotto d'impianto presso il casello autostradale Avigliana Ovest (TO).

Le acque ricadenti su aree potenzialmente contaminate, come descritto precedentemente, saranno suddivise in acque di prima pioggia (primi 5 mm dell'evento piovoso) e acque di seconda pioggia (mm successivi ai primi 5). Le acque di prima pioggia saranno inviate tramite il pozzetto deviatore PP0 alla vasca di stoccaggio PP1 della prima pioggia e quindi alla digestione anaerobica. Le acque di seconda pioggia, invece, poiché non contaminate, saranno inviate allo scarico nel canale di scolo a Sud dell'impianto.

Considerando una superficie scolante potenzialmente contaminata pari a circa 3.065 m² e un volume d'acqua raccolta pari a massimo 5 mm per evento piovoso è stato stimato il volume massimo per singolo evento piovoso, pari a circa 15,3 m³. **È dunque verificato positivamente lo stoccaggio nella vasca di prima pioggia PP1** che presenta un volume utile pari a circa 18 m³.

Il volume annuo di acque di prima pioggia da inviare alla digestione anaerobica è stato stimato elaborando i dati della stazione di rilevamento ARPA sopracitata, ottenendo circa 159 mm di prima pioggia come media riferita agli eventi meteorici del periodo analizzato. Si precisa che in caso di evento piovoso di più giorni sono stati considerati solo i 5 mm di prima pioggia del primo giorno. Inoltre alcuni singoli eventi piovosi sono risultati inferiori ai 5 mm. Data la superficie scolante potenzialmente contaminata pari circa 3.065 m² si ottiene un volume di circa **475 m³ di acque di prima pioggia all'anno**.

Tabella 14-1: Rielaborazione dati pluviometrici stazione meteorologica ARPA di Avigliana (TO)

Anno	n° d pioggia	Pioggia (mm)	Prima pioggia (mm)	n° eventi
1992	170	1185,8	181,4	72
1993	159	1075,4	125	52
1994	160	1194	166,6	68
1995	128	772,4	159,8	56
1996	180	1091,2	188,6	53
1997	121	586,8	147,8	59
1998	116	735	166,6	55
1999	104	744,4	150,6	45
2000	100	1037,4	129,8	39
2001	97	685,8	175,8	51
2002	124	1413,2	188,8	49
2003	86	631,6	159,4	43
2004	101	675,6	129,8	38
2005	85	577,2	133,4	40
2006	80	606,4	129,6	43
2007	89	575,2	130,6	38
2008	95	766,6	130,6	37
2009	107	855,8	157,6	44
2010	125	1043	188,6	55
2011	95	1014	145,8	39
2012	103	852,4	160,8	42
2013	116	1039	180,2	49
2014	135	1111,8	222	52

2015	94	844,2	127,6	30
2016	103	1004,2	158,8	57
2017	84	522,8	148,2	41
2018	145	1260,2	193	51
2019	107	1074	170	49
2020	89	690,4	147,4	44
2021	94	693,4	183,2	52
2022	77	483,6	139,4	44
2023	104	853,4	166	47
Media	112	865,5	159	48

Si stima quindi in totale **475 m³ di acque inviate alla digestione anaerobica.**

A fronte dei calcoli precedentemente riportati **si stima l'avvio a digestione di circa 1,3 m³ al giorno di acque meteoriche.**

Si tiene a precisare che il dato risultante è frutto di elaborazioni previsionali sulla base di medie storiche, e che quindi i dati reali futuri saranno comunque fortemente influenzati dalla variabilità delle precipitazioni, con delta positivi o negativi anche significativamente importanti a seguito delle sempre più frequenti anomalie climatiche e probabilità di precipitazioni più concentrate in eventi meteorici intensi.

14.4 Acque di processo

14.4.1 Provenienza delle acque di processo

La gestione delle acque di processo riguarda le condense da biogas e biometano (pozzetto condense, chiller, carboni, ecc.). Sarà presente un pozzetto di raccolta delle condense PC2 posto nell'area di upgrinding.

Il biogas fuoriesce dai digestori ad una temperatura di circa 43°C ed in condizione di saturazione idrica. Con l'abbassamento progressivo della temperatura lungo le tubazioni di trasporto del biogas, l'acqua condensa progressivamente. Al passaggio nel chiller, poi, il drastico calo di temperatura provoca la condensa di una ulteriore quota di acqua.

Tali acque vengono ovviamente raccolte e destinate alle vasche di stoccaggio del digestato. Il loro volume può essere ritenuto trascurabile visti i volumi di stoccaggio a disposizione ed il volume di digestato prodotto.

15 ANALISI AMBIENTALE DELL'IMPIANTO

15.1 Identificazione delle sorgenti emissive

97

15.1.1 Cogeneratore

Si prevede di utilizzare un catalizzatore ossidativo, al fine di contenere principalmente le emissioni di CO, con la sola cura nel sostituire la cartuccia con adeguata frequenza. L'emissione del cogeneratore sarà considerata come convogliata, dal momento che i gas di scarico usciranno attraverso un camino dedicato, di altezza indicativa pari a 10 m per un diametro di 0,2 m; il codice identificativo del punto di emissione sull'elaborato planimetrico 6 è **EC5** (emissione convogliata 1).

Il riepilogo dei valori limite di emissione del cogeneratore è riportato in Tabella 15-1:

Tabella 15-1: Valori emissivi cogeneratore

Provenienza emissioni	Portata (5% O ₂)	Durata emissioni	Inquinante	Limite vigente (15% O ₂) ⁸
	Nm ³ /h	h/giorno	-	mg/Nm ³
Motore cogenerativo GS2	931,7	24	NO _x	150
			CH ₄	-
			CO	190
			nmCOT	40
			SO _x	60
			NH ₃	2
			PM	5

15.1.2 La torcia di emergenza

La torcia entrerà in funzione per poche ore all'anno (circa 0-50 h/y) in caso di mancata disponibilità del sistema di upgrading o di sovra riempimento dei gasometri. La torcia sarà dotata di sistema ottimizzato di combustione per garantire livelli emissivi estremamente contenuti. Non sono tuttavia previsti limiti normativi sulle emissioni da torcia di emergenza, le cui emissioni sono difficilmente stimabili in virtù della sua entrata in funzione soltanto in casi di emergenza. L'emissione convogliata è indicata nell'elaborato planimetrico 6 con il codice **EC4**.

⁸ Allegato 2 al PRQA, Valori limite (riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%) per "Motori fissi costituenti medi impianti di combustione nuovi alimentati a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse e motori fissi di potenza inferiore a 1 MW alimentati a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse installati dal 19 dicembre 2017.

15.1.3 Off gas da upgrading

Le emissioni dall'off gas saranno costituite sostanzialmente da metano (molecola non odorigena e non inquinante, ma gas serra) e sono state calcolate considerando una perdita di metano nell'off gas pari allo 0,5% della quota in arrivo al sistema di upgrading. In realtà la tecnologia utilizzata (separazione con membrane) consente di raggiungere valori di rilascio di metano minori: il valore inserito in bilancio è quindi fortemente cautelativo. Le emissioni verranno ulteriormente ridotte mediante l'utilizzo di un post-combustore in grado di abbattere ulteriormente il metano (si stima un abbattimento di circa il 98%).

La CO₂ emessa è di origine biogenica e cioè frutto di cicli biologici fotosintetici durante i quali la CO₂ è stata fissata dall'atmosfera e quindi rimossa dall'ambiente. La sua re-immissione va quindi considerata "neutra" e non se ne tiene conto nel bilancio complessivo di sostenibilità redatto ai sensi della RED2 stessa.

Per quanto riguarda le emissioni di altri gas (H₂S, NH₃ e nmCOV) sfuggiti al trattamento a carboni attivi in ingresso si ritiene che la loro presenza sia molto limitata visto anche lo specifico interesse a non inviare alle membrane biogas con impurità per evitarne il deterioramento: si sono in ogni caso utilizzati valori limite molto cautelativi.

La normativa vigente non prevede limiti emissivi per l'off gas.

La loro presenza viene inoltre ulteriormente ridotta all'interno del post-combustore. La normativa vigente non prevede limiti emissivi per l'off gas. L'emissione sarà convogliata con altezza del camino a circa 4,5 m e con diametro di 0,11 m; il codice identificativo del punto di emissione sull'elaborato planimetrico 6 è **EC6**.

15.1.4 Emissioni da guardie idrauliche, tubazioni, ecc.

Le emissioni derivanti dalle guardie idrauliche riguardano principalmente il flusso del metano. Si considera un valore di perdite da guardie idrauliche, sfiati, ecc. fortemente cautelativo e pari all'1,5% della quota di biogas prodotto all'interno dei digestori.

Questo sistema di sicurezza è slegato dalla torcia di emergenza, la quale si attiva quando viene raggiunto un livello di riempimento definito dei gasometri. Questa voce riguarda le occasioni in cui si raggiunge un livello di pressione troppo elevato all'interno delle tubazioni di collegamento delle varie sezioni di impianto.

15.1.5 Emissioni da stoccaggio di matrici e digestato

L'impatto odorigeno dovuto alle emissioni derivanti dallo stoccaggio delle matrici in ingresso sarà molto contenuto: rispetto allo scenario attuale verranno utilizzate le medesime matrici. Gli insilati saranno stoccati all'interno delle trincee TR1-TR2-TR3, in cui saranno compattate mediante i mezzi meccanici e successivamente ricoperti con telo in materiale plastico, in modo da ridurre al minimo le possibili emissioni odorigene, comunque tipiche di un contesto agricolo. I reflui zootecnici palabili in ingresso verranno stoccati per breve tempo sulla platea PL1. Essi verranno infatti avviati alla digestione entro poche ore da conferimento in impianto. Nel caso si verificasse un'interruzione per problemi tecnici del caricamento dei digestori o un blocco motore, il letame verrà coperto con teli plastici.

Per quanto riguarda il digestato, sono state considerate le possibili emissioni in atmosfera legate alla fase di stoccaggio **nella platea coperta con tettoia TD1 per il digestato solido** e nelle **vasche di stoccaggio del digestato liquido VD2 e VD3 coperte con telo plastico a tenda**.

Si è fatto riferimento alle emissioni riportate nello studio condotto dal CRPA⁹, in cui vengono riportate le emissioni di NH₃, CH₄ e N₂O per il digestato solido in condizioni di stoccaggio senza alcuna copertura: il fattore emissivo indicato per l'ammoniaca risulta essere 0,45 g m⁻² d⁻¹, per il metano è pari a 16,0 m² d⁻¹ mentre per l'N₂O risulta essere 0,5 m² d⁻¹. Nel caso a progetto, tenendo conto che è presente la tettoia TD1 e le vasche coperte con telo a tenda VD2 e VD3, sono stati dunque considerati i seguenti fattori emissivi.

Tabella 15-2: Coefficienti emissivi stoccaggio del digestato solido

Copertura	Emissioni NH ₃ (g m ⁻² d ⁻¹)		Emissioni CH ₄ (g m ⁻² d ⁻¹)		Emissioni N ₂ O (g m ⁻² d ⁻¹)	
	Riduzione	Fattore emissivo	Riduzione	Fattore emissivo	Riduzione	Fattore emissivo
Nessuna	-	0,45	-	16,0	-	0,50
Tettoia	40% ¹⁰	0,27	-35%	21,6	-35%	0,68

Tabella 15-3: Coefficienti emissivi stoccaggio del digestato liquido

Copertura	Emissioni NH ₃ (g m ⁻² d ⁻¹)		Emissioni CH ₄ (g m ⁻² d ⁻¹)		Emissioni N ₂ O (g m ⁻² d ⁻¹)	
	Riduzione	Fattore emissivo	Riduzione	Fattore emissivo	Riduzione	Fattore emissivo
Nessuna	-	4,26	-	11	-	0,20
Telo a tenda (rapporto superficie/volume ≤ m ² /m ³)	95% ¹¹	0,639	-40%	21	-40%	0,03

Non si prevedono invece emissioni di polveri, in virtù del contenuto di acqua residuo presente nel digestato solido (circa 70%).

15.1.6 Rumore

Le possibili sorgenti di emissioni sonore possono essere ricondotte principalmente alle installazioni elettromeccaniche e al traffico veicolare.

Le installazioni elettromeccaniche comprendono essenzialmente le componenti impiantistiche come compressori, agitatori, miscelatori, pompe, tramogge ecc. Tutte le componenti previste a progetto saranno realizzate nel rispetto della norma vigente in materia di emissioni sonore.

Per quanto concerne il traffico veicolare, analizzando l'area prescelta per la realizzazione dell'impianto e l'assenza di recettori sensibili nelle immediate vicinanze del sito prescelto, si può ritenere che l'impatto acustico prodotto sia limitato e non muterà rispetto alla situazione attuale.

In conclusione, la realizzazione delle opere a progetto comporterà un'incidenza minima per quanto riguarda le emissioni sonore, sia in fase operativa che di cantiere. Per una trattazione più dettagliata si rimanda all'**Elaborato 12** "*Valutazione previsionale di impatto acustico*".

⁹ Moscatelli, CRPA 2020

¹⁰ DCR 27 giugno 2023 n.284-15266 della Regione Piemonte

¹¹ DCR 27 giugno 2023 n.284-15266 della Regione Piemonte

15.1.7 Riepilogo dei punti emissivi

Tabella 15-4: Riepilogo dei punti di emissione convogliata

Provenienza emissioni	Punto di emissione	Tipo di emissione	Tipo di impianto di abbattimento	Portata effettiva [mc/h a 0°C e 0,10 Mpa]	Durata emissioni (h/giorno)	Temperatura (°C)	Tipo di sostanza inquinante	Limite proposto (mg/Nm³)	flusso di massa limite (kg/h)	MEDIA attesa (mg/Nm³)	flusso di massa media attesa (kg/h)	Conc. media attesa (mg/Nm³)	Altezza punto di emissione dal suolo (m)	Diametro int. o sezione int. (m)
Off gas Upgrading RT1 **	EC6	Convogliata		0,02	24	25	CH ₄			715.735	0,016		4,5	0,11
Torcia di emergenza TO1	EC4	Convogliata		4.221,8	emergenza	900 - 1200	NO _x	***		150	0,633		7,0	1,1
							CH ₄	***		250	1,055			
							CO	***		200	0,844			
							nmCOT	***		100	0,422			
							S come SO ₂	***		15	0,063			
							NH ₃	***		1	0,004			
							PM	***		5	0,021			
Motore cogenerativo GS2	EC5	Convogliata		2.484,0	24	200	NO _x (15% O ₂)	150	0,373	150,0	0,373		10,0	0,2
							CH ₄ (15% O ₂)	-		300,0	0,745			
							CO (15% O ₂)	190	0,472	46,9	0,116			
							nmCOT (15% O ₂)	40	0,099	37,5	0,093			
							S come SO ₂ (15% O ₂)	60	0,149	7,5	0,019			
							NH ₃ (15% O ₂)	-	0,005	0,4	0,001			
							PM (15% O ₂)	5	0,012	1,9	0,005			

** tale flusso è indicativo SOLO della quantità di metano presente nell'off gas in uscita dal post-combustore RT1

*** non esistono limiti normativi per effetto dell'uso di emergenza, non è un nuovo punto emissivo da autorizzare, in quanto si tratta di un dispositivo che si attiva in condizioni di emergenza ai sensi del comma 5 dell'art. 272 del D.Lgs. 152/2006

15.2 Bilancio emissivo

Le sorgenti emissive dovute alla realizzazione delle opere a progetto possono essere ricondotte essenzialmente alle seguenti categorie:

- Emissioni da traffico veicolare nell'area in esame
- Emissioni da motore cogenerativo
- Emissioni convogliata off gas dalla sezione di upgrading UP1
- Emissioni da torcia di emergenza TO1 (emergenza)
- Emissioni da guardie idrauliche (emergenza)
- Emissioni da stoccaggio del digestato solido e liquido nelle rispettive strutture

Di seguito si è provveduto ad effettuare un bilancio emissivo considerando la situazione ante operam e lo scenario post operam. Si è provveduto inoltre a calcolare nel dettaglio la riduzione di inquinanti ad effetto serra rispetto al comparatore fossile.

In generale, come si vedrà dai successivi paragrafi, rispetto alla situazione ante operam, lo scenario a valle della realizzazione dell'impianto sarà complessivamente migliorativo.

15.2.1 Scenario ante operam

Considerando che l'impianto biogas elettrico attuale ha una vita utile limitata in quanto nel corso nel 2027 terminerà il regime di incentivazione statale che ne permette il funzionamento, si è ritenuto corretto considerare come "scenario ante operam" uno stato di fatto senza impianto biogas elettrico.

Pertanto, si riporta nelle tabelle seguenti il bilancio emissivo effettuato per lo scenario ante operam nel quale sono state considerate le seguenti voci:

- Rete gas nazionale: fa riferimento alle emissioni indirette legate alla filiera del combustibile fossile, fino al momento in cui viene consegnato all'utilizzatore finale (estrazione, trasporto, perdite...). Si è fatto riferimento ai dati emissivi forniti da GEMIS (IINAS), relativi al mix gas nazionale, calcolati in proiezione all'anno 2030;
- Combustione del gas fossile: fa riferimento alle emissioni dovute all'utilizzazione finale (combustione) del combustibile fossile (metano in gas boiler) fatto in fase ante operam, che verrà poi sostituito dal biometano prodotto.

In assenza di impianto si è quindi considerata una situazione nella quale circa 2,1 milioni di Sm³ di metano sono utilizzati in un gas boiler con provenienza da fonte fossile, con tutte le perdite ed emissioni conseguenti ottenute. In questo caso si sono trascurate le emissioni diverse da CO₂ equivalente (NO_x, CO, ecc.) in quanto ritenute sostanzialmente invariate con la fonte rinnovabile.

Le emissioni dallo stoccaggio del digestato nello scenario attuale non sono presenti, mentre nello scenario a progetto sono state considerate le emissioni del digestato liquido dalle vasche VD2 e VD3 (coperte con telo a tenda, efficienza di abbattimento di circa il 90%) e dalla platea di stoccaggio del digestato solido TD1 (considerata cautelativamente sempre piena).

Le emissioni dovute allo spandimento dei reflui in configurazione ante e del digestato in configurazione post operam non sono state inserite all'interno del bilancio emissivo in quanto si

considera che esse siano equivalenti in virtù delle caratteristiche del digestato e del minor quantitativo di fertilizzanti chimici richiesto per l'utilizzazione agronomica.

Nella configurazione ante si sono considerati come emissioni il corrispettivo di metano non prodotto dall'impianto, e quindi utilizzato da fonte fossile.

Nelle seguenti tabelle vengono riportate le stime sulle emissioni generate dalle voci del precedente elenco.

102

Tabella 15-5: Riepilogo delle voci emissive nello scenario ante operam

Emissione	Valore indicatore	Inquin.	um	per um	EF	um	Emissione	CO ₂ eq
Combustione GN	70.424.085	CO ₂ eq	g	MJ	55,08	kg	3.878.959	3.878.959
Combustione GN	70.424.085	CO ₂	g	MJ	55,08	kg	3.878.959	0
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	CH ₄	g	MWh	403,74	kg	7.898	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	CO ₂	g	MWh	21.270,00	kg	416.089	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	CO ₂ eq	g	MWh	33.817,58	kg	661.548	661.548
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	SO _x	g	MWh	70,00	kg	1.369	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	NO _x	g	MWh	97,50	kg	1.907	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	N ₂ O	g	MWh	2,31	kg	45	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	CO	g	MWh	59,95	kg	1.173	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	19.562	PM	g	MWh	3,14	kg	61	

Tabella 15-6: Quantificazione delle emissioni nello scenario ante operam

EMISSIONI TOTALI		
CO ₂	kg	4.295.048
CH ₄	kg	7.898
N ₂ O	kg	45
CO ₂ eq	kg	4.540.506
NO _x	kg	1.907
SO _x	kg	1.369
CO	kg	1.173
PM	kg	61
nmCOT	kg	0
NH ₃	kg	0

Il calcolo delle emissioni di CO₂eq è stato effettuato tenendo conto del valore di GWP (Global Warming Potential) degli inquinanti in gioco.

Tabella 15-7: Valori GWP forniti da IPCC

	Lifetime (yr)	GWP	
		Cumulative forcing over 20 years	Cumulative forcing over 100 years
CO ₂	1	1	1
CH ₄	12.4	84	28
N ₂ O	121.0	264	265
CF ₄	50,000.0	4880	6630
HFC-152a	1.5	506	138

15.2.2 Scenario post operam

Per quanto riguarda invece le emissioni in configurazione post operam sono state considerate le voci:

- Rete elettrica nazionale: emissioni legate al consumo di energia elettrica acquistata dalla rete, calcolata come saldo rispetto all'energia elettrica prodotta dal cogeneratore ed immessa in rete e la quantità di energia prelevata dalla rete stessa;
- Guardie idrauliche, sistemi di controllo, ecc.: emissioni fugitive legate al sistema di adduzione del gas;
- Off gas biometano: emissioni derivanti dal sistema di upgrading;
- Stoccaggio del digestato: emissioni dovute allo stoccaggio del separato solido e liquido del digestato;
- Torcia di emergenza: emissioni proprie della torcia di emergenza;
- Separatore: emissioni dovute al processo di separazione meccanica (ammoniaca, ecc.);
- Cogeneratore: emissioni proprie del cogeneratore; poiché questo sarà alimentato a biogas, non verranno considerate le emissioni di CO₂, in quanto di origine biogenica;

Nello scenario a progetto è stata considerata una quota di energia elettrica da biogas non immessa nella rete nazionale, pari all'energia annua immessa in rete dall'impianto nello scenario attuale, a cui è stata sommata l'energia prelevata dalla rete durante le ore di fermo motore previste. Nelle seguenti tabelle vengono riportate le stime sulle emissioni generate dalle voci del precedente elenco.

Tabella 15-8: Riepilogo delle voci emissive nello scenario post operam

Emissione	Valore indicatore	Inquin.	um	per um	EF	um	Emissione	CO ₂ eq
Energia da rete nazionale	44.546	CH ₄	g	kWh	0,37	kg	17	
Energia da rete nazionale	44.546	CO ₂ eq	g	kWh	377,86	kg	16.832	16.832
Energia da rete nazionale	44.546	NH ₃	g	kWh	0,01	kg	0	
Energia da rete nazionale	44.546	NO _x	g	kWh	0,47	kg	21	
Energia da rete nazionale	44.546	N ₂ O	g	kWh	0,01	kg	0	
Energia da rete nazionale	44.546	SO _x	g	kWh	0,14	kg	6	
Energia da rete nazionale	44.546	CO ₂	g	kWh	364,00	kg	16.215	
Energia da rete nazionale	44.546	PM	g	kWh	0,03	kg	1	
Energia da rete nazionale	44.546	CO	g	kWh	0,22	kg	10	
Emissioni fugitive	48.498	CH ₄	g	Nm ³	715,73	kg	34.712	

Emissioni fuggitive	48.498	CO ₂ eq	g	Nm ³	20.040,58	kg	971.926	971.926
Stoccaggio del digestato solido	500	NH ₃	g	m ²	98,55	kg	49	
Stoccaggio del digestato solido	500	CH ₄	g	m ²	7.884,00	kg	3.942	
Stoccaggio del digestato solido	500	N ₂ O	g	m ²	246,38	kg	123	
Stoccaggio del digestato solido	500	CO ₂ eq	g	m ²	286.041,38	kg	143.021	143.021
Stoccaggio del digestato liquido	1.511	NH ₃	g	m ²	77,75	kg	117	
Stoccaggio del digestato liquido	1.511	CH ₄	g	m ²	5.621,00	kg	8.494	
Stoccaggio del digestato liquido	1.511	N ₂ O	g	m ²	10,22	kg	15	
Stoccaggio del digestato liquido	1.511	CO ₂ eq	g	m ²	160.096,30	kg	241.922	241.922
Combustione BG nel CHP	7.964.360	CH ₄	g	Nm ³	0,80	kg	6.371	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	N ₂ O	g	Nm ³	0,01	kg	48	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	CO ₂ eq	g	Nm ³	24,91	kg	198.410	198.410
Combustione BG nel CHP	7.964.360	NO _x	g	Nm ³	0,40	kg	3.186	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	SO _x	g	Nm ³	0,02	kg	159	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	PM	g	Nm ³	0,01	kg	40	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	nmCOT	g	Nm ³	0,10	kg	796	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	CO	g	Nm ³	0,13	kg	996	
Combustione BG nel CHP	7.964.360	NH ₃	g	Nm ³	0,00	kg	8	
Emissioni torcia	265.857	NO _x	g	Nm ³	0,15	kg	40	
Emissioni torcia	265.857	N ₂ O	g	Nm ³	0,00	kg	1	
Emissioni torcia	265.857	CH ₄	g	Nm ³	0,25	kg	66	
Emissioni torcia	265.857	CO	g	Nm ³	0,20	kg	53	
Emissioni torcia	265.857	nmCOT	g	Nm ³	0,10	kg	27	
Emissioni torcia	265.857	SO _x	g	Nm ³	0,02	kg	4	
Emissioni torcia	265.857	NH ₃	g	Nm ³	0,00	kg	0	
Emissioni torcia	265.857	PM	g	Nm ³	0,01	kg	1	
Emissioni torcia	265.857	CO ₂ eq	g	Nm ³	7,94	kg	2.111	2.111
Off Gas	198	CH ₄	g	Sm ³	678,48	kg	141	
Off Gas	198	CO ₂ eq	g	Sm ³	18.997,34	kg	3.961	3.961

Tabella 15-9: Quantificazione delle emissioni nello scenario post operam

EMISSIONI TOTALI (kg)			
	Ante	Post	Delta
CO ₂	4.295.048	16.215	-4.278.833
CH ₄	7.898	53.744	45.846
N ₂ O	45	188	143
CO ₂ eq	4.540.506	1.578.184	-2.962.323
NO _x	1.907	3.247	1.339
SO _x	1.173	169	-1.003
CO	1.173	1.059	-114
PM	61	42	-19
nmCOT	0	823	823
NH ₃	0	175	175

15.2.3 Bilancio emissivo

Come si può vedere da quanto evidenziato nelle tabelle precedenti, lo scenario progettuale ipotizzato porterà ad avere una notevole riduzione delle emissioni in atmosfera, principalmente legata al fatto di generare una sostanza con le medesime proprietà del gas naturale, ma da fonte rinnovabile. Infatti, la CO₂ di origine biogenica, derivante dalla combustione del biometano prodotto in impianto, si considera ad emissione pari a zero.

105

Tabella 15-10: Emissioni ante operam

EMISSIONI SENZA IMPIANTO																											
GHG	Grandezze		CO ₂		CH ₄		N ₂ O		CO ₂ eq		<table><tr><th></th><th>GWP</th><th>Source</th></tr><tr><td>CO₂</td><td>1</td><td>Reg. Esec. (UE) 2022/996</td></tr><tr><td>Metano</td><td>28</td><td>Reg. Esec. (UE) 2022/996</td></tr><tr><td>N₂O</td><td>265</td><td>Reg. Esec. (UE) 2022/996</td></tr></table>						GWP	Source	CO ₂	1	Reg. Esec. (UE) 2022/996	Metano	28	Reg. Esec. (UE) 2022/996	N ₂ O	265	Reg. Esec. (UE) 2022/996
	GWP	Source																									
CO ₂	1	Reg. Esec. (UE) 2022/996																									
Metano	28	Reg. Esec. (UE) 2022/996																									
N ₂ O	265	Reg. Esec. (UE) 2022/996																									
Emissione	UM	n UM/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y																	
Combustione GN	MJ	70.424.085	55,08	3.878.959	0,00	-	0,00	-	55,08	3.878.959																	
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	MWh	19.562	21.270,00	416.089	403,74	7.898	2,31	45	33.817,58	661.548																	
TOTALE				4.295.048		7.898		45		4.540.506																	
INQUINANTI	Grandezze		NO _x		PM		CO		NH ₃		SO _x		nmCOT		UO												
Emissione	UM	n UM/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	UO/um	U.O./h											
Combustione GN	MJ	70.424.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
Rete GN (perdite, consumi, ecc.)	MWh	19.562	97,50	1.907	3,14	61	59,95	1.173	-	-	70,00	1.369	-	-	-	-											
TOTALE				1.907		61		1.173		-		1.369		-		-											

Tabella 15-11: Emissioni post operam

106

EMISSIONI CON IMPIANTO																
GHG	Grandezze		CO ₂		CH ₄		N ₂ O		CO ₂ eq							
Emissione	UM	n UM/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	24.406	kg/y						
Energia da rete nazionale	kWh	44.546	364,00	16.215	0,37	17	0,01	0	377,86	16.832						
Emissioni fuggitive	Nm³	48.498	-	-	715,73	34.712	-	-	20.040,58	971.926						
Stoccaggio del digestato solido	m²	500	-	-	7.884,00	3.942	246,38	123	286.041,38	143.021						
Stoccaggio del digestato liquido	m²	1.511	-	-	5.621,00	8.494	10,22	15	160.096,30	241.922						
Combustione BG nel CHP	Nm³	7.964.360	-	-	0,80	6.371	0,01	48	24,91	198.410						
Emissioni torcia	Nm³	265.857	-	-	0,25	66	0,00	1	7,94	2.111						
Off Gas	Nm³	198	-	-	715,73	141	-	-	20.040,58	3.961						
TOTALE				16.215		53.744		188		1.578.184						
DELTA				- 4.278.833		45.846		142,7		- 2.962.323						
INQUINANTI	Grandezze		NO _x		PM		CO		NH ₃		SO _x		nmCOT		UO	
Emissione	UM	n UM	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	g/um	kg/y	UO/um	U.O./h
Energia da rete nazionale	kWh	44.546	0,47	21	0,03	1	0,22	10	0,01	0	0,14	6	-	-	-	-
Emissioni fuggitive	Nm³	48.498	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stoccaggio del digestato solido	m²	500	-	-	-	-	-	-	98,55	49	-	-	-	-	-	-
Stoccaggio del digestato liquido	m²	1.511	-	-	-	-	-	-	77,75	117	-	-	-	-	-	-
Combustione BG nel CHP	Nm³	7.964.360	0,40	3.186	0,01	40	0,13	996	0,00	8	0,02	159	0,10	796	-	-
Emissioni torcia	Nm³	265.857	0,15	40	0,01	1	0,20	53	0,00	0	0,02	4	0,10	27	-	-
Off Gas	Nm³	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE				3.247		42		1.059		175		169		823		-
DELTA				1.339		- 19		- 114		175		- 1.200		823		-

15.2.4 Conclusioni bilancio emissivo

Si allega tabella di sintesi dello scenario ante operam e post operam.

Tabella 15-12: Quantificazione delle emissioni nello scenario post operam e ante operam

EMISSIONI TOTALI (kg)			
	Ante	Post	Delta
CO ₂	4.295.048	16.215	-4.278.833
CH ₄	7.898	53.744	45.846
N ₂ O	45	188	143
CO ₂ eq	4.540.506	1.578.184	-2.962.323
NO _x	1.907	3.247	1.339
SO _x	1.173	169	-1.003
CO	1.173	1.059	-114
PM	61	42	-19
nmCOT	0	823	823
NH ₃	0	175	175

Dalla tabella si evince un risparmio di CO₂ equivalente significativo e pari a circa 2.962 t/anno.

L'ammoniaca sale in termini assoluti vista la produzione di digestato. L'entità di aumento è comunque minima e pari a 0,18 t/anno (si consideri che la soglia di significatività PRTR è pari a 10 t/anno);

15.3 Valutazione ambientale conclusiva dell'intervento

Dal confronto effettuato sui gas serra, si possono commentare i seguenti risultati:

- Aumento delle emissioni di N₂O pari a circa 0,143 t/anno;
- Aumento delle emissioni di CH₄ pari a circa 45,8 t/anno corrispondenti ad un'emissione di CO₂eq pari a circa 1.282 t/anno (GWP 28)
- Diminuzione delle emissioni di CO₂ pari a circa 4.279 t/anno corrispondenti ad una mancata emissione di CO₂eq pari a circa 4.279 t/anno (GWP 1)
- **Diminuzione complessiva delle emissioni di CO₂eq pari a circa 2.962 t/anno**

Si può dunque concludere che l'implementazione del complesso impiantistico previsto a progetto porti ad un effettivo miglioramento in termini di emissioni di gas serra.

15.4 Emissioni odorigene

Le emissioni odorigene sono potenzialmente fra le principali emissioni che destano problematiche nel mondo agricolo ed agroenergetico e derivano principalmente dalla gestione delle biomasse di alimentazione e del digestato finale.

Nel presente caso, gli accorgimenti adottati nel contenimento degli odori nell'ambito della riconversione proposta sono allineati con i più elevati standard di settore e le migliori tecniche disponibili (MTD).

Si fa inoltre presente che in oltre 10 anni di esercizio la Soc. Agr. Musinè S.S. non ha mai avuto problematiche con le emissioni odorigene conclamate (segnalazioni di terzi, esposti ecc.). Il

progetto non prevede un significativo aumento delle fonti emissive che resteranno sostanzialmente immutate.

Si analizzano di seguito le possibili fonti emissive e le relative mitigazioni:

- Le prevasche di carico sono coperte con soletta e dotate di botola aperta solamente durante le operazioni di carico;
- Le vasche di digestione DI1 e DI2 sono solettate e la vasca di stoccaggio VD1, presenta cupola gasometrica, azzerando in queste fasi le possibili emissioni odorigene;
- Le vasche di stoccaggio VD2 e VD3 presentano copertura con telo a tenda che limita drasticamente, tendendo a zero, le possibili emissioni odorigene;
- Lo stoccaggio del digestato separato solido avverrà sotto la tettoia TD1, questo ridurrà la ventilazione del cumulo e l'eventuale emissione odorigena, già di natura bassa per quanto riguarda il separato solido, contenente ridotti valori di sostanze volatili;
- La fonte odorigena più tipica di questi impianti è quella legata alla fermentazione lattica ed acetica degli insilati di cereali che può essere causa di limitate emissioni del classico odore di silomais, caratteristico delle aree rurali con presenza di allevamenti. Si tratta nel caso in esame di matrici che già allo stato attuale vengono utilizzate all'interno dell'impianto, o comunque di matrici con caratteristiche molto simili. La costante copertura con telo plastico dei cumuli di insilati riduce in ogni caso al minimo le emissioni causate da tali matrici;
- Per quanto riguarda invece l'off gas è nell'interesse del Proponente effettuare una purificazione del biogas da possibili sostanze inquinanti e/o odorigene (nello specifico H₂S) quanto più efficiente, in quanto tali composti tendono a danneggiare tutte le apparecchiature e in particolare le membrane. **Considerando in ogni caso che l'intervento in esame riguarda un impianto esistente, che tratta le medesime tipologie di matrici che si prevede di utilizzare (reflui zootecnici e insilati), l'impatto che la riconversione avrà sulle emissioni di odori è minimo.** Verrà inoltre installato il post combustore.
- Lo spandimento del digestato prodotto avverrà mediante l'interramento entro le 4 ore conformemente al nuovo piano stralcio agricoltura della Regione Piemonte (DCR del 27 giugno 2023, n. 284-15266). Ove praticabile si praticherà anche una soluzione di interramento immediato del digestato non palabile.

Inoltre al fine di contenere le emissioni di odori sarà posta in ogni caso la massima attenzione gestionale nell'esecuzione delle seguenti azioni:

- Pulizia periodica della rete di raccolta dei colaticci e delle acque meteoriche per favorire l'allontanamento dei colaticci/percolati (compreso lavaggio dei pozzetti di raccolta);
- Pulizia a secco delle aree antistanti le trincee nel caso in cui si rilevi la presenza su di esse di colaticci dalla fermentazione degli insilati con materiale assorbente (es. segatura);
- Pulizia generale di tutte le aree interne all'impianto ed interessate dal transito dei mezzi;

Si tiene infine a precisare che la collocazione del centro aziendale è in ambito prettamente agricolo,

Non si ritiene dunque che possa esserci un incremento delle emissioni odorigene rispetto all'attuale assetto aziendale e impiantistico.

15.5 Il traffico veicolare

15.5.1 Criteri utilizzati per la valutazione del traffico indotto

Nei paragrafi successivi sarà condotta una valutazione del traffico nelle attuali condizioni di esercizio dell'impianto (ante operam rispetto all'assetto riconvertito) e una valutazione del traffico post operam nella condizione di progetto, ossia impianto riconvertito per la produzione di biometano. A partire da questi dati sarà valutato, in senso differenziale tra il post e l'ante operam, l'incremento del numero di mezzi.

Si precisa che tutte le tabelle riportate in seguito si riferiscono al numero viaggi, intendendo come singolo viaggio un mezzo in ingresso per il conferimento delle matrici, che esce vuoto, o viceversa per il ritiro del digestato, che entra vuoto ed esce pieno. Cautelativamente, infatti, è stato considerato che non vi sia un uso promiscuo del medesimo mezzo per il conferimento delle matrici e il ritiro del digestato, anche se tecnicamente possibile rispettando un preciso protocollo di lavaggio dei mezzi.

Il numero di mezzi è determinato a partire dalle quantità di matrici e digestato, in funzione della portata dei mezzi utilizzata riepilogata nella Tabella 15-13.

Tabella 15-13: Portate e tipologia dei mezzi utilizzati

Matrice	Tipologia di mezzo	Portata (t)
Letame bovini paglia	Trattrice agricola	20
Liquame bovini	Trattrice agricola (botti)	20
Mais pianta intera insilato	Trattrice agricola	20
Mais pastone integrale	Trattrice agricola	20
Triticale insilato	Trattrice agricola	20
Orzo insilato	Trattrice agricola	20
Fumento pianta intera insilato	Trattrice agricola	20
Loietto o loiessa insilato	Trattrice agricola	20
Sorgo granella insilato	Trattrice agricola	20
Mais granella	Trattrice agricola	20
Mais stocco insilato	Trattrice agricola	20
Sottoprodotti lavorazione cereali	Trattrice agricola	20
Digestato separato solido	Trattrice agricola	20
Digestato separato liquido	Trattrice agricola (botti)	20

15.5.2 Suddivisione spaziale e temporale del traffico indotto

Si analizza nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** la provenienza dei reflui zootecnici conferiti in impianto da otto aziende terze, poiché costanti nell'anno e facilmente riconducibili al luogo di provenienza. Le aziende fornitrici sono già tutte attualmente fornitrici dell'impianto esistente, non si prevede dunque un aumento del traffico derivante dalla fornitura dei reflui zootecnici.

Non si prevedono dunque particolari interferenze e disturbi indotti dal traffico dei reflui in entrata all'impianto poiché il traffico interesserà prevalentemente un contesto agricolo. Non sono

previsti transiti in numero significativo all'interno dei centri abitati grazie alle arterie che circumnavigano i centri stessi.

Le biomasse vegetali vengono fornite in parte dalla Soc. Agr. Musinè SS e in parte da aziende terze. La maggior parte dei terreni è collocato in un raggio pari a circa 5 km dall'impianto. Trattandosi di area a uso prettamente agricolo non si prevedono particolari problemi per la gestione dei mezzi, che saranno più numerosi nei periodi di trinciatura e raccolta degli insilati dei cereali autunno-vernini ed estivi.

La fornitura avverrà in quantità legate soprattutto alle produzioni annue delle singole aziende alla produttività variabile degli appezzamenti, soprattutto a causa degli agenti biotici e abiotici. Risulta quindi complicato indicare la precisa provenienza delle singole matrici. Si stima dunque una distanza percorsa media intorno ai 3-4 km a viaggio. I percorsi interesseranno principalmente strade comunali o vicinali, in ambito prettamente agricolo.

Il digestato separato solido e liquido da avviare allo spandimento seguirà all'incirca le stesse direttrici di fornitura reflui e biomasse in senso opposto.

15.6 Stima del traffico indotto

15.6.1 Conferimento delle matrici in ingresso

Rispetto alla situazione attuale, verranno lievemente aumentate le biomasse conferite. Nella configurazione post operam le biomasse rappresenteranno dunque circa il 53% della dieta. L'alimentazione dell'impianto riconvertito prevede l'utilizzo di 30.838 t/anno, di cui il 47% circa è rappresentato da reflui zootecnici.

Si riscontra quindi un lieve aumento del traffico (Tabella 15-16 e Tabella 15-17) indotto sia per il conferimento delle matrici, sia per il ritiro del digestato rispetto alla configurazione ante operam (Tabella 15-14 e Tabella 15-15).

I conferimenti totali post riconversione determineranno:

- un numero complessivo pari a 5,2 mezzi al giorno **nella configurazione post operam**, in media sull'anno (considerando 25 giorni lavorativi al mese);
- **un incremento, in senso differenziale rispetto all'attuale esercizio dell'impianto, pari a 0,9 mezzi al giorno in media sull'anno. Aumento molto contenuto;**

15.6.2 Per il ritiro del digestato

Per il ritiro del digestato oggetto di spandimento:

- **nella configurazione post operam**, si avranno in media sul periodo di spandimento (10 mesi, escludendo il divieto a dicembre e gennaio) circa 4,2 mezzi al giorno;
- **in senso differenziale, rispetto all'attuale esercizio dell'impianto, si avranno in media sul periodo di spandimento (10 mesi, escludendo il divieto a dicembre e gennaio) un incremento di 0,4 mezzi al giorno. Aumento molto contenuto;**
-

Tabella 15-14: Traffico indotto dal conferimento delle matrici in ingresso, nella configurazione ante operam.

Tipologia matrice in ingresso	Quantità [t]	Durata del periodo di fornitura [mesi]	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Mezzi totali all'anno
			N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	
Letame bovino	4.386	12	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	18,3	0,7	219,3
Liquame bovino	8.938	12	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	37,2	1,5	446,9
Silomais	7.665	3															127,8	5,1	127,8	5,1	127,8	5,1					383,3
Cereali aut-vern insilati	3.504	2									87,6	3,5	87,6	3,5													175,2
Sorgo zuccherino	438	1																	21,9	0,9							21,9
Pastone integrale mais	1.168	3															19,5	0,8	19,5	0,8	19,5	0,8					58,4
Totale matrici in ingresso	26.099	Mezzi totali	55,5	2,2	55,5	2,2	55,5	2,2	55,5	2,2	143,1	5,7	143,1	5,7	55,5	2,2	202,7	8,1	224,6	9,0	202,7	8,1	55,5	2,2	55,5	2,2	1.304,9

Tabella 15-15: Traffico indotto dal ritiro del digestato, nella configurazione ante operam.

Digestato in uscita	Quantità [t]	Durata del periodo di fornitura [mesi]	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Mezzi totali all'anno
			N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	
Solido	4.701	10			23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9	23,5	0,9			235
Liquido	18.175	10			90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6	90,9	3,6			909
Totale digestato in uscita	22.876	Mezzi totali	0	0	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	114,4	4,6	0	0	1144
TOTALE VIAGGI AL MESE IN ENTRATA E USCITA			55,5		169,9		169,9		169,9		257,5		257,5		169,9		317,1		339,0		317,1		169,9		55,5		2.448,7

delle matrici in ingresso, nella configurazione post operam.

Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Mezzi totali all'anno
N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	N. Mezzi al mese	N. Mezzi al gg	
18,8	0,8	18,8	0,8	18,8	0,8	18,8	0,8	18,8	0,8	18,8	0,8	18,8	0,8	226,0
41,2	1,6	41,2	1,6	41,2	1,6	41,2	1,6	41,2	1,6	41,2	1,6	41,2	1,6	494,6
				170,3	6,8	170,3	6,8	170,3	6,8					511,0
				30,4	1,2	30,4	1,2	30,4	1,2					91,3
54,8	2,2													109,5
9,1	0,4													18,3
9,1	0,4													18,3
9,1	0,4													18,3
				9,1	0,4	9,1	0,4	9,1	0,4					27,4
						9,1	0,4							9,1
						18,3	0,7							18,3
										4,6	0,2	4,6	0,2	9,1
142,2	5,7	60,1	2,4	269,9	10,8	297,3	11,9	269,9	10,8	64,6	2,6	64,6	2,6	1.551,0

o del digestato, nella configurazione post operam.

Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Mezzi totali all'anno
N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	
100,8	4,0	100,8	4,0	100,8	4,0	100,8	4,0	100,8	4,0	100,8	4,0			1.008,0
24,4	1,0	24,4	1,0	24,4	1,0	24,4	1,0	24,4	1,0	24,4	1,0			243,6
125	5	125	5	125	5	125	5	125	5	125	5	0	0	1.252

267,3		185,2		395,1		422,5		395,1		189,8		64,6		2.802,5
-------	--	-------	--	-------	--	-------	--	-------	--	-------	--	------	--	---------

zione ante e post operam di matrici in ingresso e digestato in uscita.

Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Mezzi totali all'anno	Mezzi medi al gg
zi e	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg	N. mezzi al mese	N. mezzi al gg		
5	10,3	169,9	6,8	317,1	12,7	339,0	13,6	317,1	12,7	169,9	6,8	55,5	2,2	2.448,7	8,16
3	10,7	185,2	7,4	395,1	15,8	422,5	16,9	395,1	15,8	189,8	7,6	64,6	2,6	2.802,5	9,34
	0,4	15,3	0,6	78,0	3,1	83,4	3,3	78,0	3,1	19,9	0,8	9,1	0,4	353,8	1,18

15.7 Rumore

Le possibili sorgenti di emissioni sonore possono essere ricondotte principalmente alle seguenti categorie:

- Installazioni elettromeccaniche
- Motore cogenerativo
- Traffico veicolare

Le installazioni elettromeccaniche comprendono essenzialmente le componenti impiantistiche come compressori, agitatori, miscelatori, pompe, tramogge ecc. Tutte le componenti previste a progetto saranno realizzate nel rispetto della norma vigente in materia di emissioni sonore.

Il motore cogenerativo sarà installato all'interno in un apposito container, dotato di pannelli per l'isolamento acustico e marmitta silenziatrice posta sulla linea di espulsione dei gas di scarico, in modo da abbattere il livello acustico.

Per quanto concerne il traffico veicolare, analizzando l'area prescelta per la realizzazione dell'impianto e l'assenza di recettori sensibili nelle immediate vicinanze del sito prescelto, si può ritenere che l'impatto acustico prodotto sia limitato.

In conclusione, la realizzazione delle opere a progetto comporterà un'incidenza minima per quanto riguarda le emissioni sonore, sia in fase operativa che di cantiere. Per una trattazione più dettagliata si rimanda all'Elaborato 12 "*Valutazione Previsionale di Impatto Acustico*".

16 SCAVI E MOVIMENTO TERRA

Si rimanda all'Elaborato n. 11 "*Vincolo Idrogeologico - Relazione tecnica*" in cui sono descritte e computate tutte le operazioni di scavo, riporto e ritombamento.

17 STIMA DEL COSTO DI INTERVENTO

17.1 L'impianto e gli obiettivi generali del processo

Il biogas ottenuto mediante classica digestione anaerobica di reflui zootecnici e biomasse agricole verrà sottoposto ad un processo di upgrading, al fine di nobilitarne la composizione ed ottenere biometano (grado di purezza mediamente superiore al 95%). Verrà quindi immesso in rete ai sensi del DM 15 settembre 2022 per poter essere destinato ad altri usi distinti dal settore dei trasporti. Il digestato prodotto verrà separato per ottenere una frazione liquida ed una fase solida, che verranno destinate allo spandimento agronomico sui terreni aziendali o ceduti a terzi.

Di seguito si fornisce una breve sintesi delle opere in progetto:

- **Sezione di stoccaggio matrici:** trincee TR3
- **Digestione anaerobica:** copertura con cupola vasca a recupero gas VD1
- **Linea gas e pulizia biogas:** sezione di purificazione (CH1, CH2, AC1 e SB1)
- **Sezione di produzione del biometano:** upgrading del biogas UP1, cabina REMI per analisi qualità, misura fiscale del gas e immissione in rete del biometano prodotto RE1, compressore di rete CO1, CO2, torcia di sicurezza TO2;
- **Sezione di produzione dell'energia:** cogeneratore GS2, caldaia di backup BO1
- **Sezione di stoccaggio finale del digestato:** copertura vasca con telo a tenda VD2 e realizzazione vasca VD3 con telo a tenda

17.2 Costo per la realizzazione delle opere

Di seguito si riepilogano le principali voci di costo da sostenere per la realizzazione dell'impianto in progetto:

- Opere civili: circa 444.000 €;
- Impiantistica digestione anaerobica e pulizia biogas: circa 818.000€;
- Sistema servizi ausiliari: circa 504.000 €;
- Upgrading e opere connesse: circa 1.688.000 €;
- Dotazioni aggiuntive: circa 85.000 €;
- Opere a verde: circa 17.000 €;
- Spese tecniche e generali (autorizzazioni, direzione lavori, connessione alla rete gas, imprevisti, rischi prezzo ecc.): circa 136.000 €.

17.2.1 Opere civili

Nel computo del costo di realizzazione delle opere civili sono state considerate voci quali l'allestimento di cantiere e le opere di scavo, oltre che la realizzazione di tutte le opere in cls (quindi vasche, locali tecnici e relativi basamenti).

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 404.000 €.

17.2.2 Impiantistica digestione anaerobica

Nel computo del costo relativo alla sezione di digestione anaerobica, sono state considerate le voci connesse agli elementi impiantistici, come ad esempio, i sistemi di miscelazione e pompaggio ed i sistemi di trattamento del biogas.

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 818.000 €.

17.2.3 Sistema servizi ausiliari

Nel computo del costo relativo alla sezione dei servizi ausiliari, sono stati considerati i costi del nuovo cogeneratore, oltre che l'installazione della torcia di emergenza.

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 504.000 €.

17.2.4 Sezione di upgrading

Nel computo del costo relativo alla sezione di upgrading, sono state considerate voci quali l'acquisto del sistema di upgrading a membrane e del compressore, oltre che i costi di realizzazione della cabina REMI.

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 1.688.000 €.

17.2.5 Dotazioni aggiuntive

Nel computo del costo relativo alle dotazioni aggiuntive è stato considerato l'acquisto di una macchina operatrice.

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 85.000 €.

17.2.6 Finiture ed opere a verde

Nel computo del costo relativo alle finiture ed opere a verde, sono state considerate la realizzazione delle aree inghiaiate ed i costi connessi alla piantumazione di specie vegetali costituenti il sistema di mascheramento; all'interno di tale sezione è stato considerato anche il costo di realizzazione del sistema di illuminazione.

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 17.000 €.

17.2.7 Spese generali e tecniche

Nel computo del costo relativo alle spese generali ed alle spese tecniche, sono state considerate voci quali costi connessi all'ottenimento delle varie autorizzazioni, la successiva direzione lavori e gestione del cantiere, ed infine spese generali (quali opere di connessione alla rete gas, imprevisti, rischi prezzo ecc.).

Sommando quindi tutte le voci di costo si ottiene una spesa complessiva di circa 136.000 €. Ovviamente la componente principale è rappresentata dal contributo di connessione da corrispondere a SNAM.

17.3 Costi totali

Facendo quindi riferimento alle diverse voci di costo descritte fino a questo punto, **il costo totale per la realizzazione delle opere ammonta a circa 3.692.000 € al netto dell'IVA.**

18 CRONOPROGRAMMA

Compatibilmente con i tempi autorizzativi e l'uscita delle graduatorie relative all'Asta ai sensi del DM 15/09/2022, l'inizio lavori è previsto nel mese di Maggio 2025 ed il fine lavori con relativo avviamento dell'impianto entro Giugno 2026. Di seguito si riporta un diagramma di Gantt con indicate le varie fasi di esecuzione dei lavori, con relative tempistiche.

Tabella 18-1: Cronoprogramma degli interventi

DIAGRAMMA DI GANTT																																	
	2024												2025												2026								
CATEGORIE DI LAVORI	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu			
Progetto definitivo riconversione impianto																																	
Iter autorizzativo e rilascio Variante e Rinnovo Autorizzazione Unica 387/03																																	
Ordine e fornitura dei componenti dell'impianto																																	
Iscrizione Asta DM 15/09/2022																																	
Pubblicazione Graduatoria e avvio lavori																																	
Comunicazione inizio lavori																																	
Scavi																																	
Opere civili																																	
Opere impiantistiche																																	
Installazione gruppo di cogenerazione e upgrading																																	
Opere elettriche/strumentali																																	
Allaccio SNAM																																	
Fine lavori ed avviamento dell'impianto																																	

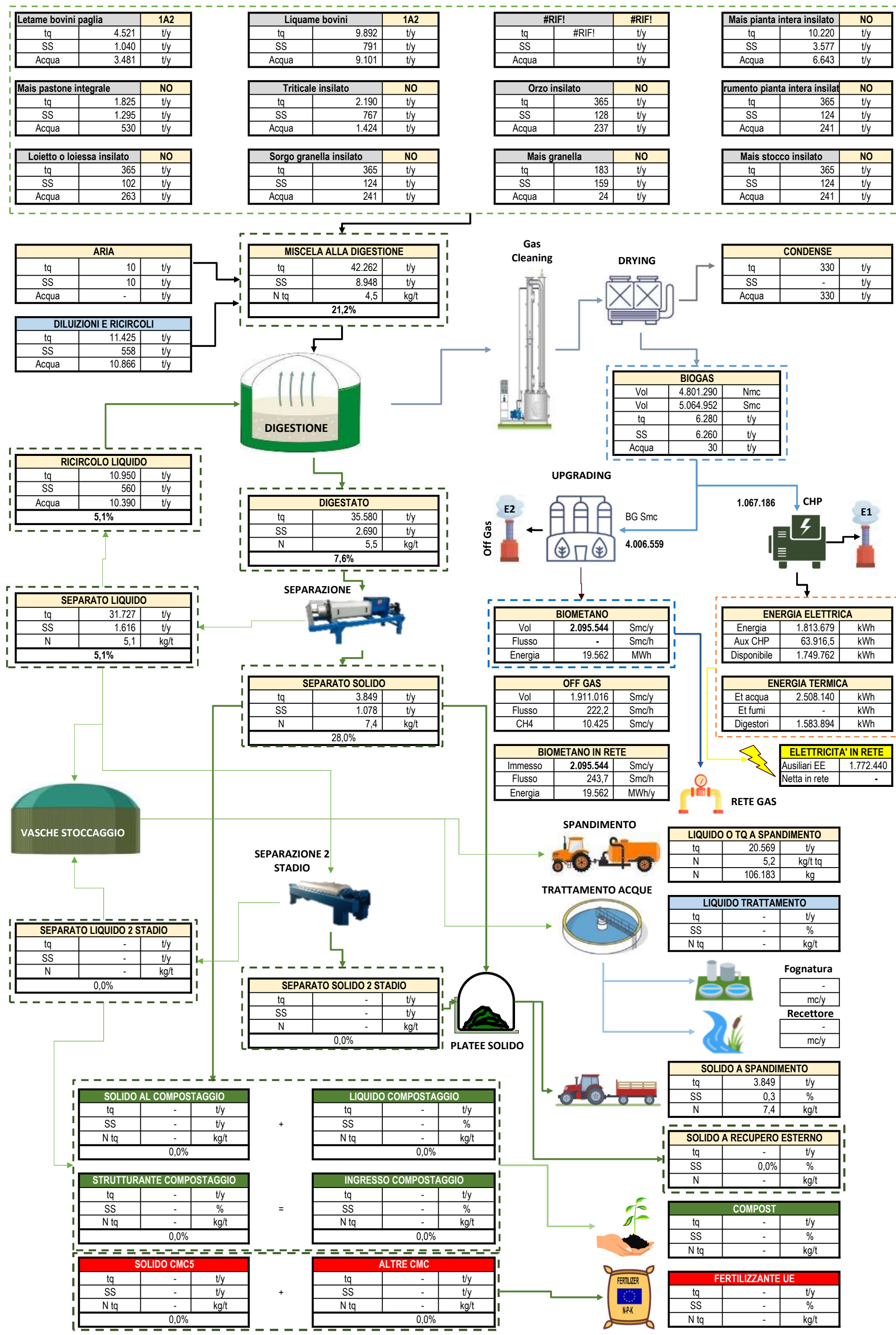
ALLEGATI

121

“Schema di flusso dell’impianto”
“Calcolo sostenibilità del biometano prodotto”
“P&ID impianto”
“Analisi digestato 2023”
“Scheda motore cogenerativo”

“Schema di flusso dell’impianto”

BILANCIO DI MASSA SINTETICO - MUSINE S.S.



“Calcolo sostenibilità del biometano prodotto”

MUSINE' 250 SM3 - CASELETTE (ITALY)

Dati account	
Filiera energetica	Biometano per altri usi
Tipo modello	Simulazione
Stoccaggio coperto 30gg	Chiuso 30 gg
Ausiliari elettrici	CHP Biogas
Ausiliari termici	CHP Biogas
Rese energetiche	Standard values
Parametri impianto	
Potenza elettrica nominale	0KWe
Portata nominale di biometano	250 Smc/h
Modalità di consegna del Biometano	National grid
Perdite CH4 off gas	Comb. Off gas
Caso RED2 Annex VI	1

Prodotto energetico finale		
Energia nel biogas	24 609,00	MWh/y
Rendimento elettrico CHP in sito	/	%
Rendimento termico CHP in sito	/	%
Elettricità in rete da CHP	/	MWh/y
Calore utile da CHP	/	MWh/y
Energia nel biometano	/	MWh/y
Destinazione dell'energia nell'uso finale	Riscaldamento/raffrescamento	
Efficienza elettrica uso finale	0,00	%
Efficienza termica usi finali	90,00	%
Temperatura calore	90,0	°C

Feed plan

Matrice	Tipo	TS%	Carico		TS	In/lt	Pnc	En PCI	En PCS	CH4	CH4	CH4	BG
			t/d	t/y		%	Mj/kg	MWh/y	MWh/y	Smc/y	Smc/h	%	Nmc/y
Frumento pianta intera insilato	P	34,000	1,0	365	124	1,18	3,81	386	429	40 945	4,7	52,00	74 641
Letame bovino paglia	B	23,000	12,4	4 522	1 040	14,66	1,15	1 445	1 604	153 193	17,5	55,00	264 034
Liquame bovino	B	8,000	27,1	9 892	791	32,07	0,40	1 099	1 221	116 562	13,3	58,00	190 507
Loietto o loiessa insilato	P	28,000	1,0	365	102	1,18	2,69	273	303	28 902	3,3	50,00	54 796
Mais granella	P	87,000	0,5	183	159	0,59	10,42	529	588	56 147	6,4	50,00	106 449
Mais pastone integrale	P	71,000	5,0	1 825	1 296	5,92	8,50	4 309	4 786	456 960	52,2	50,00	866 345
Mais pianta intera insilato	P	35,000	28,0	10 220	3 577	33,14	4,19	11 895	13 212	1 261 467	144,0	52,00	2 299 616
Mais stocco insilato	S	34,000	1,0	365	124	1,18	4,83	490	544	51 943	5,9	54,00	91 183
Orzo insilato	P	35,000	1,0	365	128	1,18	3,69	374	416	39 676	4,5	50,00	75 222
Sorgo granella insilato	P	34,000	1,0	365	124	1,18	3,54	359	398	38 020	4,3	50,00	72 082
Sottoprodotti lavorazione cereali	B	87,000	0,5	183	159	0,59	12,37	629	698	66 666	7,6	50,00	126 392
Triticale insilato	P	35,000	6,0	2 190	767	7,10	3,80	2 312	2 568	245 154	28,0	52,00	446 908
TOTALE			84,5	30 840	8 391	100,00		24 098	26 766	2 555 637	291,7	54,75	4 668 174

Sostenibilità						
EMISSIONI	FFC (g CO2eq/MJ)	Riduzione min (%)	Target (g CO2eq/MJ)	E (g CO2eq/MJ)	Riduzione (%)	92,1 %
BIOMETANO				5,69		
Biometano per i trasporti	94	65	32,90	/	/	
Elettricità da Biometano	183	80	36,60	/	/	
Calore da Biometano	80	80	16,00	6.32	92,10	
Elettricità da biogas	/	/	/	/	/	
Calore da biogas	/	/	/	/	/	

Metodologia di calcolo

Il calcolo delle emissioni di gas serra ai fini della sostenibilità viene effettuato ai sensi della Direttiva RED2. Il valore di E viene così determinato:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,materia\ prima,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,prodotto} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione di biogas o biometano prima della conversione di energia;

Sn = la quota di materie prime n, in frazione di input al digestore

eec,n = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime n;

etd,materia prima,n = le emissioni derivanti dal trasporto di materie prime n al digestore;

el,n = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, per la materia prima n;

esca = la riduzione delle emissioni grazie a una migliore gestione agricola delle materie prime n;

ep = le emissioni derivanti dalla lavorazione; **etd,product** = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione di biogas e/o biometano;

eu = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso, ossia i gas a effetto serra emessi durante la combustione;

eccs = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica; **eccr** = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica;

Ottenuto il valore di E occorre considerare le efficienze per giungere al prodotto energetico finale, e si applicano le seguenti formule. Per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

Energia elettrica o meccanica

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Energia termica

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Dove:

ECh,el = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale.

nel = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia, in base al suo contenuto energetico.

nh = l'efficienza termica, definita come l'energia termica utile prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia in base al suo contenuto energetico.

Cel = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ($C_{el} = 1$).

Ch = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile). Il rendimento di Carnot, Ch, per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

◦ **h** = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

◦ **T0** = la temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C). Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), Ch può, in alternativa, essere definito come segue:

◦ **Ch** = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Alimentazione

Biomassa	Warehouse	Dist	Matrice/Biomassa	Peso IN		SM	AM	Pn	Wn	Pn x Wn	Pnc	En in BG
				In	In/ltot							
				t/y	%	%	%	MJ/kg	%		MJ/kg	MWh
Frumento pianta intera insilato	---	0,0	11567-23 - Frumento insilato	365	1,18	65,00	66,00	3,92	1,15	0,05	3,81	386
Letame bovino paglia	---	0,0	11567-23 - Letame umido	4 522	14,66	90,00	77,00	0,50	33,72	0,17	1,15	1 445
Liquame bovino	---	0,0	11567-23 - Letame umido	9 892	32,08	90,00	92,00	0,50	25,66	0,13	0,40	1 099
Loietto o loiessa insilato	---	0,0	11567-23 - Loietto	365	1,18	65,00	72,00	3,36	0,95	0,03	2,69	273
Mais granella	---	0,0	11567-23 - Mais insilato	183	0,59	65,00	13,00	4,19	1,47	0,06	10,42	529
Mais pastone integrale	---	0,0	11567-23 - Mais insilato	1 825	5,92	65,00	29,00	4,19	12,00	0,50	8,50	4 309
Mais pianta intera insilato	---	0,0	11567-23 - Mais insilato	10 220	33,14	65,00	65,00	4,19	33,14	1,39	4,19	11 895
Mais stocco insilato	---	0,0	11567-23 - Residui (U 30 - 80)	365	1,18	76,00	66,00	3,41	1,68	0,06	4,83	490
Orzo insilato	---	0,0	11567-23 - Orzo insilato	365	1,18	65,00	65,00	3,69	1,18	0,04	3,69	374
Sorgo granella insilato	---	0,0	11567-23 - Sorgo insilato	365	1,18	65,00	66,00	3,64	1,15	0,04	3,54	359
Sottoprodotti lavorazione cereali	---	0,0	11567-23 - Residui (U min 30)	183	0,59	30,00	13,00	9,95	0,74	0,07	12,37	629
Triticale insilato	---	0,0	11567-23 - Triticale insilato	2 190	7,10	65,00	65,00	3,80	7,10	0,27	3,80	2 312
TOTALE				30 840	---			45,34	119,95	2,81	59,37	24 098

Emissioni per MJ della singola matrice

Biomassa	Warehouse	Emissioni per MJ della singola matrice									
		e _{ec}	e _{p da}	e _{p upq}	e _p	e _{td in}	e _{td out}	e _{td co}	e _{td}	e _{sca}	e _n
		gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ
Frumento pianta intera insil...	---	17,00	0,50	0,40	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,90
Letame bovino paglia	---	0,00	1,90	0,40	2,30	1,00	0,00	0,00	1,00	-130,20	-126,90
Liquame bovino	---	0,00	1,90	0,40	2,30	1,00	0,00	0,00	1,00	-130,20	-126,90
Loietto o loiessa insilato	---	24,20	0,50	0,40	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,10
Mais granella	---	20,90	2,00	0,40	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,30
Mais pastone integrale	---	20,90	2,00	0,40	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,30
Mais pianta intera insilato	---	20,90	2,00	0,40	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,30
Mais stocco insilato	---	0,00	2,50	0,40	2,90	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	3,40
Orzo insilato	---	19,10	0,50	0,40	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00
Sorgo granella insilato	---	17,00	0,50	0,40	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,90
Sottoprodotti lavorazione ce...	---	0,00	2,50	0,40	2,90	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	3,20
Triticale insilato	---	15,80	0,50	0,40	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,70
TOTALE		155,80	17,30	4,80	22,10	2,80	0,00	0,00	2,80	-260,40	-79,70

Emissioni per MJ della miscela

Biomassa	Warehouse	Emissioni per MJ della miscela										
		S _n	e _{ec}	e _{p da}	e _{p upq}	e _p	e _{td in}	e _{td out}	e _{td co}	e _{td}	e _{sca}	e _n
		%	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ	gCO2/MJ
Frumento pianta intera insil...	---	1,60	0,27	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28
Letame bovino paglia	---	5,99	0,00	0,11	0,02	0,14	0,06	0,00	0,00	0,06	-7,80	-7,60
Liquame bovino	---	4,56	0,00	0,09	0,02	0,10	0,05	0,00	0,00	0,05	-5,94	-5,79
Loietto o loiessa insilato	---	1,13	0,27	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28
Mais granella	---	2,20	0,46	0,04	0,01	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51
Mais pastone integrale	---	17,88	3,74	0,36	0,07	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,17
Mais pianta intera insilato	---	49,36	10,32	0,99	0,20	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,50
Mais stocco insilato	---	2,03	0,00	0,05	0,01	0,06	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,07
Orzo insilato	---	1,55	0,30	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31
Sorgo granella insilato	---	1,49	0,25	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26
Sottoprodotti lavorazione ce...	---	2,61	0,00	0,07	0,01	0,08	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,09
Triticale insilato	---	9,59	1,52	0,05	0,04	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,61
TOTALE		100,0	17,13	1,80	0,41	2,17	0,13	0,00	0,00	0,13	-13,74	5,69

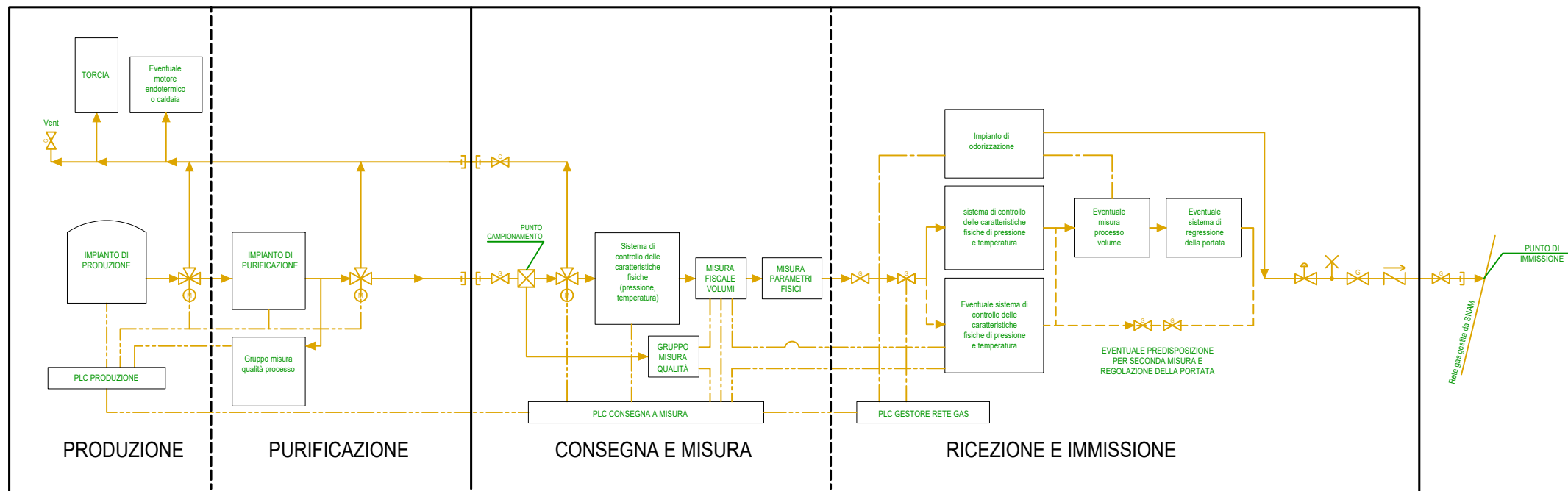
Total emissions (g CO₂ / MJ energy products)

	Descrizione	Standard values	Actual values	Assumed values
e _{ec}	Emissions from the extraction or cultivation of raw materials	17,13		17,13
e _l	Annualised emissions from carbon stock changes caused by land-use change	0,00	0,00	0,00
e _p	Emissions from processing	2,17		2,17
e _{td}	Emissions from transport and distribution	0,13		0,13
e _{eu}	Emissions from the fuel in use	0,00	0,00	0,00
e _{sca}	Emission savings from soil carbon accumulation via improved agricultural management	-13,74		-13,74
e _{ccr}	Emission savings from CO2 capture and replacement	0,00	0,00	0,00
e _{ccs}	Emission savings from CO2 capture and geological storage	0,00	0,00	0,00
e _{fact}	Corrective factor depending by case type UNITS 11567 par A.4.4	0,00		0,00
e _{tot}	TOTALE			5,69



“P&ID Impianto”

SCHEMA IMPIANTISTICO - SOCIETA' AGRICOLA MUSINE' SOCIETA' SEMPLICE



LEGENDA		LEGENDA	
SIMBOLO	DESCRIZIONE	SIMBOLO	DESCRIZIONE
	VALVOLA DI INTERCETTAZIONE MANUALE (GAS)		LINEA SEGNALE IMPIANTO DI PRODUZIONE
	VALVOLA DI NON RITORNO		LINEA SEGNALE IMPIANTO DEL GESTORE DI RETE
	VALVOLA TRE VIE SERVO AZIONATA		LINEA GAS (opzionale)
	RIDUTTORE DI PRESSIONE CON BLOCCO		LINEA GAS
	GIUNTO DIELETTRICO		

STUDIO TECNICO AGRARIO - Pinerolo



STA engineering S.r.l.
 Via del Gibuti, 1 - Zona Industriale Porporata -
 10064 Pinerolo (TO)
 Tel. 0121-325901 - Fax 0121-3259103
 e-mail info@staengineering.it - www.staengineering.it

“Analisi digestato 2023”

RAPPORTO DI PROVA N° 11067/23 del 03/11/2023

Spett.le
SOCIETA' AGRICOLA MUSINE' SOCIETA' SEMPLICE

Via Moncenisio, 1
10051 AVIGLIANA (TO)

DATI DEL CAMPIONAMENTO

Esecutore del campionamento: Committente

Data campionamento: 11/10/2023 Punto di campionamento: A cura del cliente

Modalità di campionamento: A cura del cliente

Data ricevimento: 26/10/2023 Data inizio prove: 26/10/2023 Data fine prove: 03/11/2023

Richiesta: Determinazioni come da vostra richiesta

Riferimento legislativo: DPGR - Piemonte n. 2/R del 02.03.2016

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11067

Denominazione campione: SEPARATO SOLIDO - UNITA' CAMPIONARIA 1

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento		Metodo di Prova
			MIN	MAX	

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	--	non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	----	----------------	--

PARAMETRI CHIMICO - FISICI

Azoto totale	g/100 g s.s.	2,44	1,5	--	ANPA MAN 3 2001 *
Carbonio organico	g/100 g s.s.	43,62	--	--	MI 0142:2015 Rev.0 *
Sostanza organica	g/100 g s.s.	75,20	20	--	MI 0142:2015 Rev.0 *
Residuo secco	g/100 g	20,05	--	--	ANPA MAN 3 2001 *

METALLI - METALLOIDI

Fosforo	g/100 g s.s.	1,18	0,4	--	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009
Cromo VI	mg/kg s.s.	< 0,1	--	0,5	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009 *
Cadmio	mg/kg s.s.	0,2	--	1,5	ANPA 15 Man 3 2001
Nichel	mg/kg s.s.	13,9	--	100	ANPA 15 Man 3 2001
Mercurio	mg/kg s.s.	0,3	--	1,5	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009 *
Rame	mg/kg s.s.	31,1	--	230	ANPA 15 Man 3 2001
Piombo	mg/kg s.s.	1,3	--	140	ANPA 15 Man 3 2001
Zinco	mg/kg s.s.	181,7	--	600	ANPA 15 Man 3 2001
Potassio	g/100 g s.s.	1,80	--	--	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11067

Denominazione campione: SEPARATO SOLIDO - UNITA' CAMPIONARIA 2

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento		Metodo di Prova
			MIN	MAX	

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	--	non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	----	----------------	--

RAPPORTO DI PROVA N° 11067/23 del 03/11/2023

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11067

Denominazione campione: SEPARATO SOLIDO - UNITA' CAMPIONARIA 3

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11067

Denominazione campione: SEPARATO SOLIDO - UNITA' CAMPIONARIA 4

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11067

Denominazione campione: SEPARATO SOLIDO - UNITA' CAMPIONARIA 5

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Il presente rapporto di prova si riferisce esclusivamente ai campioni sottoposti a prova e non può essere riprodotto parzialmente senza la nostra approvazione scritta.

Documento con firma digitale avanzata ai sensi della normativa vigente

Il Responsabile del Laboratorio
dr. Diego Paschiero

Ordine Tecnologi Alimentari Regioni Piemonte e Valle d'Aosta

Iscrizione n. 51

Il sostituto Responsabile del Laboratorio
dr. Diego Bertaina

Ordine Tecnologi Alimentari Regioni Piemonte e Valle d'Aosta

Iscrizione n. 68

Colonna "Valore":	il simbolo "*" indica che il valore è fuori limite, i valori di microrganismi sono espressi con un tasso di unità del 12%.
Colonna "Metodo di prova":	il simbolo "+" indica che il metodo di prova non è accreditato da Accredia, il simbolo "-" indica che l'analisi è stata eseguita in subappalto; il riferimento del laboratorio come numero Accredia e come numero iscrizione all'elenco regionale dei laboratori che effettuano analisi nell'ambito delle procedure di autocontrollo delle industrie alimentari è riportata sotto l'elenco parametri; nel caso di sola analisi amianto, l'identificazione avviene con il codice del laboratorio qualificato ad effettuare analisi sull'amianto ai sensi del DM 14/05/96, il metodo relativo a stafilococchi coagulanti positivi si riferisce a stafilococchi coagulanti positivi (<i>Staphylococcus aureus</i> e altre specie), e se non diversamente specificato, l'incubazione delle piastre avviene alla temperatura di 37±1°C, se non diversamente specificato, conte Legionella spp determinato dopo filtrazione e trattamento acido. Terreno di coltura impiegato: GWPC, volumi analizzati: 10 e 250 ml, se non diversamente specificato, Legionella spp (ricerca DNA) viene considerato non rilevata quando è al di sotto del livello soglia di un campione di riferimento o riscontro positivo, ovvero con CP (crossing point) superiore a 33.5, se non diversamente specificato, il tempo di sedimentazione per il metodo solidi sedimentabili è 60 minuti, e il volume utilizzato per la determinazione è 1000 ml.
Colonna "Incertezza":	se presente, L.I. limite inferiore intervallo di fiducia, L.S. limite superiore intervallo di fiducia. Parametri microbiologici acque, zuccheri e integratori liquidi: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2 con probabilità del 95% seguendo la ISO 8199. Valori microbiologici: se compresi fra 1 e 2, organismi presenti nel volume studiato, se compresi fra 3 e 9, valore stimato. Parametri microbiologia alimenti: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2 con probabilità del 95% seguendo la UNE EN ISO 7218 + UNE EN ISO 19036. Altri parametri: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2,78 con probabilità del 95% seguendo il manuale UNE-EN 17917.
Il limite di quantificazione per il parametro grassi e olii animali/vegetali determinato secondo il metodo APAT CNR IRSA 5160 A1 Mar 29 2003 è 10 mg/l. Se sul rapporto di prova viene indicato un valore inferiore a 10 mg/l, questo va inteso esclusivamente come stima. Sommaria: se non diversamente specificato vengono eseguite secondo la convenzione lower bound. Tale approccio prevede di considerare il contributo alla sommaria di ogni addendo non rilevabile pari a zero. Nei casi in cui il laboratorio non sia responsabile del campionamento (l'indicazione del verbale di campionamento ne definisce la responsabilità), i risultati si riferiscono ai campioni come sono stati consegnati, e la denominazione o qualsiasi altro riferimento del campione sono dichiarati dal cliente. Se non diversamente specificato, l'eventuale dichiarazione di conformità ad un limite definito dalla normativa viene espresso sulla base delle indicazioni fornite dal capitolo 5 del documento ISIRIA 567/2009: in assenza di regole decisionali da parte delle norme di riferimento viene utilizzato un criterio probabilistico che considera il risultato della misura non conforme quando il risultato della misura supera il valore limite oltre ogni ragionevole dubbio, ovvero tenendo conto dell'incertezza di misura, stimata ad un livello di confidenza del 95%. Iscrizione al numero 7 dell'elenco regionale delle Regioni Piemonte dei laboratori che effettuano analisi nell'ambito delle procedure di autocontrollo delle industrie alimentari (Accordo del 8 luglio 2010 Rep. AT11 n. 78/CSR fra il Ministero della Salute e le Regioni: D.G.R. n. 13-1522 del 18 febbraio 2011).	

RAPPORTO DI PROVA N° 11066/23 del 03/11/2023

Spett.le
SOCIETA' AGRICOLA MUSINE' SOCIETA' SEMPLICE

Via Moncenisio, 1
10051 AVIGLIANA (TO)

DATI DEL CAMPIONAMENTO

Esecutore del campionamento: Committente

Data campionamento: 11/10/2023 Punto di campionamento: A cura del cliente

Modalità di campionamento: A cura del cliente

Data ricevimento: 26/10/2023 Data inizio prove: 26/10/2023 Data fine prove: 03/11/2023

Richiesta: Determinazioni come da vostra richiesta

Riferimento legislativo: DPGR - Piemonte n. 2/R del 02.03.2016

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11066

Denominazione campione: SEPARATO LIQUIDO - UNITA' CAMPIONARIA 1

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento		Metodo di Prova
			MIN	MAX	

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	--	non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	----	----------------	--

PARAMETRI CHIMICO - FISICI

Azoto totale	g/100 g s.s.	6,74	1,5	--	ANPA MAN 3 2001 *
Carbonio organico	g/100 g s.s.	29,23	--	--	MI 0142:2015 Rev.0 *
Sostanza organica	g/100 g s.s.	50,39	20	--	MI 0142:2015 Rev.0 *
Residuo secco	g/100 g	2,77	--	--	ANPA MAN 3 2001 *

METALLI - METALLOIDI

Fosforo	g/100 g s.s.	0,67	0,4	--	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009
Cromo VI	mg/kg s.s.	< 0,1	--	0,5	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009 *
Cadmio	mg/kg s.s.	0,3	--	1,5	ANPA 15 Man 3 2001
Nichel	mg/kg s.s.	24,8	--	100	ANPA 15 Man 3 2001
Mercurio	mg/kg s.s.	0,3	--	1,5	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009 *
Rame	mg/kg s.s.	45,0	--	230	ANPA 15 Man 3 2001
Piombo	mg/kg s.s.	1,4	--	140	ANPA 15 Man 3 2001
Zinco	mg/kg s.s.	286,8	--	600	ANPA 15 Man 3 2001
Potassio	g/100 g s.s.	10,29	--	--	UNI EN 13657:2004, UNI EN ISO 11885:2009

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11066

Denominazione campione: SEPARATO LIQUIDO - UNITA' CAMPIONARIA 2

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento		Metodo di Prova
			MIN	MAX	

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	--	non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	----	----------------	--

RAPPORTO DI PROVA N° 11066/23 del 03/11/2023

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11066

Denominazione campione: SEPARATO LIQUIDO - UNITA' CAMPIONARIA 3

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11066

Denominazione campione: SEPARATO LIQUIDO - UNITA' CAMPIONARIA 4

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Matrice: Biomasse, rifiuti, sottoprodotti, fertilizzanti, fanghi e campioni della produzione primaria

Codice accettazione: 11066

Denominazione campione: SEPARATO LIQUIDO - UNITA' CAMPIONARIA 5

Parametro ricercato	Unità di Misura	Valore	Limiti di riferimento MIN MAX	Metodo di Prova
---------------------	-----------------	--------	----------------------------------	-----------------

PARAMETRI MICROBIOLOGICI

Ricerca Salmonella spp	ril/non ril in 25 g	non rilevata	-- non rilevabile	Rapporti ISTISAN 2014/18 pag 78 Met ISS F 002C
------------------------	---------------------	--------------	-------------------	--

Il presente rapporto di prova si riferisce esclusivamente ai campioni sottoposti a prova e non può essere riprodotto parzialmente senza la nostra approvazione scritta.

Documento con firma digitale avanzata ai sensi della normativa vigente

Il Responsabile del Laboratorio
dr. Diego Paschiero

Ordine Tecnologi Alimentari Regioni Piemonte e Valle d'Aosta

Iscrizione n. 51

Il sostituto Responsabile del Laboratorio
dr. Diego Bertaina

Ordine Tecnologi Alimentari Regioni Piemonte e Valle d'Aosta

Iscrizione n. 68

Colonna "Valore":	il simbolo "*" indica che il valore è fuori limite, i valori di microrganismi sono espressi con un tasso di unità del 12%.
Colonna "Metodo di prova":	il simbolo "+" indica che il metodo di prova non è accreditato da Accredia, il simbolo "-" indica che l'analisi è stata eseguita in subappalto; il riferimento del laboratorio come numero Accredia e come numero iscrizione all'elenco regionale dei laboratori che effettuano analisi nell'ambito delle procedure di autocontrollo delle industrie alimentari è riportata sotto l'elenco parametri; nel caso di sola analisi amianto, l'identificazione avviene con il codice del laboratorio qualificato ad effettuare analisi sull'amianto ai sensi del DM 14/05/96, il metodo relativo a stafilococchi coagulanti positivi si riferisce a stafilococchi coagulanti positivi (Staphylococcus aureus e altre specie), e se non diversamente specificato, l'incubazione delle piastre avviene alla temperatura di 37±1°C, se non diversamente specificato, conte Legionella spp determinato dopo filtrazione e trattamento acido. Terreno di coltura impiegato: GWPC, volumi analizzati: 10 e 250 ml, se non diversamente specificato, Legionella spp (ricerca DNA) viene considerato non rilevata quando è al di sotto del livello soglia di un campione di riferimento a riscontro positivo, ovvero con CP (crossing point) superiore a 33.5, se non diversamente specificato, il tempo di sedimentazione per il metodo solidi sedimentabili è 60 minuti, e il volume utilizzato per la determinazione è 1000 ml.
Colonna "Incertezza":	se presente, L.I. limite inferiore intervallo di fiducia, L.S. limite superiore intervallo di fiducia. Parametri microbiologici acque, zuccheri e integratori liquidi: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2 con probabilità del 95% seguendo la ISO 8199. Valori microbiologici: se compresi fra 1 e 2, organismi presenti nel volume studiato, se compresi fra 3 e 9, valore stimato. Parametri microbiologici alimenti: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2 con probabilità del 95% seguendo la UNE EN ISO 7218 + UNE EN ISO 19036. Altri parametri: l'incertezza estesa è stata ottenuta con un coefficiente di copertura k pari a 2,78 con probabilità del 95% seguendo il manuale UNE-EN 17917.
Il limite di quantificazione per il parametro grassi e olii animali/vegetali determinato secondo il metodo APAT CNR IRSA 5160 A1 Mar 29 2003 è 10 mg/l. Se sul rapporto di prova viene indicato un valore inferiore a 10 mg/l, questo va inteso esclusivamente come stima. Sommaria: se non diversamente specificato vengono eseguite secondo la convenzione lower bound. Tale approccio prevede di considerare il contributo alla sommaria di ogni addendo non rilevabile pari a zero. Nei casi in cui il laboratorio non sia responsabile del campionamento (l'indicazione del verbale di campionamento ne definisce la responsabilità), i risultati si riferiscono ai campioni come sono stati consegnati, e la denominazione o qualsiasi altro riferimento del campione sono dichiarati dal cliente. Se non diversamente specificato, l'eventuale dichiarazione di conformità ad un limite definito dalla normativa viene espresso sulla base delle indicazioni fornite dal capitolo 5 del documento ISPRAS 567/2009: in assenza di regole decisionali da parte delle norme di riferimento viene utilizzato un criterio probabilistico che considera il risultato della misura non conforme quando il risultato della misura supera il valore limite oltre ogni ragionevole dubbio, ovvero tenendo conto dell'incertezza di misura, stimata ad un livello di confidenza del 95%. Iscrizione al numero 7 dell'elenco regionale delle Regioni Piemonte dei laboratori che effettuano analisi nell'ambito delle procedure di autocontrollo delle industrie alimentari (Accordo del 8 luglio 2010 Rep. Atti n. 78/CSR fra il Ministero della Salute e le Regioni: D.G.R. n. 13-1522 del 18 febbraio 2011).	

“Scheda motore cogenerativo”

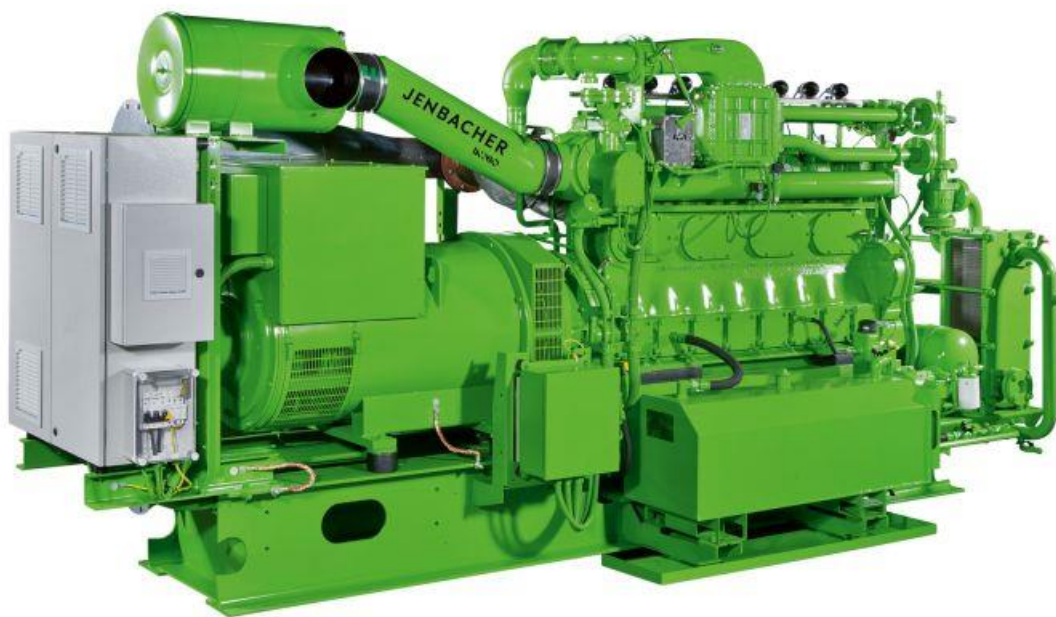
Descrizione Tecnica

impianto di cogenerazione

JMS 208 GS-B.L

Codice di rete dinamico
Profilo 2 (150ms/5%)

Informativo



Potenza elettrica	330	kW el.
Potenza termica	386	kW

Emissioni

NOx < 500 mg/Nm³ (5% O₂) | < 190 mg/Nm³ (15% O₂)

0.01 Dati Tecnici (al modulo)	3
Dimensioni principali e pesi (al modulo)	4
Raccordi	4
Potenza / Consumo	4
0.02 Dati Tecnici del Motore	5
Potenze termiche	5
Dati gas di scarico	5
Dati aria di combustione	5
Livello sonoro	6
Potenza sonora	6
0.03 Dati Tecnici del Generatore	7
Reattanze e costanti di Tempo a potenza apparente (saturo)	7
0.04 Dati Tecnici recupero calore	8
Dati generali - Circuito acqua calda	8
Scambiatore di calore dei gas di scarico	8
variante di connessione D	9
0.10 Condizioni di riferimento	10
0.20 Modalità di funzionamento	12
0.20.01 Valori guida per i tempi di avvio/arresto del gruppo elettrogeno e rampe di carico elettriche	12
0.30 Informazioni generali per la connessione alla rete pubblica	14
0.30.10 Campo di funzionamento del generatore nel funzionamento in parallelo	14
0.30.20 Possibili requisiti dell'operatore di rete	15
0.30.20.01 Regolazione della potenza attiva per sovra e sottofrequenza	16

0.01 Dati Tecnici (al modulo)

			100%	75%	50%
Potenza introdotta	[2]	kW	830	641	452
Quantità di gas	*)	Nm³/h	184	142	100
Potenza meccanica	[1]	kW	342	257	171
Potenza elettrica	[4]	kW el.	330	247	163
Potenze termiche recuperabili					
~ Intercooler	[9]	kW	59	32	11
~ Olio		kW	40	36	29
~ Acqua di raffreddamento motore		kW	112	92	73
~ scarico durante il raffreddamento 479 °C -> 180 °C		kW	175	143	106
Potenza termica complessiva	[5]	kW	386	303	219
Potenza erogata complessiva		kW totale	716	550	382
Potenza termica da dissipare (calcolato con di glicole 37%)					
~ Intercooler		kW	---	---	---
~ Olio		kW	---	---	---
~ Calore insuperficie	ca. [7]	kW	35	~	~
Consumo elettrico specifico del motore	[2]	kWh/kWel.h	2,52	2,60	2,78
Consumo specifico del motore	[2]	kWh/kWh	2,43	2,49	2,64
Consumo olio motore	ca. [3]	kg/h	0,10	~	~
Rendimento elettrico			39,8%	38,5%	36,0%
Rendimento termico			46,5%	47,3%	48,5%
Rendimento complessivo	[6]		86,3%	85,8%	84,4%
Circuito acqua calda:					
Temperatura di mandata		°C	80,0	75,7	71,3
Temperatura di ritorno		°C	60,0	60,0	60,0
Portata nominale		m³/h	16,6	16,6	16,6
Potere calorifico inferiore del gas (PCI)		kWh/Nm³	4,5		

*) Valore indicativo per il dimensionamento della tubazione, $Sm^3=Nm^3 \times 1,055$

[] Spiegazioni: vedi voce 0.10 - Parametri tecnici

I dati termici si riferiscono alle condizioni di riferimento riportate nell'allegato 0.10. In caso di scostamenti da queste condizioni, possono esserci variazioni nei bilanci termici. Questi scostamenti devono essere considerati nel dimensionamento dei circuiti di dissipazione (emergenza, intercooler, ...).

Dimensioni principali e pesi (al modulo)

Lunghezza	mm	~ 4.900
Larghezza	mm	~ 1.700
Altezza	mm	~ 2.000
Peso a secco	kg	~ 6.600
Peso pronto per l'esercizio	kg	~ 6.800

Raccordi

Ingresso ed uscita acqua calda [A/B]	DN/PN	50/16
Uscita gas di scarico [C]	DN/PN	200/10
Gas di combustione (al modulo) [D]	DN/PN	80/16
Scarico acqua ISO 228	G	½"
Scarico condensa	DN/PN	50/10
Valvola di sicurezza acqua motore (ISO 228) [G]	DN/PN	1½"/2,5
Valvola di sicurezza acqua calda	DN/PN	40/16
Riempimento olio lubrificante (tubo) [I]	mm	28
Scarico olio lubrificante (tubo) [J]	mm	28
Riempimento acqua motore (tubo flessibile) [L]	mm	13
Acqua ingresso/uscita primo stadio intercooler	DN/PN	50/10
Acqua ingresso/uscita secondo stadio intercooler [M/N]	DN/PN	~

Potenza / Consumo

Potenza standard ISO-ICFN	kW	342
Press. media eff. a carico nom. e velocità nom.	bar	16,50
Tipo di gas		Biogas
Numero metanico di riferimento Numero metanico minimo	MZ	135 117 d)
Rapporto di compressione	Epsilon	12
Range ammesso di pressione del gas all'entrata della rampa	mbar	80 - 200 c)
Velocità massima di variazione pressione gas	mbar/sec	10
Temperatura massima raffreddamento intercooler 2° stadio	°C	70
Consumo specifico del motore	kWh/kWh	2,43
Consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0,30
Temperatura olio mass.	°C	~ 90
Temperatura mass. acqua raffreddamento motore	°C	~ 95
Volume cambio olio	lit	~ 126

c) Pressione di gas inferiore su richiesta

d) Basato sul programma di calcolo del numero metanico AVL 3.2

0.02 Dati Tecnici del Motore

Costruttore		JENBACHER
Tipo di motore		J 208 GS-D25
Ciclo di funzionamento		4-tempi
Disposizione cilindri		in linea
Numero cilindri		8
Alesaggio	mm	135
Corsa	mm	145
Cilindrata	lit	16,60
Velocità nominale	rpm	1.500
Velocità media del pistone	m/s	7,25
Lunghezza	mm	1.890
Larghezza	mm	1.020
Altezza	mm	1.630
Peso a secco	kg	1.800
Peso pronto per l'esercizio	kg	2.000
Momento d'inerzia del volano	kgm ²	3,51
Senso di rotazione (visto lato volano)		a sinistra
Livello dist. radio sec. VDE 0875		N
Motorino d'avviam.: pot.	kW	6
Motorino d'avviam.: tensione	V	24

Potenze termiche

Potenza introdotta	kW	830
Intercooler	kW	59
Olio	kW	40
Acqua di raffreddamento motore	kW	112
scarico durante il raffreddamento 180 °C	kW	175
scarico durante il raffreddamento 100 °C	kW	219
Calore insuperficie	kW	20

Dati gas di scarico

Temperatura gas di scarico a pieno carico	[8]	°C	479
Temperatura gas di scarico a BMEP= 13,5 [bar]	[8]	°C	~ 497
Temperatura gas di scarico a BMEP= 8,3 [bar]	[8]	°C	~ 513
Portata gas di scarico umido		kg/h	1.861
Portata gas di scarico secco		kg/h	1.731
Volume gas di scarico umido		Nm ³ /h	1.453
Volume gas di scarico secco		Nm ³ /h	1.292
Contropressione massima ammissibile nei gas di scarico alla flangia di scarico del motore		mbar	60

Dati aria di combustione

Portata aria		kg/h	1.718
Volume aria		Nm ³ /h	1.329
Massima perdita di carico ammissibile filtri in aspirazione		mbar	10

base per gas di scarico: gas naturale: 100%; gas biologico: 65% CH₄, 35% CO₂
 Biogas con il 50% di CH₄ -> aumento della temperatura dei gas di scarico da circa 25 a 40°C

Livello sonoro

Aggregato a)			dB(A) re 20µPa	92
31,5	Hz		dB	80
63	Hz		dB	84
125	Hz		dB	89
250	Hz		dB	90
500	Hz		dB	88
1000	Hz		dB	87
2000	Hz		dB	83
4000	Hz		dB	81
8000	Hz		dB	86
Gas di scarico b)			dB(A) re 20µPa	107
31,5	Hz		dB	99
63	Hz		dB	103
125	Hz		dB	111
250	Hz		dB	104
500	Hz		dB	105
1000	Hz		dB	103
2000	Hz		dB	99
4000	Hz		dB	88
8000	Hz		dB	67

Potenza sonora

Aggregato	dB(A) re 1pW	111
superficie di misura	m ²	83
Gas di scarico	dB(A) re 1pW	115
superficie di misura	m ²	6,28

a) I valori menzionati sono pressioni sonore (riferite in condizioni di campo libero) secondo DIN 45635 e ISO 3744 classe di precisione 3 distanza di misura 1 m.

b) I valori menzionati sono pressioni sonore misurate secondo DIN 45635 e ISO 3744, distanza 1 m, con propagazione semisferica in ambiente riflettente.

Gli spettri valgono per moduli fino a una pme di 16,5 bar. (aggiungere un margine di 1 dB su tutti i valori per ogni aumento di 1 bar di pressione).

tolleranza macchina ± 3 dB

0.03 Dati Tecnici del Generatore

Costruttore		STAMFORD e)
Tipo		S5L1S-E42 e)
Potenza omologata	kVA	476
Potenza meccanica introdotta	kW	342
Potenza attiva a $\cos \phi = 1,0$	kW	330
Potenza attiva a $\cos \phi = 0,8$	kW	327
Potenza apparente a $\cos \phi = 0,8$	kVA	408
Potenza reattiva nominale a $\cos \phi = 0,8$	kVar	245
Corrente nominale a $\cos \phi = 0,8$	A	589
Frequenza	Hz	50
Tensione	V	400
Giri	rpm	1.500
Velocità di fuga	rpm	1.800
Fattore di potenza (ritardo – anticipo) (UN)		0,8 - 0,95
Rendimento a $\cos \phi = 1,0$		96,5%
Rendimento a $\cos \phi = 0,8$		95,5%
Momento d'inerzia del volano	kgm ²	8,70
Massa	kg	1.535
Livello dist. radio sec. EN 55011 Class A (EN 61000-6-4)		N
Uscita cavi		a sinistra
I _k " Corrente di cortocircuito iniziale simmetrica	kA	7,88
I _s Massima corrente di cortocircuito asimmetrica	kA	20,05
Classe d'isolamento		H
rialzo di temperatura (con potenza meccanica)		F
Temperatura ambientale massima	°C	40

Reattanze e costanti di Tempo a potenza apparente (saturato)

x _d Reattanza sincrona secondo l'asse diretto	p.u.	1,928
x _{d'} Reattanza transitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,100
x _{d''} Reattanza subtransitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,074
x ₂ reattanza di sequenza inversa	p.u.	0,107
T _{d''} Costante di tempo subtransitoria della corrente di c.to c.to	ms	10
T _a Costante di tempo - corrente continua	ms	20
T _{d0'} Costante di tempo transitoria a vuoto	s	2,50

e) JENBACHER si riserva il diritto di modificare il fornitore ed il tipo di generatore. I dati tecnici del generatore potranno essere soggetti a variazioni trascurabili. La potenza elettrica erogata dichiarata verrà garantita.

0.04 Dati Tecnici recupero calore

Dati generali - Circuito acqua calda

Potenza termica complessiva	kW	386
Temperatura di ritorno	°C	60,0
Temperatura di mandata	°C	80,0
Portata nominale	m³/h	16,6
Pressione nominale acqua calda	PN	10
pressione di esercizio min.	bar	2,5
pressione di esercizio mass.	bar	9,0
Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,60
Tolleranza massima ammissibile temperatura di ritorno	°C	+0/-5
Velocità di variazione mass. ammissibile	°C/min	10

Scambiatore di calore dei gas di scarico

Tipo	Scambiatore di calore a tubi	
------	------------------------------	--

PRIMARIO:

Perdita di pressione gas di scarico ca.	bar	0,02
Raccordi gas di scarico	DN/PN	200/10

SECONDARIO:

Perdita di pressione nominale acqua calda	bar	0,20
Raccordi acqua calda	DN/PN	50/10

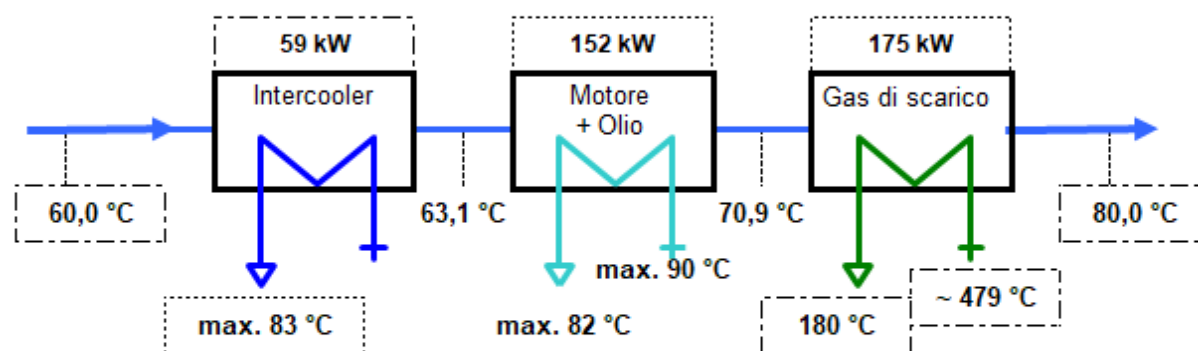
la finale perdita di pressione viene determinato dopo la chiarificazione dello scopo d'ordine e viene illustrato nello schema meccanico (P&ID).

Circuito acqua calda

Potenze termiche recuperabili = 386 kW

(+12/-8 % tolleranza)

Portata nominale = 16,6 m³/h

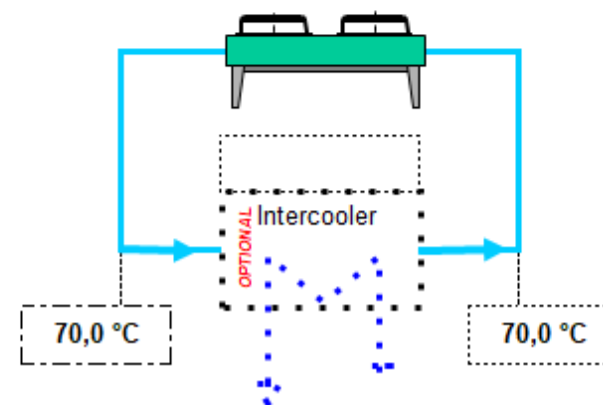


Circuito a bassa temperatura (calcolato con di glicole 37%)

Potenza termica da dissipare = 0 kW

(+12/-8 % tolleranza)

Portata acqua di raffreddamento = 20,0 m³/h



0.10 Condizioni di riferimento

I dati riportati nelle specifiche tecniche si riferiscono al funzionamento del motore a pieno carico, in accordo alle temperature e al numero metanico di riferimento indicati.

Lo sviluppo si riserva di poter apportare modifiche a tali prescrizioni.

Le indicazioni di pressione si intendono come sovrappressioni.

[1] Potenza ISO - standard limitata ISO 3046-1 riferita alle condizioni standard e a giri nominale.

[2] secondo la ISO 3046-1, rispettivamente, con una tolleranza del **+5 %**. La performance di efficienza è basata su un'unità nuova (immediatamente dopo il commissionino/messa in marcia). Gli effetti del deterioramento durante il normale esercizio possono essere ridotti seguendo un regolare programma di manutenzione.

Valore di riferimento --> 65%CH₄ / 35%CO₂

[3] Valore medio fra intervalli di cambio olio secondo il calendario di manutenzione, senza la quantità del cambio.

[4] Secondo normativa IEC 60034-1:2017 con relativa tolleranza, a fattore di potenza $\cos.\phi = 1,0$, sono inclusi tutte le pompe ad azionamento diretto.

[5] Per potenza complessiva con tolleranza del $\pm 12/-8 \%$

[6] Secondo le condizioni di cui sopra da [1] a [5]

[7] Vale come valore di riferimento per la progettazione della ventilazione con $\cos.\phi = 0,8$ e solo per (motore, generatore, TCM), i componenti del sistema non vengono presi in considerazione.

[8] Temperatura gas di scarico con una tolleranza di $\pm 8 \%$

Nota: una modalità di esercizio ottimizzata per minimizzare lo slittamento del metano può comportare una modifica dei dati relativi al gas di scarico (temperatura dei gas di scarico, emissioni di NO_x, ...) e deve essere presa in considerazione nella progettazione del post-trattamento dei gas di scarico

[9] Calore della miscela:

Se il motore è progettato per temperature dell'aria di aspirazione $> 30^{\circ}\text{C}$, il calore di miscela dichiarato del 1° stadio deve essere aumentato da 25°C del $2^{\circ}/^{\circ}\text{C}$ in ogni caso. Il calore aggiuntivo deve essere aggiunto al punto di pieno carico risultante.

Disturbi radio

Grazie al dispositivo di accensione dei motori a gas vengono rispettati i limiti delle CISPR 12 (30-75 MHz, 75-400 MHz, 400-1000 MHz), e EN 55011, classe B (30-230 MHz, 230-1000 MHz) per i disturbi radio.

Definizione di potenza

- Potenza ISO-standard limitata:

E' la potenza utilizzabile in via continuativa dichiarata dalla casa costruttrice per un motore funzionante secondo il numero di giri nominale nelle condizioni di manutenzione eseguite nei tempi e nei modi richiesti dalle indicazioni tecniche. Tale potenza viene misurata sperimentalmente dalla casa costruttrice in condizioni di funzionamento reali e calcolata per le condizioni di riferimento DIN-ISO 3046 e DIN 6271.

- Condizioni di riferimento DIN-ISO 3046 e DIN 6271:

Pressione aria:	1000 mbar o 100 m S.L.M.
Temperatura aria	25°C o 298 K
Umidità relativa	30 %

- Indicazioni dei volumi in riferimento normale (gas alimentazione, aria comburente, gas di scarico)

Pressione: 1013 mbar

Temperatura: 0°C

Coefficiente di riduzione della potenza del motore

a) Riduzione della potenza dovuta alla qualità del gas

Se il numero metanico di riferimento non viene raggiunto e se la regolazione battito in testa interviene, il punto di accensione viene adattato insieme al sistema di gestione del motore, a piena potenza, dopodiché viene ridotta la potenza.

b) Riduzione della potenza dovuta ai limiti di tensione e frequenza

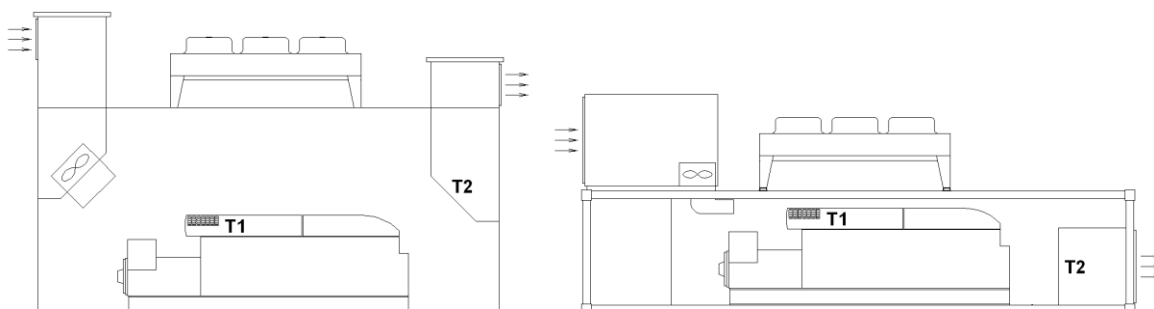
Se vengono superati i limiti di tensione e frequenza per i generatori specificati nella IEC 60034-1 Zona A, la potenza viene ridotta.

c) Riduzione della potenza dovuta alle condizioni ambientali

Per installazioni superiori a ≤ 500 m slm e/o temperatura d'aspirazione superiori ≤ 30 °C (T1)

Massima temperatura in sala: 50°C (T2) -> guasto che implica l'arresto

La riduzione di potenza del motore è da definire in base alle condizioni specifiche del progetto.



Per mantenere la qualità necessaria dell'aria ed evitare accumuli di gas (si veda il capitolo ⇒ Aree soggette al rischio di esplosione TA 1100-0110), occorre rispettare la frequenza di ricambio dell'aria minimo (C). Il calcolo viene effettuato secondo TA 1100-0110 e per gli aggregati JENBACHER è $C_{min.} = 50h^{-1}$.

Condizioni quadro per motori a gas JENBACHER

Dal punto di vista della tecnica delle vibrazioni, il sistema d'impianto è progettato in base alla ISO 8528-9 e rispetta i valori soglia ivi contenuti.

I fluidi e i sistemi d'impianto devono essere conformi alle Istruzioni tecniche **TA 1100-0110**,

TA 1100-0111 e TA 1100-0112.

Per la conservazione, attenersi alle **TA 1000-0004**.

Evitare il trasporto su veicoli a rotaia (**vedere TA 1000-0046**).

Il mancato rispetto delle IT sopra indicate può causare danni al motore / al gruppo e di conseguenza l'annullamento delle prestazioni in garanzia!

Ready for H2 significa un possibile adattamento fino al 100vol% di funzionamento in H2. I dati sulle prestazioni, le tempistiche e i costi possono essere richiesti su base specifica del progetto.

Condizioni limite per impianti di commutazione ed equipaggiamento elettrico

Umidità relativa dell'aria al 50% con una temperatura massima di +40°.

Altitudine fino a 2.000 m sopra il livello medio del mare.

Condizioni necessarie per l'utilizzo di un compressore gas

La portata del gas indicata nei dati tecnici si riferisce alle condizioni standard e al potere calorifico indicato. Nel dimensionamento del compressore gas e delle singole componenti relative alla linea di adduzione gas sono da considerare tuttavia gli effettivi metri cubi di gas in esercizio.

Questi vengono influenzati dai seguenti parametri:

- Temperatura effettiva del gas (temperatura limite vedi **TA 1000-0300**)
- Umidità (valore limite vedi **TA 1000-0300**)
- Pressione
- Fluttuazioni del potere calorifico (nel biogas riconducibile a oscillazioni del contenuto di metano)
- Nella fornitura del compressore da parte di JENBACHER viene considerata una depressione massima relativa di 15 mbar e una temperatura in ingresso di 40 °C

0.20 Modalità di funzionamento

Funzionamento parallelo in rete

Il gruppo funziona in parallelo alla rete di alimentazione di corrente. Il carico del gruppo può essere impostato mediante l'immissione del valore nominale (interno o, come opzione, esterno).

Procedura in caso di anomalia di rete:

Non appena il relè di monitoraggio di rete (ANSI n. 27, 59, 81, 78 – dotazione della fornitura di JENBACHER o dal cliente) risponde a causa dell'anomalia di rete, il gruppo viene staccato dalla rete mediante l'interruttore del generatore e disattivato senza post-raffreddamento.

Il gruppo non è pronto per il funzionamento a isola.

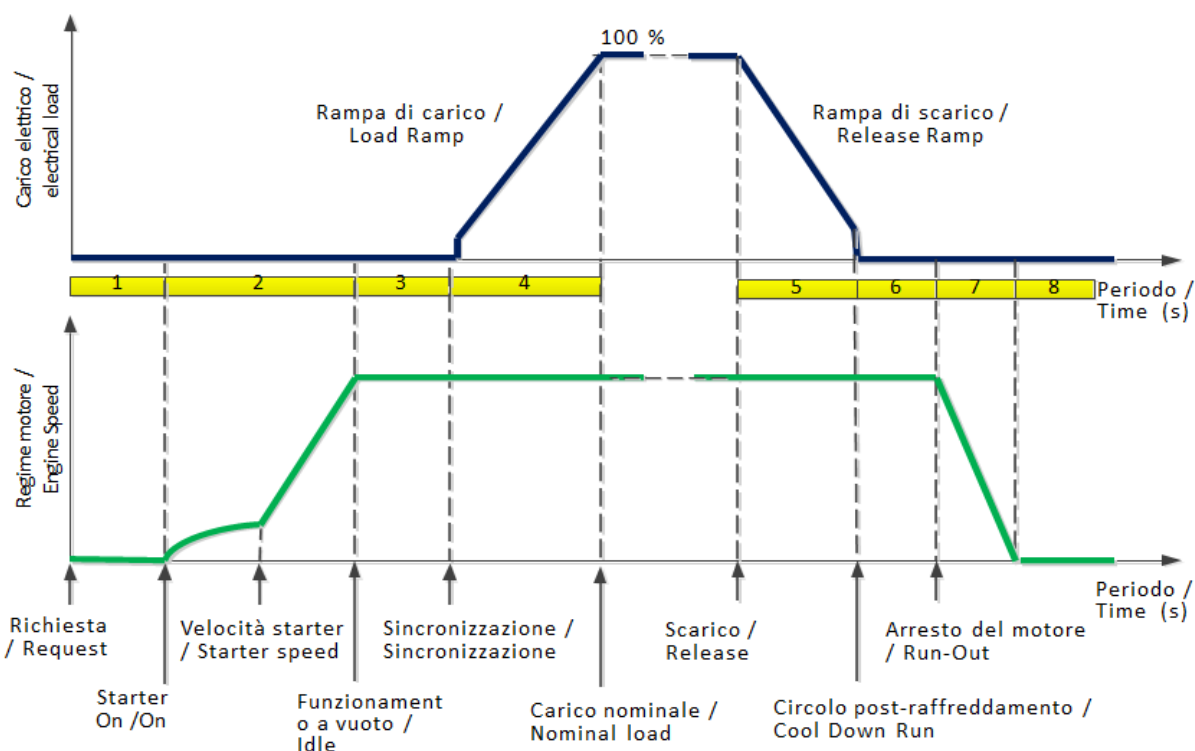
Dopo il ripristino dell'alimentazione di rete, il gruppo può essere riavviato trascorsi 5 minuti di tempo necessario per la stabilizzazione della rete.

0.20.01 Valori guida per i tempi di avvio/arresto del gruppo

elettrogeno e rampe di carico elettriche

Condizioni limite base per l'avvio del motore:

Condizioni del motore	Temperatura olio (°C)	Temperatura acqua raffreddamento (°C)
Abilitazione dell'avvio rapido	> 27	> 55
Avvia abilita l'avvio automatico		> 37
rilascio della sincronizzazione		> 55



I seguenti tempi delle singole sezioni di avvio fino al carico nominale sono **valori indicativi** per un avvio completamente automatico in condizioni di preriscaldamento per il funzionamento in parallelo. Si osserva solo il tempo totale di avvio nelle varie condizioni del motore. I singoli periodi di tempo specificati nella tabella non si sommano quindi necessariamente all'indicazione del tempo totale di avvio nel funzionamento in parallelo alla rete.

Sono possibili deviazioni per progetti speciali.

	J208	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 612 – 620	J624
(1) Preparazione per l'avviamento [1] *)	0	0	20	70	90
(2) Inserire il motorino di avviamento fino a raggiungere la velocità nominale. [s] *)	20	20	25	40	40
(3) Sincronizzazione [s] *) **)	1-50	1 – 50	1 – 50	1 – 50	1 – 50
(4) Rilevamento carico fino al carico nominale [s] *) **)	180	180	180	160	160
Tempo totale di avvio dalla domanda al carico nominale [s]	<300	<300	<300	<300	<330

*) I tempi di preparazione e sincronizzazione dell'avvio possono variare notevolmente e dipendono dalle specifiche del progetto.

****) Funzione di avvio rapido e rampe di carico più veloci sono disponibili su richiesta.**

I seguenti **tempi di scarico del motore** sono valori indicativi per la combinazione motore-generatore con costante d'inerzia $H < 1 \text{ kW/kVA}$ (con generatori LS, CGT, TDPS) e per la condizione di funzionamento a caldo.

(5) Rampa di scarico [s]	160	160	160	160	120
(6) Circolo postraffreddamento [s]	60	60	60	10	10
(7) Arresto graduale [s]	60	60	60	60	60
Tempo totale dal carico nominale al tempo di esaurimento [s]	280	280	280	220	180
(8A) Controllo tenuta gas [s]	<100	<100	<100	<100	<100
(8B) Tempo di lavaggio impianto di scarico dopo l'arresto [s]***)				100	100
(8C) Tempo di flussaggio del tratto di scarico dopo l'arresto con SD e WT [s]***)				180	300
(8D) Tempo di lavaggio del tratto di scarico dopo l'arresto con SD, WT, SCR e serra [s]***)				225	400
(8E) Tempo di blocco per il riavvio [s]	30	30	30	30	30

***) I tempi di spurgo dei gas di scarico si applicano quando è installata la ventola di spurgo dei gas di scarico

Nella tabella è riportato il tempo di attesa tra l'arresto e la riaccensione del motore, effettuando in parallelo il controllo tenuta gas (8A), l'evacuazione gas di scarico (8B-D) e il tempo di blocco (8E). I tempi di lavaggio possono essere prolungati in base al progetto in base al sistema di scarico. Si ricorda inoltre che lo spurgo dei gas di scarico deve essere effettuato dopo ogni tentativo di avviamento non andato a buon fine una volta aperta la valvola del gas. (SD = silenziatore, WT = scambiatore di calore)

0.30 Informazioni generali per la connessione alla rete pubblica

Questa istruzione tecnica IT1530-0188 descrive le funzioni e i parametri possibili opzionali da impostare per rispettare le condizioni limite definite nel "Grid Code" dello specifico paese.

I requisiti dipendenti dall'operatore di rete devono sempre essere coordinati con JENBACHER.

0.30.10 Campo di funzionamento del generatore nel funzionamento in parallelo

Frequenza:

Funzionamento normale $f_n \pm 2\%$ - senza riduzione di potenza

Funzionamento esteso: $f_n \pm 4/-6\%$ - con riduzione/riduzione di potenza 2 - 10%/Hz

Risoluzione della misura di frequenza: $\leq 10 \text{ mHz}$ (risoluzione)

Generatore - Campo di tensione: $\pm 10\%$ della tensione nominale (U_n) del generatore

Fattore di potenza del generatore $\cos \phi$ ai morsetti del generatore: come specificato in "0.03 Dati tecnici del generatore".

FRT (Fault ride through) – Capacità: al punto di collegamento alla rete

Profilo 1: 150ms/30% U_n (si applica al gas naturale e al biogas)

Profilo 2 (150ms/5% U_n) e Profilo 3 (250ms/5% U_n) su richiesta.

Presupposto:

- Potenza di cortocircuito di rete min 5 x S_{rE} o 50 MVA
- Capacità FRT delle unità ausiliarie lato cantiere

Requisiti di progetto estesi e design specifici del Paese sono opzionalmente possibili dopo la consultazione e l'approvazione con JENBACHER.

0.30.20 Possibili requisiti dell'operatore di rete

Per proteggere l'unità di generazione nel funzionamento in parallelo, sono necessarie adeguate funzioni di monitoraggio della protezione di rete per disconnettere il generatore dalla rete in caso di guasto alla rete.

Le specifiche dipendenti dall'operatore di rete, come ad es: la gamma di tensione e frequenza, la limitazione della potenza attiva, le rampe di carico, la limitazione e il controllo della potenza reattiva, il concetto di protezione, le certificazioni o dichiarazioni necessarie, i dati di processo e le interfacce devono essere specificati nelle richieste di progetto e devono essere concordati con JENBACHER prima della stipula del contratto.

- Valutazione della selettività, test di protezione e test ricorrenti: in cantiere da parte dell'operatore dell'impianto
- Controllo della fornitura di energia tramite l'operatore del pool: su richiesta, ad es. primario, secondario, terziario
- Capacità di avviamento nero e intercettazione in uso proprio: su richiesta
- Controller EZA o controllo centrale: in cantiere o possibile su richiesta
- Portata dei dati di processo/controllo remoto:
 - I dati del sistema devono essere forniti dall'utente per l'operatore di rete.
 - Interfaccia di controllo remoto per l'operatore di rete: lato cantiere
 - Specifica delle interfacce!

Misure di fatturazione - installazione, funzionamento, manutenzione e trasmissione dati a distanza: in cantiere

Modelli di gruppo elettrogeno e generatore: modelli semplificati eseguiti come modelli di valore effettivo per il funzionamento in parallelo, disponibili opzionalmente.

Formati modello: Powerfactory, e/o PSS/E (da PP23)

Modelli di gruppi elettrogeni convalidati in Powerfactory secondo FGW TR3, TR4 e TR8 da un ente accreditato per questo scopo secondo DIN EN ISO/IEC 17065

Gamma funzionale dei modelli in funzionamento in parallelo:

- Mantenimento tensione statica
- supporto dinamico della griglia
- Alimentazione reattiva

- Comportamento con la specifica del setpoint di potenza attiva
- Regolazione della potenza attiva per sovra e sottofrequenza (LFSM-O, LFSM-U)
- Dispositivi di protezione e impostazioni

0.30.20.01 Regolazione della potenza attiva per sovra e sottofrequenza

Sono disponibili le seguenti funzioni:

- LFSM-U: limitazione della potenza attiva per transitori di sotto-frequenza
- LFSM-O: limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza
- FSM

Riduzione della potenza in caso di sovralfrequenza: (funzione LFSM-O)

La soglia di frequenza è liberamente regolabile da $f_n + (200 - 500 \text{ mHz})$ e la statica dal 2 % al 12 %.

A meno che l'operatore di rete pertinente non specifichi diversamente per la modalità LFSM-O, viene impostata una soglia di $f_n + 200 \text{ mHz}$ e una statica del 5%.

Aumento di potenza in caso di sottofrequenza (funzione LFSM-U) – (OPZIONALE a partire da XT4.5)

Può essere attivato secondo le specifiche dell'operatore di rete

L'immissione di potenza attiva in funzione della frequenza ha l'effetto che l'impianto di produzione si muove

costantemente verso l'alto e verso il basso sulla curva caratteristica della frequenza ("movimento sulla curva caratteristica") nella gamma di frequenza tra $f_n - 200\text{mHz}$ (se non diversamente specificato dal gestore della rete) e $f_n - 2,5\text{Hz}$ rispetto alla sua massima immissione di potenza attiva possibile.

Il prerequisito per questo è una corrispondente fornitura di servizi.

Riduzione della potenza con sottofrequenza:

sotto il 98% di f_n , riduzione standard del 10% della capacità massima per Hz. riduzione fino al massimo $f_n - 6\%$.

Rampe di riduzione inferiori del 2 - 10%/Hz su richiesta

La funzione FSM è disponibile come opzione

Il sistema di generazione di energia è in grado di continuare a funzionare a questa potenza minima quando viene raggiunta la potenza minima per il funzionamento controllabile.