



Comune di CARPI
Provincia di MODENA
Regione EMILIA ROMAGNA

IMPIANTO DI SELEZIONE E COMPOSTAGGIO
RIFIUTI SOLIDI URBANI E SPECIALI NON PERICOLOSI
via Valle n° 21 Fossoli di Carpi (MO)

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI DIGESTIONE
ANAEROBICA DEL RIFIUTO ORGANICO
DA RACCOLTA DIFFERENZIATA FINALIZZATO
ALLA PRODUZIONE DI BIOMETANO

COMMITTENTE:



AIMAG

Via Maestri del Lavoro n. 38 - 41037 - Mirandola (MO)
web: www.aimag.it - e-mail: info@aimag.it

Il Responsabile
Area Impianti Ambiente

(ing. Paolo Monoscalco)

TITOLARE INCARICO:



e3 Studio associato di consulenza

via G. Rossetti, 40 25128 - Brescia - email: info@ecubo.it

Il Progettista

(ing. Rizzinelli Davide)

Studio d'Impatto Ambientale - S.I.A.-

Prima emissione
Giugno 2021

Scala

Disegnatore:

STUDIO BILANCIO EMISSIONI
CO₂, NOX E PM₁₀

REVISIONE

DATA

1

Dicembre 2021

2

Gennaio 2022

00

Emissione

Cartigli relazioni.dwg

TAVOLA **SIA_010**



Oggetto: Studio sul bilancio delle emissioni di GHG del ciclo di vita e sulle emissioni dirette di CO₂, NO_x e PM₁₀ del progetto di produzione di biometano da FORSU presso il sito di Fossoli di Carpi.

1) Premessa ed aspetti metodologici

Il presente report costituisce la sintesi delle analisi effettuate nell'ambito della consulenza richiesta da AIMAG per l'iter di autorizzazione (Conferenza di Servizi) dell'impianto di produzione di biometano da FORSU (modifica ed ampliamento sito esistente ed autorizzato) di Fossoli di Carpi.

Nello specifico lo studio è relativo a due ambiti:

- il bilancio delle emissioni gas serra (GHG *green house gases* espressi come CO₂eq) generate dal processo di produzione del biometano con approccio del ciclo di vita;
- il calcolo delle emissioni dirette di CO₂, NO_x e PM₁₀ derivante dalle attività di cantiere per la realizzazione del sito, dai trasporti indotti dal progetto (intesi come valori incrementali rispetto a quanto già autorizzato) e dall'autoproduzione di energia in cogenerazione (mediante un motore endotermico a gas naturale).

Per far fronte ai due ambiti oggetto di studio si sono adottati approcci differenziati, di seguito descritti e contestualizzati.

In sintesi la differenza sostanziale è legata al fatto che l'approccio locale non considera:

- le emissioni indirette legate al ciclo di vita (estrazione, produzione, trasporto, trasformazione etc) dei combustibili, energia e materie prime ed ausiliarie consumate per il processo di produzione di biometano;
- il contributo degli altri gas serra diversi dalla CO₂ ma con rilevante contributo ai cambiamenti climatici (in particolare CH₄ e N₂O);
- le emissioni evitate al di fuori dei confini del sito per effetto dell'immissione al consumo di un biocarburante (biometano) in sostituzione a prodotti energetici di origine fossile (la CO₂ liquefatta refrigerata è stata considerata in quanto azione di mitigazione prescrittiva).

L'obiettivo del presente studio è pertanto quello di evidenziare i diversi risultati in termini di impatti ambientali derivanti dai due approcci di valutazione e di contestualizzare le strategie di mitigazione e riduzione degli impatti potenzialmente percorribili.



2) Bilancio delle emissioni GHG con approccio del ciclo di vita

La metodologia adottata è mutuata dalla disciplina Europea in materia di biocarburanti che fa riferimento alle seguenti direttive europee ad agli schemi di certificazione della sostenibilità e tracciabilità collegati:

- Direttiva (UE) 2018/2001 del 11/12/19 (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione ed abrogazione della direttiva 2009/28/CE cd RED);
- Direttiva (UE) 2009/28 del 23/04/2009 (RED I) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Il tool di calcolo di riferimento è costituito da *Biograce - Harmonized Calculation of GreenHouse Gases Emissions in Europe*. (<https://www.biograce.net/home>).

I requisiti di sostenibilità e tracciabilità e le relative metodologie di verifica e calcolo costituiscono un prerequisito mandatorio per l'incentivazione delle bioenergie ed il conteggio ai fini degli obiettivi strategici Europei e Nazionali.

2.1 Metodologia di calcolo

Confini del sistema

I confini del sistema oggetto di studio comprendono:

- Upstream: logistica in ingresso della FORSU e del verde
- Core: processi di:
 - o Pretrattamento;
 - o Digestione anaerobica per produzione di biogas;
 - o Upgrading del biogas in biometano;
 - o Liquefazione della CO₂;
- Downstream: logistica in uscita di compost e sovalli e CO₂ liquefatta, trasporto in rete del biometano (compressione).

I prodotti principali del processo considerati sono:

- Biometano compresso;
- Anidride Carbonica liquefatta refrigerata.

Il digestato separato solido è stato considerato come un sottoprodotto destinato al processo di compostaggio; il compost in uscita a fronte del suo basso valore commerciale non è stato considerato come prodotto evitato nel bilancio globale.

Criterio di cut-off

E' stato utilizzato un cut-off su base massa pari al 5%, secondo il quale i flussi di materiali che nell'insieme rappresentano meno del 5% del flusso di materia o energia complessivo in ingresso, possono essere trascurati.

Sono stati inseriti in cut off:

- mobilità dei dipendenti
- consumi di materie prima ausiliarie per manutenzioni e pulizie impianto;
- imballaggi e trasporti associati ai consumi di materie prime ed ausiliari (polielettrolita e carboni attivi).

Fattori di caratterizzazione

Lo studio è stato limitato all'analisi della categoria di impatto Climate Change, utilizzando il metodo di valutazione "IPCC 2013 GWP 100 anni" proposto da Biograce e modificato ed integrato per adattarlo alla esigenze specifiche del processo oggetto di analisi.

I fattori di caratterizzazione per i principali gas serra sono i seguenti: i gas serra considerati per il calcolo della CO₂ eq sono: CO₂, CH₄ e N₂O con i rispettivi fattori di *global warming potential* (GWP pari a 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O).



I risultati ottenuti dallo studio sono espressi in kg CO₂equivalente.

Metodologia utilizzata

Il calcolo delle emissioni è stato effettuato utilizzando un foglio di calcolo excell moltiplicando i dati attività (es: consumi di materiali, consumi di energia, etc) per il relativo fattore di emissione:

$$\text{Emissioni di gas serra [kgCO}_2\text{e]} = \text{Dati sulle attività [massa/volume/kWh/km]} \times \text{Fattore di emissione [kgCO}_2\text{e/(massa/volume/kWh/km)]}$$

I fattori di emissione comprendono gli impatti espressi in termini di CO₂e di tutto il ciclo di vita di produzione della voce considerata (compresi pertanto gli impatti indiretti delle fasi di estrazione, produzione, trasporto, trasformazione etc).

I fattori di emissione utilizzati sono riportati nella tabella seguente; in parte sono derivati da Biograce standard values e additional standard values ed in parte da database Ecoinvent validati e riconosciuti.

Prodotto	Valore	UM	Fonte
Truck for dry product (Diesel)	82,15	gCO ₂ /ton km trasportata	Biograce SV
Truck for liquids (Diesel)	88,46	gCO ₂ /ton km trasportata	Biograce SV
CO ₂ liquida refrigerata	0,76	Kg CO ₂ /Kg CO ₂ liq	Ecoinvent: Carbon dioxide liquid (RER) production - cut off U
Energia elettrica MT ITA mix	138,00	g CO ₂ /MJ ee	Biograce add. st. values
Energia elettrica CHP	105,28	g CO ₂ /MJ ee	Energy mix
Energia elettrica mix reale	124,91	g CO ₂ /MJ ee	calcolo
Natural gas (4000 km, EU Mix quality)	67,98	g CO ₂ /MJ NG	Biograce SV
Energia termica CHP	3,36	g CO ₂ /MJ	Energy mix
Biogas combusto in torcia	16,78	g CO ₂ /MJ	calcolo
Carbone attivo	8,04	g CO ₂ /Kg carbone	Ecoinvent: 1 kg Activated carbon, granular {RER} activated carbon production, granular from hard coal Cut-off, S (of project Ecoinvent 3 - allocation, cut-off by classification +
Polielettrolita	2,79	g CO ₂ /Kg poly	Ecoinvent: 1 kg Polyacrylamide {GLO} production Cut-off, S (of project Ecoinvent 3 - allocation, cut-off by classification - system)
Depurazione separato liquido	1,02	gCO ₂ /m ³	Ecoinvent: 1 m ³ Wastewater from potato starch production {RoW} treatment of, capacity 1.1E10l/year Cut-off, S (of project Ecoinvent 3 - allocation, cut-off by classification - system)
Fuel Fossil Comparator	94	gCO ₂ /MJ	Direttiva 2018/2001/UE (RED 2)

Per le fasi sopra descritte si sono considerati i consumi di energia elettrica e termica, di materie ausiliarie (le principali: carboni attivi e polielettrolita), di combustibili per il trasporto (diesel), le emissioni di CH₄ biogenico nel flusso di off-gas da Upgrading (perdite di metano), la combustione del biogas in torcia, le emissioni derivanti dalla depurazione del separato liquido.



Altri dati utili al calcolo sono stati reperiti nella documentazione di progetto dell'impianto, in particolare:

- % CH₄ nel biogas prodotto da FORSU pari al 58% - PCI biogas pari a 21,42 MJ/Nm³;
- %CH₄ nel biometano prodotto pari al 99% - PCI biometano pari a 34,65 MJ/Nm³;
- Densità della CO₂ liquefatta pari a 1,05 Kg/litro;
- Fuel mix energetico (60% ee da rete nazionale in MT, 40% ee autoprodotta con motore endotermico cogenerativo di potenza 530 kWe, contributo impianto Fotovoltaico trascurabile).

Periodo di riferimento

I dati sono riferiti alla situazione di progetto presentata in fase di autorizzazione in particolare riferendosi al Bilancio di Massa e di Energia su base annuale fornito dal committente.

Limitazioni dello studio

- Lo studio si riferisce alla sola categoria di impatto Global Warming (effetto serra) e non valuta altri impatti ambientali, sociali o economici derivanti dal processo.
- E' esclusa dallo studio la fase di costruzione, realizzazione e di decommissioning dell'impianto per la quale gli impatti sul ciclo di vita di 20 anni sono ritenuti trascurabili rispetto a quelli calcolati.
- Nel presente studio è stato ritenuto non applicabile il land use change (LUC emissioni di gas ad effetto serra conseguenti alla conversione di un terreno da una categoria d'uso ad un'altra), essendo le matrici utilizzate per la produzione di biometano dei rifiuti.
- Nel bilancio globale non si è considerato in via cautelativa il compost in uscita come prodotto evitato (fertilizzante equivalente) a fronte del basso valore economico residuo dello stesso.

2.2. Ipotesi di calcolo

Di seguito si riportano le principali assunzioni di calcolo che hanno rilevanza ed influenza sui risultati finali.

- Bilancio di massa.

Si è assunto come riferimento per tutti i calcoli il bilancio di massa di progetto fornito dal Committente i cui principali valori di riferimento sono di seguito enumerati:

- Matrici in ingresso: 66.000 ton/a (forsu in ingresso al nuovo digestore anaerobico per la produzione di biometano)
- Matrici ingestate: 76.400 ton/a (forsu+separato liquido)
- Biogas prodotto: 9.504.000 Nm³ al 60% di CH₄ (resa di digestione pari a 160 Nm³/ton)
- Biometano prodotto: 5.533.151 Nm³ al 98% di CH₄ (resa di upgrading 0,58 Nm³/Nm³ biogas)
- Anidride carbonica liquida refrigerata: 3.688.767 m³ pari a 3.873 ton/a
- Digestato: separato solido al compostaggio 15.861 ton/a – separato liquido a depurazione 46.445 ton/a (il resto riciccoli)
- I consumi di chemicals (carboni attivi, polielettrolita) e il biogas combuto in torcia sono stati stimati con dati conservativi desunti da altri impianti simili già in esercizio.

- Energy fuel mix.

Si sono assunti i dati del bilancio energetico di progetto.

- Energia elettrica: 60% prelevata da rete Nazionale e 40% autoprodotta con cogeneratore a gas naturale da 530 kWe
- Energia termica: 100% autoprodotta con cogeneratore a gas naturale da 530 kWe – 648 kWt;
- Rendimenti motore cogenerativo: 38% elettrico e 42% termico (valori attesi);
- Energia termica motore dissipata pari al 30% della prodotta (ipotesi conservativa ma ragionevole).



Il fattore di emissione dell'energia elettrica e termica cogenerativa è stato calcolato secondo i criteri di allocazione europei COM(2020)11 del 25/02/2010

(<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0011:FIN:EN:PDF>).

- Efficienza processo di digestione ed upgrading.
Si è assunto un processo di purificazione a membrane a tre stadi con perdite di metano pari a 1%. Per i consumi specifici di energia elettrica si è fatto riferimento a valori conservativi desunti da altri impianti simili già in esercizio e validati con il bilancio energetico di progetto. Per i consumi specifici di energia termica si è fatto riferimento a prestazioni di digestori con tecnologia standard ad umido.
- Digestato chiuso.
Si è assunto che il digestato separato solido venga avviato in tempi rapidi (max 1-2 giorni) a trattamento aerobico di compostaggio senza trovarsi in condizioni anossiche e sviluppare metano una volta in uscita dalle centrifughe. Si sono trascurate le emissioni di N₂O dalla gestione del digestato in compostaggio in assenza di validi studi di letteratura in materia.
- Torcia
Si è ipotizzato un funzionamento della torcia di emergenza (presidio ambientale in caso di anomalie o malfunzionamenti/fermi all'impianto di upgrading anche per attività manutentive) assumendo i dati del bilancio di massa di progetto ovvero la combustione di 282.082 mc/anno di biogas. Il fattore di emissione del biogas assunto, pari a 16,78 gCO₂ eq/MJ biogas, è quello calcolato considerando le fasi a monte del processo di upgrading.

2.3 Risultati

Nella seguente tabella sono riportati i valori annui di emissioni di CO₂ eq calcolati dal modello.

Emerge che la prima voce che contribuisce agli impatti è il consumo di energia elettrica (68%), seguita dalle emissioni indotte dai trasporti in ingresso ed uscita (17%) e dalle perdite di metano del processo (14%). Le restanti voci pesano per meno dell'1% sul totale annuo di emissioni che è pari a 7.200 ton/a di CO₂ eq.

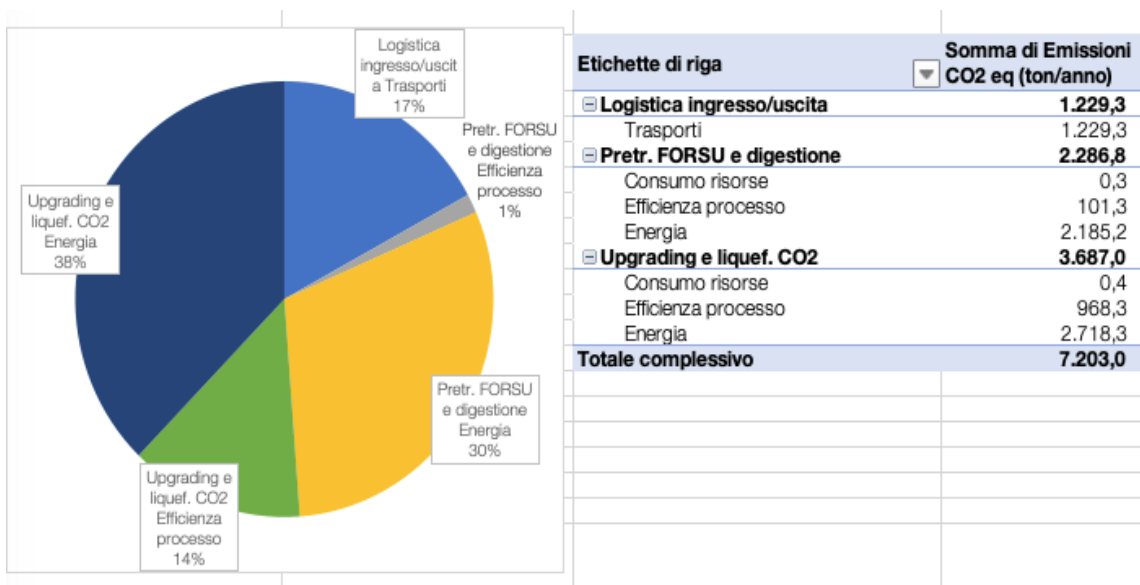
Per quanto riguarda i prodotti (fossil-based) evitati conseguenti dall'immissione al consumo dei prodotti del processo (bio-based), si è considerato:

- biometano: utilizzato nel settore dei trasporti - il fattore di emissione medio del fuel mix europeo assunto come *fuel fossil comparator* nell'ambito della Direttiva RED 2 è pari a 94 gCO₂ eq/MJ;
- anidride carbonica liquida refrigerata: utilizzata in ambito industriale/alimentare – il fattore di emissione assunto è quello per processi tradizionali di produzione e pari a 0,76 KgCO₂eq/Kg CO₂ liquida.



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

Fase	Tipologia	Descrizione	Emissioni CO2 eq (ton/anno)
Logistica ingresso/uscita	Trasporti	Emissioni totali trasporti indotti	1.229,27
Pretr. FORSU e digestione	Energia	Emissioni consumi energia elettrica	2.136,92
Pretr. FORSU e digestione	Energia	Emissioni consumi energia termica	48,25
Pretr. FORSU e digestione	Consumo risorse	Emissioni consumi polielettrolita	0,21
Pretr. FORSU e digestione	Consumo risorse	Emissioni depurazione separato liquido	0,05
Pretr. FORSU e digestione	Efficienza processo	Emissioni biogas combusto in torcia	101,35
Upgrading e liquef. CO2	Energia	Emissioni consumo energia elettrica	2.718,28
Upgrading e liquef. CO2	Consumo risorse	Emissioni carboni attivi	0,38
Upgrading e liquef. CO2	Efficienza processo	Emissioni da perdite di metano processo	968,30
Upgrading e liquef. CO2	Efficienza processo	Emissioni da digestato	-
			7.203,01
		Emissioni evitate biometano	- 17.841,81
		Emissioni evitate CO2	- 2.955,26
			20.797,06
		Bilancio netto GHG	- 13.594,05





3) Calcolo delle emissioni dirette di CO₂, NO_x e PM₁₀

Le fasi considerate per la stima delle emissioni dirette sono le seguenti.

- a) Cantiere di realizzazione dell'impianto:
 - a.1) Emissioni (polveri PM₁₀, NO_x e CO₂) da consumo di combustibile macchine operatrici e mezzi di cantiere;
 - a.2) Emissioni (polveri PM₁₀) da scarico e carico materiali e terre e rocce da scavo;
 - a.3) Emissioni (polveri PM₁₀) da risollevarimento per transito mezzi;
- b) Emissioni (polveri PM₁₀, NO_x e CO₂) da logistica in ingresso ed uscita (traffico indotto incrementale);
- c) Autoproduzione di energia elettrica e termica mediante cogeneratore a gas naturale (emissioni di polveri PM₁₀, NO_x e CO₂).

Le fonti di dati utilizzate per i calcoli sono le seguenti:

- o Valutazione acustica di cantiere ai sensi del D.G.R. 1197/2020 per integrazione impiantistica relativa alla realizzazione di impianto di digestione anaerobica del rifiuto organico da raccolta differenziata, finalizzato alla produzione di biometano – PGM giugno 2021
- o GEO_002 - Piano di gestione delle terre e rocce da scavo – GEO group giugno 2020 Rif. 716bis/18
- o SIA_006A - Studio modellistico delle emissioni in atmosfera allegato allo Studio di Impatto Ambientale

Le emissioni imputabili al cantiere sono per NO_x e CO₂ prevalentemente associate al consumo di gasolio da parte dei mezzi d'opera e per le polveri associate alle emissioni di polveri da movimentazione terre e rocce e risollevarimento transito mezzi. Tali emissioni sono a carattere puntuale e relative all'anno zero di costruzione dell'impianto.

Le emissioni associate alla logistica e all'inserimento del cogeneratore a gas naturale sono invece emissioni annue che si ripetono per tutto la vita utile dell'impianto.

Ai fini della valutazione delle riduzioni/mitigazioni sia le emissioni di cantiere (puntuali all'anno zero) che quelle di logistica/cogeneratore (annue) sono state conteggiate mediante analisi cumulata, si rimanda al paragrafo 5.

3.1 Cantiere – a.1) consumo di combustibile macchine operatrici e mezzi di cantiere

Le ipotesi assunte per il calcolo dei consumi di gasolio dall'attività di cantiere sono di seguito riepilogate.

Durata cantiere	53	settimane
Ore di esercizio effettive mezzi d'opera	6h5d	30 h/settimana
Ore totali di occupazione mezzi d'opera	1590	h/cantiere
n. di mezzi d'opera operanti in contemporanea in cantiere	3	Ipotesi conservativa
Consumi specifici	15	litri gasolio/h
Consumi di gasolio totali mezzi d'opera	71.550	litri
Potere calorifico del gasolio	36	MJ/litro

Fattori di emissione: Ecoivent - *Process name: diesel, burned in building machine GLO (1 MJ fuel)*

PM ₁₀ - Particulates, > 10 µm	6,28	mg/MJ
NO _x - Nitrogen oxides	1,03	g/MJ
CO ₂ - Carbon dioxide, fossil	73	g/MJ

Emissioni dirette a.1)		
NO _x	2.686	kg NO _x



PM 2.5-10	257	kg PM10
CO2	190.360	kg CO2

3.2 Cantiere – a.2) da scarico e carico materiali e terre e rocce da scavo

La quantità di polveri emesse a causa delle operazioni di carico e scarico degli inerti viene calcolata utilizzando la metodologia AP42 della US-EPA (*AP-42 Fifth Edition, Volume I, Chapter 13, 13.2.4 Aggregate Handling and storage Piles*). Il fattore di emissione F espresso in kg di polveri per t di inerti movimentati è il seguente:

$$F = 0.0016 k \frac{\left(\frac{U}{2.2}\right)^{1.3}}{\left(\frac{M}{2}\right)^{1.4}}$$

Dove:

- k è un parametro adimensionale il cui valore dipende dalla granulometria delle polveri in esame:

Granulometria	K (lb/miglio)
PM30	0.74
PM15	0.48
PM10	0.35

- U la velocità del vento (m/s);
- M l'umidità del materiale movimentato (%).

La formula è applicabile per velocità U comprese nell'intervallo 0,6 – 6.7 m/s e per umidità, M comprese tra 0.25% e 4.80%. Essa è inoltre valida per *silt content* (cioè il contenuto di particelle di diametro non superiore a 75 micron) compreso tra 0.44% e 19%, che è caratteristico di molte aree di lavoro.

La quantità di movimentazione di terra è definita nel piano di gestione delle terre e rocce da scavo. Utilizzando una densità di 1600 kg/m³, un valore di velocità del vento di 2 m/s (conservativo) e un valore di umidità pari a 1.5% (coerente con le strategie di gestione del cantiere mediante irrigazione dei cumuli e delle strade) si ottengono i seguenti risultati.

Volumi di terre e rocce da scavo movimentate	18.630	mc
Volumi di terre e rocce da scavo riutilizzate in sito	3.000	mc
k (PM10)	0,35	lb/mil
densità	1600	kg/m ³
umidità M	1,50%	
velocità vento U	2	m/s
fattore di emissione F	0,046	kg PM10/ton inerti mov

Emissioni dirette a.2)

NOx	-	kg NOx
PM 2.5-10	1.379	kg PM10
CO2	-	kg CO2



3.3 Cantiere – a.3) risolleamento polveri per transito mezzi

Per determinare le emissioni per risolleamento e risospensione causate dai veicoli di cantiere e per il trasporto di materiali è stata adottata la metodologia AP42 della US-EPA (capitolo "Unpaved roads"). L'equazione utilizzata per la stima delle emissioni da risolleamento è la seguente:

$$E = k \left(\frac{s}{12} \right)^a \left(\frac{W}{3} \right)^b$$

Dove:

- E indica le emissioni in termini di lb/miglio;
- s il già definito silt content (contenuto di fini);
- W il peso del veicolo (t).

I coefficienti k, a e b dipendono dalla granulometria dell'aerosol come indicato in Tabella seguente.

Granulometria	K (lb/miglio)	a	b
PM2.5	0.15	0.9	0.45
PM10	1.5	0.9	0.45
PM30	4.9	0.7	0.45

In via cautelativa i calcoli sono stati effettuati ipotizzando strade non asfaltate e assumendo un silt content pari a 8.3%, come suggerito dalla metodologia AP-42 per siti di costruzione. La distanza media percorsa all'interno del cantiere è stata ipotizzata pari a circa 3 km giorno per mezzo e la taglia del mezzo pari a 40 ton. Si tratta di ipotesi conservative che portano a sovrastimare le emissioni.

silt content s	8,30%
distanza media percorsa nel cantiere L	3 km/gg/mezzo
peso mezzo transito W	40 ton
emissioni E	0,055 lb/miglio
emissioni E	0,039 kg/Km

Le emissioni di polveri per risolleamento stimate, sono le seguenti.

Emissioni dirette a.3)		
NOx	-	kg NOx
PM 2.5-10	94	kg PM10
CO2	-	kg CO2

Si sottolinea, al fine di ridurre la movimentazione di polveri, durante la realizzazione delle attività di costruzione è prevista la bagnatura sistematica delle strade che verranno percorse dai mezzi di cantiere.



3.4 Logistica ingresso ed uscita (traffico indotto incrementale)

Per il calcolo delle emissioni dirette associate al traffico indotto dal progetto si sono considerate le seguenti quantità movimentate incrementalmente rispetto allo stato autorizzato attuale e con le relative distanze di percorrenza.

Prodotto	(ton/anno)	distanze (km/v)
Forsu in ingresso	21.550 t/anno	250
Verde in ingresso	3.450 t/anno	50
Compost in uscita	9.776 t/anno	100
Sovalli in uscita	-795 t/anno	20
CO2 liquida in uscita	3.873 t/anno	150

Alle percorrenze assunte si è successivamente applicata la “franchigia” prevista per impianto “in osmosi con il territorio”; a fronte della presenza entro una distanza inferiore ai 30 Km di un altro impianto di produzione di biogas alimentato a biomasse la franchigia applicata è pari a 40 Km in luogo dei 60 Km.

Per tutte le percorrenze si è ipotizzato il ritorno a vuoto del mezzo alla destinazione di origine (ipotesi molto conservativa). Le capienze dei mezzi sono state mantenute pari a quelle assunte nella Relazione SIA_006A - Studio modellistico delle emissioni in atmosfera allegato allo Studio di Impatto Ambientale.

Di seguito i fattori di emissione desunti da INEMAR ARPA LOMBARDIA (Fattori di emissione medi da traffico per settore, combustibile e tipo legislativo in Lombardia nel 2017).

Tipo C - Veicoli pesanti > 3.5 t e autobus – diesel - Euro V - COM(1998) 776

fe CO2	665,88	g/Km
fe NOx	4,78	g/Km
fe PM10	0,16	g/Km

Nella pagina seguente sono riportate le tabelle coi calcoli dei Km di traffico indotto che sono pari a circa 964.000 Km/anno considerando i ritorni a vuoto dei mezzi.

Le emissioni dirette associate alla logistica in ingresso ed uscita sono pertanto le seguenti.

Emissioni dirette b)		
NOx	1.935	kg NOx/anno
PM10	64	kg PM10/anno
CO2	270.225	kg CO2/anno



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

b) LOGISTICA IN INGRESSO/USCITA (TRAFFICO INDOTTO)

Valori incrementali rispetto AIA autorizzata

Prodotto	(ton/anno)		distanze (km/v)	capienza mezzo (ton/v)	viaggi/anno	Km/anno	Km/anno (con ritorno a vuoto)
Forsu in ingresso	21.550	t/anno	250	28	770	192.411	384.821
Verde in ingresso	3.450	t/anno	50	15	230	11.500	23.000
Compost in uscita	9.776	t/anno	100	26	376	37.600	75.200
Sovvalli in uscita	-795	t/anno	20	27	29	589	1.178
Totale flussi di massa solidi	33.981	t/anno			1.346	240.922	481.844
CO2 liquida in uscita	3.688.767	mc/anno					
CO2 liquida in uscita	3.873	t/anno	150	26	149	22.345	44.691
Totali					1.495	263.267	526.534

Traffico indotto incrementale rispetto al riferimento (extra "franchigia" per impianto in osmosi con il territorio)

Prodotto	(ton/anno)		distanze (km/v)	capienza mezzo (ton/v)	viaggi/anno	Km/anno	Km/anno (con ritorno a vuoto)
Forsu in ingresso	21.550	t/anno	210	28	770	161.625	323.250
Verde in ingresso	3.450	t/anno	10	15	230	2.300	4.600
Compost in uscita	9.776	t/anno	60	26	376	22.560	45.120
Sovvalli in uscita	-795	t/anno		27	29	-	-
Totale flussi di massa solidi	33.981	t/anno			1.346	186.485	372.970
CO2 liquida in uscita	3.688.767	mc/anno					
CO2 liquida in uscita	3.873	t/anno	110	26	149	16.387	32.773
Totali					1.495	202.872	405.743



3.5 Autoproduzione di energia elettrica e termica mediante cogeneratore a gas naturale

Si è modellizzato l'inserimento del cogeneratore motore endotermico a gas naturale di potenza 530 kWe come da bilancio energetico di progetto, ipotizzando 8.500 h/anno di disponibilità.

Le emissioni sono state calcolate adottando i fattori emissione desunti da Ecoinvent - Processo: *1 MJ Electricity, high voltage {RoW}| heat and power co-generation, natural gas, 500kW electrical, lean burn | Cut-off, S* di seguito riportati.

PM10 - Particulates, > 10 um	6,5	mg/MJ	2,02	mg/Nm3
NOx - Nitrogen oxides	0,204	g/MJ	312,93	mg/Nm3
CO2 - Carbon dioxide, fossil	140	g/MJ	-	mg/Nm3

Il calcolo delle concentrazioni a camino è stato effettuato partendo dai valori di inventario e considerando 8.500 h/anno di disponibilità impianto e dati tecnici da data sheet impianto 500 kW: portata massica secca a camino 2.775 Kg/h, densità fumi secchi a 450 °C pari a 0,45 Kg/Nmc, portata volumetrica a 5%O2 pari a 6.166 Nm3/h.

Il calcolo restituisce i seguenti valori.

Emissioni dirette c)			
NOx	3.322		kg NOx/anno
PM10	106		kg PM10/anno
CO2	2.279.446		kg CO2/anno



4) Riduzione e mitigazione emissioni dirette

La somma delle emissioni dirette calcolate al paragrafo precedente costituisce il caso base rispetto al quale sono stati analizzate le seguenti azioni di riduzione e mitigazione degli impatti:

- 0 - RIDUZIONE - Recupero mediante liquefazione della CO₂ del flusso di off-gas di Upgrading;
- 1 - RIDUZIONE - Organizzativo/gestionale: impiego di mezzi EURO 6 diesel
- 2 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: efficienza energetica e recuperi termici di processo, downsizing del cogeneratore (500--> 400 kW);
- 3 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NO_x nuovo cogeneratore a gas naturale (400 kW);
- 4 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NO_x cogeneratore esistente a biogas (600 kW);
- 5 - MITIGAZIONE - Conversione parziale del parco mezzi AIMAG con modelli Euro 6 diesel.
- 6 - MITIGAZIONE - Efficientamento macchine operatrici trattamento rifiuti AIMAG
- 7 - Impianto FV 200 kWp autoconsumo
- 8 - MITIGAZIONE - Piantumazione compensativa.

Di seguito si riporta una sintesi delle azioni analizzate e delle assunzioni e ipotesi adottate per il calcolo delle riduzioni.

4.1 Azione (0) - RIDUZIONE - Recupero mediante liquefazione della CO₂ del flusso di off-gas di Upgrading

La sezione di upgrading prevede la purificazione del biogas per separare il biometano dai cosiddetti off-gas costituiti al 99% da CO₂ che in condizioni normali vengono sfatati in atmosfera.

In conformità alla Delibera Regionale 2347:2019 è previsto il recupero della CO₂ biogenica di tale flusso mediante una sezione di liquefazione per compressione.

Pertanto tale azione evita l'immissione in atmosfera di 3.873 ton/anno di CO₂ come da bilancio di massa di progetto.

Emissioni evitate – azione 0		
NO _x		kg NO _x /anno
PM ₁₀		kg PM ₁₀ /anno
CO ₂	- 3.873.000	kg CO ₂ /anno

L'obiettivo è misurabile attraverso il bilancio di massa dei flussi in uscita.

4.2 Azione (1) - RIDUZIONE - Organizzativo/gestionale: impiego di mezzi EURO 6 diesel

Nel calcolo delle emissioni dirette generate dai trasporti indotti si è conservativamente applicata una classe di efficienza del parco mezzi coinvolti ragionevolmente rappresentativa dell'attuale parco mezzi circolante (Euro 5).

Adottando adeguate policy di selezione dei fornitori in fase di gara è possibile migliorare il parco automezzi interessato dalle attività di conferimento e ritiro attraverso l'impiego di automezzi di classe Euro 6 con fattori di emissione specifici migliori per NO_x e PM₁₀.

Di seguito i fattori di emissione desunti da INEMAR ARPA LOMBARDIA (Fattori di emissione medi da traffico per settore, combustibile e tipo legislativo in Lombardia nel 2017 – Veicoli pesanti >3,5 ton).



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

Veicoli pesanti > 3.5 t e autobus – diesel - Euro VI - Reg EC 595/2009

fe CO2	679,48	g/Km
fe NOx	0,50	g/Km
fe PM10	0,12	g/Km

Ipotizzano una percentuale pari al 10% dei movimenti effettuati con mezzi Euro 6 di seguito si calcolano le emissioni evitate.

Prodotto	(ton/anno)		distanze (km/v)	capienza mezzo (ton/v)	viaggi/anno	Km/anno	Km/anno (con ritorno a vuoto)
Forsu in ingresso	21.550	t/anno	210	28	770	161.625	323.250
Verde in ingresso	3.450	t/anno	10	15	230	2.300	4.600
Compost in uscita	9.776	t/anno	60	26	376	22.560	45.120
Sovvalli in uscita	-795	t/anno	0	27	-29	-	-
Totale flussi di massa solidi	33.981	t/anno			1.346	186.485	372.970
CO2 liquida in uscita	3.688.767	mc/anno					
CO2 liquida in uscita	3.873	t/anno	110	26	149	16.387	32.773
Totale					1.495	202.872	405.743

(*) percorrenze riferite al caso base decurtata la "franchigia" di 40 Km per impianto in osmosi con il territorio

Emissioni dirette	Caso base	Euro 6	Totale	
NOx	1.742	20	1.762	Kg Nox/anno
PM10	58	5	63	Kg PM10/anno
CO2	243.203	27.569	270.772	Kg CO2/anno

Emissioni evitate – azione 2			
NOx	-	173	kg NOx/anno
PM10	-	2	kg PM10/anno
CO2		547	kg CO2/anno

L'obiettivo è misurabile mediante il monitoraggio delle statistiche dei conferimenti e ritiri.

4.3 Azione (2) - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: efficienza energetica e recuperi termici di processo, downsizing del cogeneratore (500--> 400 kW)

Nel calcolo delle emissioni dirette generate si è considerata l'introduzione del motore endotermico a gas naturale per la cogenerazione di energia elettrica e termica ipotizzando il dimensionamento di progetto (potenza elettrica 500 kWe).

Attraverso l'adozione in fase progettuale di soluzioni di efficienza energetica (quali per esempio il recupero di cascami termici) è possibile ridurre il fabbisogno energetico del processo di upgrading e contestualmente rimodulare la taglia del motore cogenerativo con conseguente riduzione delle emissioni dirette in atmosfera dei prodotti della combustione del gas naturale.

Sulla base di valutazioni preliminari, che saranno oggetto del bilancio energetico in fase di progettazione esecutiva, è ragionevole ipotizzare una riduzione di taglia del motore di almeno 100 kWe scendendo a 400 kWe installati. Sulla base di tale ipotesi, adottando i medesimi fattori di emissione assunti (riferiti ad Ecoinvent - Processo: *1 MJ Electricity, high voltage {RoW}| heat and power co-generation, natural gas, 500kW electrical, lean burn | Cut-off, S*) e le stesse ore di disponibilità dell'impianto (8.500 h/anno) le emissioni evitate sono le seguenti.

**Emissioni evitate – azione 3**

NOx	-	815	kg NOx/anno
PM10	-	26	kg PM10/anno
CO2	-	559.109	kg CO2/anno

L'obiettivo è misurabile mediante il monitoraggio indiretto delle h di funzionamento o dei kWh elettrici prodotti.

4.4 Azione (3) - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NOx nuovo cogeneratore a gas naturale (400 kW)

Nel calcolo delle emissioni dirette generate si è considerata l'introduzione del motore endotermico a gas naturale per la cogenerazione di energia elettrica e termica ipotizzando il dimensionamento di progetto (potenza elettrica 500 kW_e) e l'assenza di sistemi di abbattimento spinto degli NOx.

Nell'ipotesi di dotare il cogeneratore di taglia ridotta da 400 kW (azione n.3) di un sistema di abbattimento degli NOx mediante DENOx-SCR o simili è possibile ridurre le concentrazioni di NOx emesse in atmosfera al di sotto dei 100 mg/Nm³.

Di seguito il calcolo delle emissioni evitate.

h esercizio annue CHP	8500	h/anno
conc Nox ante	350,0	mg / Nm ³
conc Nox post	100,0	mg / Nm ³
Portata emissione fumi secchi al 5% di O ₂	1450,0	Nm ³ /h
Potenza CHP post modifica	400	kW _e

Emissioni evitate – azione 4

NOx	-	3.081	kg NOx/anno
PM10			kg PM10/anno
CO2			kg CO2/anno

L'obiettivo è misurabile mediante il monitoraggio periodico (analitico) delle emissioni in atmosfera e dello stato di funzionamento del sistema di abbattimento.

4.5 Azione (4) - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NOx cogeneratore esistente a biogas (600 kW)

Tale scenario è riferito all'applicazione di un sistema di abbattimento degli NOx mediante DENOx-SCR o simili al cogeneratore a biogas esistente di taglia pari a 600 kW. In analogia all'azione n.4 è possibile assumere una riduzione delle concentrazioni di NOx emesse in atmosfera al di sotto dei 100 mg/Nm³ rispetto ai valori attuali.

Di seguito il calcolo delle emissioni evitate.

h esercizio annue CHP	8500	h/anno
conc Nox ante	350,0	mg / Nm ³
conc Nox post	100,0	mg / Nm ³
Portata emissione fumi secchi al 5% di O ₂	1620,0	Nm ³ /h



(*) dati desunti da analisi rapporto di prova EVPROJECT-20-007933

Emissioni evitate – azione 4			
NOx	-	3.443	kg NOx/anno
PM10			kg PM10/anno
CO2			kg CO2/anno

L'obiettivo è misurabile mediante il monitoraggio periodico (analitico) delle emissioni in atmosfera e dello stato di funzionamento del sistema di abbattimento.

4.6 Azione (5) - MITIGAZIONE - Efficientamento ambientale del parco automezzi AIMAG

Il parco automezzi che AIMAG utilizza per le sue attività di raccolta e trasporto rifiuti è composto in parte anche da automezzi alimentati a gasolio. Non si tratta dei mezzi che conferiscono FORSU all'impianto oggetto di studio ma bensì di automezzi utilizzati nell'ambito delle attività aziendali svolte da AIMAG.

Nell'ambito di un processo di riconversione ed efficientamento della flotta aziendale è possibile valutare le emissioni di NOx e PM10 evitate dalla conversione dei mezzi diesel obsoleti a mezzi alimentati a diesel con classe Euro 6 dotati di opportuni sistemi di trattamento del particolato e degli NOx.

Per calcolare le emissioni evitate da tale scenario si è effettuata un'analisi delle percorrenze relative all'anno 2020 per l'intero parco automezzi AIMAG. Selezionando i mezzi interessati dalla riconversione (combustibile: gasolio, classi EURO 3-4-5) a partire dall'anno 2022 fino al 2026 emerge quanto riportato nella tabella a pagina seguente.

Il totale dei Km annui interessati dalla riconversione è pari a 708.425 con il seguente dettaglio per classe Euro e per tipologia di mezzo.

MEZZO DA SOTITUIRE	X
COMBUSTIBILE	gasolio
ANNO DI RINNOVO - RECOVERY	2022-2026
CARBURANTE NUOVO MEZZO	Gasolio EURO 6

Classe Euro	Tipo (FE)	Somma di KM PERCORSI
3		22.475
GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	B	22.475
5		210.975
GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. < 35 Q.LI	A	67.438
GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	C	143.538
5B		474.975
GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	C	434.838
GESTIONE PORTER/APECAR	A	40.138
Totale complessivo		708.425

Di seguito i fattori di emissione desunti da INEMAR ARPA LOMBARDIA (Fattori di emissione medi da traffico per settore, combustibile e tipo legislativo in Lombardia nel 2017) per tipologia di mezzo considerato.

Tipo A - Veicoli leggeri < 3.5 t – diesel - Euro 5 - EC 715/2007



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

fe CO2	230,92	g/Km
fe NOx	1,30	g/Km
fe PM10	0,04	g/Km

Tipo B- Veicoli pesanti > 3.5 t e autobus – diesel - Euro III - 1999/96/EC

fe CO2	669,13	g/Km
fe NOx	6,36	g/Km
fe PM10	0,26	g/Km

Tipo C - Veicoli pesanti > 3.5 t e autobus – diesel - Euro V - COM(1998) 776

fe CO2	665,88	g/Km
fe NOx	4,78	g/Km
fe PM10	0,16	g/Km

Tipo D - Veicoli pesanti > 3.5 t e autobus – diesel - Euro VI - Reg EC 595/2009

fe CO2	679,48	g/Km
fe NOx	0,50	g/Km
fe PM10	0,12	g/Km

Si segnala che le emissioni di CO2 specifiche per Km dei mezzi Euro 6 sono di poco (2%) superiori rispetto a quelle dei mezzi di classe di efficienza precedente mentre il miglioramento sul fronte di NOx e PM10 è decisamente apprezzabile.

Nella tabella seguente è sintetizzato il calcolo delle emissioni annue evitate una volta completata la riconversione a mezzi Euro 6 diesel della flotta (2026).

Inquinante	Ante (2020)	Post (2026)	Delta	
CO2	425.009	433.107	8.098	Kg/anno
NOx	3.046	415	- 2.631	Kg/anno
PM10	101	76	- 25	Kg/anno



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

TARGA	TIPO MEZZO	EURO	DATA IMMATRICOLAZIONE	ANNO	MODELLO	ORE 2020	KM PERCORSI 2020	ANNO DI RINNOVO - RECOVERY	CARBURANTE NUOVO MEZZO
DF727JC	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	3	07/03/2007	2007	IVECO 100 CON GRU AMCO	224	11200	2022	Diesel – euro 6
DA238CD	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	3	11/01/2006	2006	Iveco ML 75 E 17 Amco-Veba	225,5	11275	2023	Diesel – euro 6
ES957AK	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5	15/10/13	2013	ISUZU N2RME 75D Costip. Lat. Dx	769,5	38475	2023	Diesel – euro 6
EV425EW	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5			mitsubishi FUSO FE4P10-02	839,25	41962,5	2023	Diesel – euro 6
EV928EW	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5	02/09/14	2014	mitsubishi FUSO FE4P10-02	887,5	44375	2023	Diesel – euro 6
EN748WD	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5	14/03/13	2013	ISUZU N2R 75D con cassone ribaltabile posteriore	374,5	18725	2024	Diesel – euro 6
EX124JG	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B	16/10/14	2014	IVECO	1101,25	55062,5	2024	Diesel – euro 6
FC852BR	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. < 35 Q.LI	5	29/06/16	2016	ISUZU 35 PIANALE CON PEDANA CARICATRICE	1348,75	67437,5	2025	Diesel – euro 6
EX130JG	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B	16/10/14	2014	IVECO	909	45450	2025	Diesel – euro 6
ZA223XE	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B	23/10/14	2014	IVECO	785	39250	2025	Diesel – euro 6
FA968XY	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B			ISUZU	942,25	47112,5	2025	Diesel – euro 6
FC111BR	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B			IVECO	442,5	22125	2026	Diesel – euro 6
FC114BR	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B	05/01/16	2016	IVECO	1158,5	57925	2026	Diesel – euro 6
ER797EJ	GESTIONE PORTER/APECAR	5B	26/06/13	2013	FIAT DUCATO	802,75	40137,5	2026	Diesel – euro 6
FE559SK	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B	05/08/16	2016	IVECO	1060,25	53012,5	2026	Diesel – euro 6
ZA810TA	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B			Iveco Daily 65C17 Tecno	1104	55200	2026	Diesel – euro 6
ZA811TA	GESTIONE AUTOCARRO P.T.T. > 35 Q.LI	5B			Iveco Daily 65C17 Tecno	1194	59700	2026	Diesel – euro 6
							708.425		



4.7 Azione (6) - MITIGAZIONE – Sostituzione pale meccaniche gommate con modelli più efficienti

Presso il sito di Carpi vengono al momento utilizzate due pale meccaniche gommate alimentate a gasolio per la movimentazione dei rifiuti. Ne è prevista la sostituzione entro il 2024 con modelli più efficienti sia dal punto di viste energetico che ambientale.

I modelli esistenti sono precedenti al 2016 e classificati Tier 4b mentre i modelli nuovi dovranno rispondere alla nuova normativa in materia di macchine mobili non stradali: *REGOLAMENTO (UE) 2016/1628 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 14 settembre 2016 relativo alle prescrizioni in materia di limiti di emissione di inquinanti gassosi e particolato inquinante e di omologazione per i motori a combustione interna destinati alle macchine mobili non stradali, e che modifica i regolamenti (UE) n. 1024/2012 e (UE) n. 167/2013 e modifica e abroga la direttiva 97/68/CE*, che prevede dei requisiti di prestazione minima delle emissioni dirette per l'omologazione dei motori.

Nella calcolo delle riduzioni sotto riportato si sono assunte le seguenti ipotesi:

- 1.400 h/anno di esercizio (dato da consuntivo 2020);
- PCI del gasolio pari a 36 MJ/litro
- Consumo specifici di gasolio pale attuali: 14 litri/h (da da contabilità 2020)
- Consumo specifico di gasolio nuove pale: 12 litri/h
- Fattori di emissione vecchie pale: *Ecoivent - Process name: diesel, burned in building machine GLO (1 MJ fuel)* già utilizzato per la stima delle emissioni dirette da cantiere par. 3.1 pari a 0,105 g PM/MJ fuel (equivalente a 0,029 g PM/kWh)
- Classificazione nuove pale Reg. 2016/1628: NRE-v6
- Fattori di emissione nuove pale: limite Reg. 2016/1628 pari a 0,015 gPM/kWh fuel ridotto del 10%

Riduzione Emissioni dirette	Ante	Post		
PM10	11,5	4,59	6,96	kg PM10/anno

4.7 Azione (7) - MITIGAZIONE – Realizzazione di impianto fotovoltaico in autoconsumo da 200 kWp

Presso il sito è prevista l'installazione, sulle coperture dei nuovi capannoni, di un impianto fotovoltaico di potenza 200 kWp per la produzione di energia elettrica finalizzata all'autoconsumo. Tale iniziativa consente di ridurre l'impatto dell'energia elettrica autoprodotta da cogenerazione a gas e prelevata da rete nazionale. La producibilità attesa è di 1.200 kWh/kWp all'anno per un totale di 240 MWh totalmente autoconsumati.

Per la stima delle emissioni di polveri evitate si è considerato il fattore di emissione riferito al mix italiano di generazione (Ecoivent Process: Electricity Low Voltage (IT) Market for | Cut-off – U) pari a 0,021 gPM 2.5-10 per ogni kWh.

Emissioni evitate – azione 6			
PM 2.5-10	-	4,97	kg PM/anno

4.8 Azione (8) - MITIGAZIONE – Piantumazione compensativa

Il progetto di realizzazione dell'impianto prevede l'espianto di una zona verde boschiva (alberi ed arbusti).



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

Il calcolo delle emissioni associate alla perdita di capacità di accumulo della CO₂ di tale area verde è stato effettuato da un tecnico competente Dott. Agr. Giovanni Mondani, considerando anche il contributo positivo delle piantumazioni e siepi perimetrali già in progetto.

Si è valutato pertanto un intervento di piantumazione compensativa realizzabile in due soluzioni (ipotesi 1 siepe singola, ipotesi 2 area boscata latifoglie autoctone) e descritto in dettaglio nella Relazione Tecnica specialistica allegata allo SIA.

Il valore di riduzione dell'iniziativa ipotesi 2 (orizzonte temporale 30 anni) attualizzato su base media annuale è pari a 16,68 KgPM/anno.



5) Sintesi dei risultati ed analisi dei risultati

Il bilancio dei gas serra GHG condotto secondo l'approccio LCA evidenzia che le emissioni di CO₂ eq generate sono in gran lunga compensate e superate dalle emissioni evitate dall'immissione al consumo di Biometano e CO₂ liquida refrigerata.

Il bilancio netto vede un risparmio annuo di CO₂ eq pari a circa 13.500 ton.

Il ghg saving del biometano rispetto all'equivalente fossile, un prerequisito previsto dalla disciplina Europea in materia di bioenergie, è di seguito calcolato. Ipotesi di calcolo:

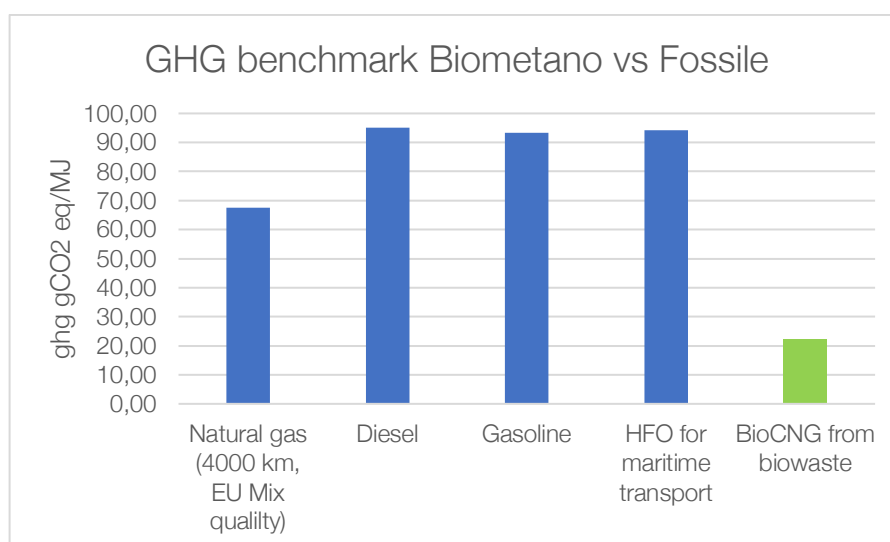
- emissioni ghg biometano pari a 22,16 gCO₂/MJ calcolate considerando i contributi del processo di produzione del biometano (37,57 gCO₂/MJ) e delle emissioni evitate dal recupero della CO₂ liquida refrigerata (-15,41 gCO₂/MJ);
- fuel fossil comparator pari a 94 gCO₂/MJ (direttiva RED2);
- GHG saving $(22,16 - 94)/(94)$ è pari al 76% ampiamente superiore al valore minimo richiesto pari al 65% per impianti in esercizio dal gennaio 2021.

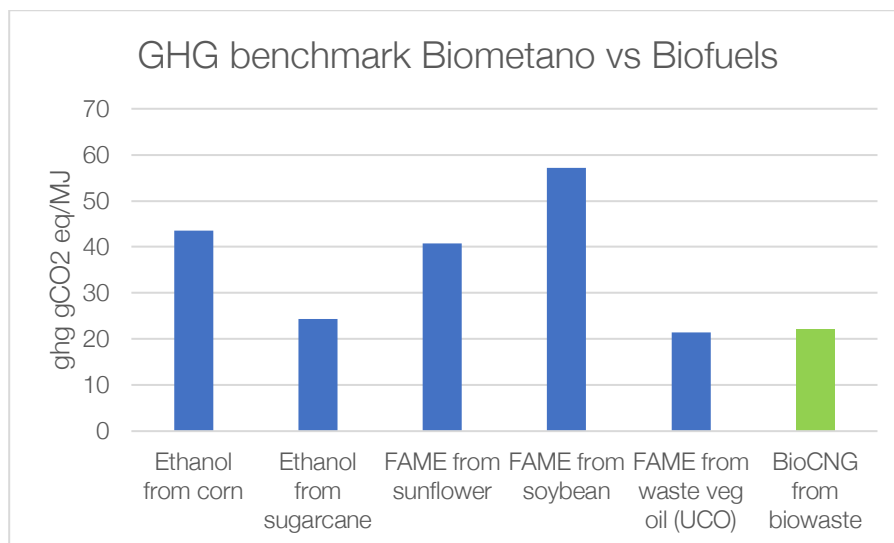
Di seguito si riporta un benchmark delle emissioni ghg del ciclo di vita del biometano rispetto a biocarburanti fossili e altri biofuels.

Benchmark Biometano (fonti Biograce)		gCO ₂ eq/MJ
Fossil Fuels	Natural gas (4000 km, EU Mix quality)	67,59
	Diesel	95,10
	Gasoline	93,30
	HFO for maritime transport	94,2
Biofuels	Ethanol from corn	43,6
	Ethanol from sugarcane	24,3
	FAME from sunflower	40,8
	FAME from soybean	57,2
	FAME from waste veg oil (UCO)	21,4

Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation: Version 1c - July 2017

Attenzione: questi valori non comprendono l'ILUC





A fronte dei dati sopra riportati emerge che:

- il biometano è sostenibile secondo i requisiti della Direttiva RED2 e la disciplina prevista dallo Schema Nazionale di Certificazione della tracciabilità e sostenibilità dei biocarburanti (DM 14/11/2019) con ghg saving del 76%;
- le emissioni di ghg del biometano sono inferiori alle filiere di produzione di biofuels da materie prime organiche sostenibili (coltivate su terreni che non hanno generato Land Use Change e modifiche alla biodiversità secondo i principi della Direttiva RED2) in linea con il biodiesel prodotto da oli di cucina usati (rifiuti).

Il bilancio delle emissioni dirette generate da:

- la fase di realizzazione dell'impianto (una tantum durante le 53 settimane di cantiere);
- dal processo (emissioni annue per effetto di traffico indotto e utilizzo del cogeneratore);

evidenzia quanto segue in termini di valori assoluti:

EMISSIONI	NOx Kg/anno	PM10 Kg/anno	CO2 Kg/anno
a) Cantiere di realizzazione dell'impianto (puntuali anno zero)	2.686	1.730	190.360
a.1) Emissioni da consumo di combustibile macchine operatrici e mezzi di cantiere;	2.686	257	190.360
a.2) Emissioni da scarico e carico materiali e terre e rocce da scavo;	-	1.379	-
a.3) Emissioni da risollevarmento per transito mezzi;	-	94	-
b) Emissioni da logistica in ingresso ed uscita (traffico indotto incrementale);	1.935	64	270.225
c) Autoproduzione di energia elettrica e termica mediante cogeneratore a gas naturale.	3.322	106	2.279.446

Come condiviso con gli Enti in sede di conferenze di servizi le emissioni dirette oggetto di compensazione e mitigazione da parte di AIMAG saranno esclusivamente le b) associate al traffico indotto dal progetto e non saranno considerate le emissioni a) e c).

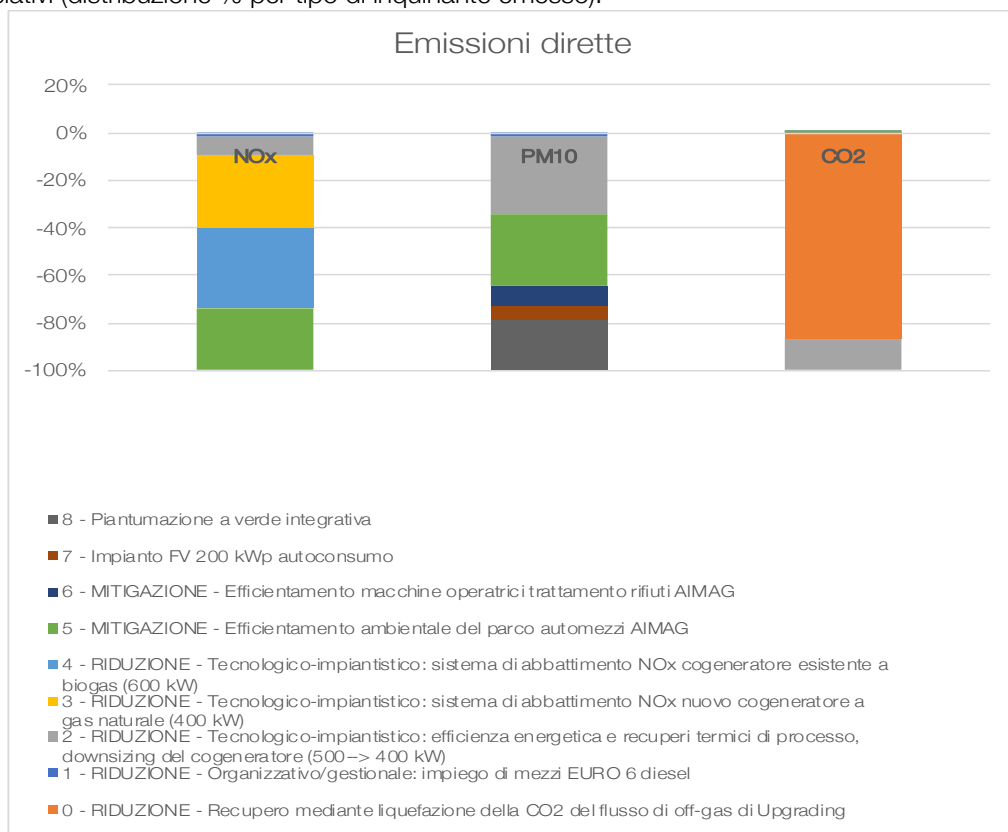


In merito alle strategie di riduzione e mitigazione delle emissioni dirette descritte al Paragrafo 3 si evidenzia quanto segue.

In termini di valori assoluti:

RIDUZIONI E MITIGAZIONI	NOx	PM10	CO2
	Kg/anno	Kg/anno	Kg/anno
0 - RIDUZIONE - Recupero mediante liquefazione della CO2 del flusso di off-gas di Upgrading			- 3.873.000
1 - RIDUZIONE - Organizzativo/gestionale: impiego di mezzi EURO 6 diesel	- 173	- 1,5	547
2 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: efficienza energetica e recuperi termici di processo, downsizing del cogeneratore (500--> 400 kW)	- 815	- 26,0	- 559.109
3 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NOx nuovo cogeneratore a gas naturale (400 kW)	- 3.081		
4 - RIDUZIONE - Tecnologico-impiantistico: sistema di abbattimento NOx cogeneratore esistente a biogas (600 kW)	- 3.443		
5 - MITIGAZIONE - Efficientamento ambientale del parco automezzi AIMAG	- 2.631	- 25,0	8.098
6 - MITIGAZIONE - Efficientamento macchine operatrici trattamento rifiuti AIMAG		- 7,0	
7 - Impianto FV 200 kWp autoconsumo		- 5,0	
8 - Piantumazione a verde integrativa		- 16,7	
	- 10.143	- 81	- 4.423.464

In termini relativi (distribuzione % per tipo di inquinante emesso):





1. Il recupero della CO₂ biogenica del flusso di off-gas di upgrading (0) costituisce da solo un intervento di compensazione delle emissioni totali generate. Si apprezza pertanto la virtuosità delle prescrizioni Regionali (Delibera 2347) in materia di autorizzazione di impianti di produzione di biometano.
2. Le azioni di riduzione di carattere gestionale/organizzativo e tecnologico (1-7) generano dei benefici potenziali apprezzabili in particolare sul fronte degli NO_x e della CO₂.
3. Le azioni di mitigazione di carattere ambientale sulle emissioni dei cogeneratori (3 e 4) consentono da sole di mitigare più del 50% delle emissioni di NO_x ma non generano risultati apprezzabili sul fronte delle polveri e della CO₂ che anzi peggiorerebbe per le emissioni indirette associate alla produzione e consumo di urea (processo tradizionale ammoniacale da reforming di gas naturale) utilizzata per il DeNO_x SCR.
4. Tutte le azioni individuate hanno la caratteristica di essere misurabili mediante opportuni indicatori o metodologie di analisi dirette/indirette e pertanto si prestano ad una rendicontazione nel tempo delle emissioni evitate.
5. Per quanto riguarda l'azione n.5 si segnala che le emissioni di CO₂/Km dei mezzi Euro 6 a diesel sono di poco (2%) superiori rispetto a quelle dei mezzi di classe di efficienza precedente mentre il miglioramento sul fronte di NO_x e PM₁₀ è decisamente apprezzabile; ne deriva un incremento di circa 8 ton/anno di CO₂ che però risulta ampiamente compensato dalle restanti iniziative valutate.

Lo scenario in termini di emissioni generate ed evitate su un orizzonte temporale di 20 anni considerando le diverse date di attuazione ed entrata a regime delle azioni di riduzione e mitigazione proposte è rappresentato nella tabella alla pagina seguente.

Si è ipotizzata la realizzazione dell'impianto nell'anno 2023, la sua messa in esercizio a regime con le azioni di mitigazione nel corso del 2024.

Relativamente all'azione n.5 di conversione del parco automezzi AIMAG, essendo la medesima pianificata per esigenze di budget su un orizzonte temporale più lungo (2022-2026), l'effetto di mitigazione totale è stato suddiviso imputandone parte al 2024 e parte all'anno 2026 in proporzione ai Km percorsi dai diversi automezzi (il 32% dei Km è riferito al periodo 2023-24 mentre il 68% al periodo 2024-26). Dal 2027 in avanti il beneficio dell'azione n.5 è stato imputato a regime.

Tutte le emissioni dirette (PM₁₀, NO_x e CO₂) risultano compensate attraverso azioni di riduzione o mitigazione a partire dall'anno 2024 (conclusione del primo anno di esercizio dell'impianto di produzione del biometano).



soluzioni per la sostenibilità e l'energia

Analisi cumulata		Emissioni dirette			Compensazioni/Mitigazioni		
		NOx	PM10	CO2	NOx	PM10	CO2
ANNO	Descrizione (attività ed azioni riduzione/mitigazione)	Kg/anno	Kg/anno	Kg/anno	Kg/anno	Kg/anno	Kg/anno
2023	Costruzione impianto	-	-	-	-	-	-
2024	Messa in esercizio + conclusione azioni n. 0, 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8 e parziale 5	1.935	64	270.225	- 8.354	- 64	- 4.428.971
2025		3.871	128	540.450	- 16.707	- 128	- 8.857.942
2026	conclusione azione 5 riconversione parco automezzi	5.806	192	810.675	- 25.061	- 209	-13.286.913
2027		7.742	256	1.080.900	- 35.203	- 290	-17.710.377
2028		9.677	321	1.351.125	- 45.346	- 372	-22.133.842
2029		11.612	385	1.621.350	- 55.488	- 453	-26.557.306
2030		13.548	449	1.891.575	- 65.631	- 534	-30.980.770
2031		15.483	513	2.161.800	- 75.774	- 615	-35.404.235
2032		17.419	577	2.432.025	- 85.916	- 696	-39.827.699
2033		19.354	641	2.702.250	- 96.059	- 777	-44.251.163
2034		21.289	705	2.972.475	- 106.201	- 858	-48.674.628
2035		23.225	769	3.242.700	- 116.344	- 939	-53.098.092
2036		25.160	833	3.512.925	- 126.487	- 1.020	-57.521.556
2037		27.096	898	3.783.150	- 136.629	- 1.101	-61.945.021
2038		29.031	962	4.053.375	- 146.772	- 1.183	-66.368.485
2039		30.966	1.026	4.323.600	- 156.914	- 1.264	-70.791.949
2040		32.902	1.090	4.593.825	- 167.057	- 1.345	-75.215.414
2041		34.837	1.154	4.864.050	- 177.200	- 1.426	-79.638.878
2042		36.773	1.218	5.134.275	- 187.342	- 1.507	-84.062.342
2043		38.708	1.282	5.404.500	- 197.485	- 1.588	-88.485.807
					-510%	-124%	-1637%



6) Commenti finali

Le analisi effettuate nell'ambito del presente studio hanno consentito di mettere in evidenza le risultanze in termini di impatti ambientali generati dall'iniziativa in oggetto sia da un punto di vista del "ciclo di vita" (approccio globale) considerando le emissioni indirette che squisitamente dal punto di vista delle emissioni dirette (approccio locale).

In termini di emissioni globali (dirette+indirette) è emerso che in termini di ciclo di vita la produzione di biometano da forsu risulta ampiamente a credito di emissioni di CO₂eq e risulta classificabile come sostenibile secondo la *vision UE* ed i requisiti di incentivazione Nazionali (ovvero genera un ghg saving >65%).

Per quanto riguarda le emissioni dirette, il calcolo ha evidenziato gli impatti principali e consentito di individuare delle azioni di riduzione e mitigazione mirate, credibili e misurabili che consentiranno di neutralizzare gli impatti legati alle emissioni di CO₂ e NO_x a partire dal secondo anno di esercizio continuativo dell'impianto di produzione di biometano (2024).

Infine si evidenzia che in entrambi gli scenari (emissioni globali/dirette) il contributo della fase di recupero della CO₂ del flusso di off-gas da upgrading del biogas costituisce un intervento significativo di mitigazione.

7) Firma e validità dello studio

Lo studio commissionato da AIMAG, il cui presente documento costituisce report di sintesi, è stato svolto secondo i principi metodologici caratteristici della modellazione LCA in particolare:

- ✓ Cautela: le ipotesi assunte per il calcolo e la stima delle emissioni ghg sia con approccio del ciclo di vita che per le sole emissioni dirette sono conservative ovvero tendono a sovrastimare gli impatti e sottostimare i benefici associati alle azioni di riduzione e mitigazione.
- ✓ Trasparenza: tutti i calcoli sono ripercorribili, verificabili ed i fattori di emissione assunti riferibili a inventari o database riconosciuti ed utilizzati.
In particolare i file di riferimento contenenti i calcoli sono allegati al presente documento:
 - AIMAG_Carpi_bilancio ghg_210618_Rev.0
 - AIMAG_Carpi_analisi emissioni dirette_211217 Rev_07
- ✓ Rappresentatività e coerenza: ove possibile per le ipotesi di calcolo assunte si è effettuato un controllo di coerenza mediante benchmark con valori di riferimento con dati di letteratura o altri impianti già in esercizio anche sulla base dell'esperienza acquisita.

Brescia, il 13/01/2022 (data rev. 2)

In fede

Ing. Rizzinelli Davide

Esperto in Gestione dell'Energia UNI-CEI 11339:2009
Lead Auditor ISO 50001:2011 UNI CEI 11352:2014
CMVP - Certified Measurement & Verification Professional