



STUDIO

**DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA
E DI BISSIDO DI AZOTO IN ATMOSFERA
DAL COMPARTO DEI TRASPORTI
CON ALIMENTAZIONE
A GASOLIO, A METANO
E A BIOMETANO LIQUEFATTO**



IVECO

Il tuo partner per un trasporto sostenibile

AUTORI
Patrizio Tratzi
Marco Torre
Valerio Paolini
Francesco Petracchini

INDICE

1. RIEPILOGO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE	3
2. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A GASOLIO B7	5
2.1. Analisi WTT	5
2.1.1. Estrazione	5
2.1.2. Trasporto	6
2.1.3. Raffinazione gasolio	6
2.1.4. Distribuzione del gasolio	8
2.1.5. Componente biodiesel	8
2.2. Analisi TTW	9
3. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A GAS NATURALE LIQUEFATTO	9
3.1. Analisi WTT	9
3.1.1. Estrazione del gas naturale	9
3.1.2. Liquefazione del gas naturale	10
3.1.3. Trasporto del GNL	10
3.1.4. Distribuzione del GNL	10
3.2. Analisi TTW	10
4. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A BIOMETANO LIQUEFATTO	10
4.1. Analisi WTT	11
4.1.1. Produzione biomassa	12
4.1.2. Digestione anaerobica	13
4.1.3. Upgrading	15
4.1.4. Recupero CO ₂ per uso alimentare	15
4.1.5. Liquefazione	15
4.1.6. Distribuzione	16
4.2. Analisi TTW	16
5. COMPARAZIONE DEGLI SCENARI	17
Bibliografia	23

1. RIEPILOGO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE

La consulenza in oggetto è stata incentrata sulla comparazione degli impatti ambientali di diversi scenari legati all'alimentazione di automezzi per il trasporto pesante. In particolare, sono stati presi in considerazione due scenari base (carburante diesel e gas naturale liquefatto) e nove scenari per il biometano liquefatto, differenziati per feedstock per la produzione di biogas e per la presenza o meno di cattura della CO₂ durante il processo di upgrading. Gli undici scenari totali sono i seguenti:

1. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 40% colture secondo raccolto e 20% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare
2. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 40% colture secondo raccolto e 20% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare
3. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 20% colture secondo raccolto e 40% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare
4. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 20% colture secondo raccolto e 40% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare
5. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 30% colture secondo raccolto e 10% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare
6. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 30% colture secondo raccolto e 10% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare
7. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 10% colture secondo raccolto e 30% sottoprodotti agricoli senza recupero della

CO₂ ad uso alimentare

8. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 10% colture secondo raccolto e 30% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare

9. Camion alimentati a metano liquefatto di origine fossile

10. Camion alimentati a gasolio

11. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 100% sottoprodotti con recupero della CO₂ ad uso alimentare

Il presente studio è basato su un'analisi Well-to-Wheel (WTW). Le analisi, di tipo Well-to-Wheel a differenza di analisi LCA non prendono in considerazione la fabbricazione e lo smaltimento dei veicoli o degli impianti impiegati nella produzione dei carburanti, ma solo gli impatti legati alla produzione dei carburanti stessi. Per la scelta delle metodiche dell'analisi stessa sono state prese in considerazione diverse pubblicazioni scientifiche su riviste peer-reviewed e report tecnici incentrati su problemi analoghi, quali la comparazione di carburanti fossili e biocarburanti impiegati in mezzi pesanti [1-7].

Per lo svolgimento delle analisi è stato impiegato il software OpenLCA integrato con il database ecoinvent 3.7.1, mentre la valutazione degli impatti è stata eseguita secondo standard IPCC. In alcuni casi non previsti dal database indicato, specificati nelle rispettive sezioni, sono state utilizzate fonti bibliografiche riportate in coda a questa relazione. In tutti i casi, per le conversioni tra unità energetica e di massa o di volume è stato utilizzato il potere calorifico inferiore (lower heating value). Per ogni scenario sono riportati i risultati per l'analisi Well-to-Tank (WTT) e Tank-to-Wheel (TTW), oltre al risultato sintetico per l'intera analisi WTW. Un capitolo è dedicato alla comparazione dei risultati di tutti gli scenari.

2. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A GASOLIO B7

In questo caso, l'analisi è incentrata su veicoli alimentati a carburante diesel B7, ovvero contenente il 7% di biodiesel, comunemente reperibile nelle stazioni di rifornimento. Per lo svolgimento dell'analisi sono state modellate le emissioni per la produzione di gasolio fossile, a cui è stata combinata una frazione, pari al 7%, di biodiesel. Per questa percentuale le emissioni di gas climalteranti nella porzione TTW sono da considerarsi pari a 0 perché biogeniche, mentre per la porzione WTT si è utilizzato un valore medio emissivo risultante dalla Diretiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, calcolato sulle varie colture impiegate per la produzione di biodiesel. Il valore è pari a 26.38 gCO₂eq/MJ.

2.1 ANALISI WTT

Si riportano in Tabella 1 le emissioni per ogni passaggio del processo dal pozzo al serbatoio per 1 MJ di gasolio a basso contenuto di zolfo.

PROCESSO	CO ₂ eq cumulativa per 1 MJ di gasolio [g]	NO _x cumulativo per 1 MJ di gasolio [g]
Estrazione	7.04	0.0034
Trasporto	7.17	0.0034
Raffinazione	21.73	0.0048
Distribuzione	23.5	0.0289

Tabella 1: Risultati dell'analisi WTT relativi al gasolio

2.1.1 ESTRAZIONE

Si riferisce alla produzione di petrolio greggio in Libia e Algeria, comunque affine alla produzione in altre parti del mondo, comprensivo dell'uso di energia e delle emissioni: tali emissioni corrispondono a 7.04 g di anidride carbonica equivalente 3,4 mg di ossidi di azoto per unità di MJ di gasolio prodotto [8].

2.1.2 TRASPORTO

Per valutare l'impatto del trasporto, ci si è basati su dati del 2019 relativi alle forniture di petrolio per l'Italia, ossia con provenienza da Africa e Medio Oriente per il 72,4%, dai paesi europei non UE (principalmente Russia) con il 16,0% e dall'Asia centro-occidentale con il 7,8%. È stata quindi calcolata una media pesata delle distanze da queste fonti all'Italia (porto di Augusta), pari a 2073 km.

Il set di dati rappresenta il trasporto di merci liquide da una nave cisterna per petrolio. Il DWT (capacità di

carico) della nave cisterna per il petrolio è di 36.000 tonnellate e si stima che trasporti una media di 4.100 milioni di tonnellate/km all'anno per 25 anni. Lo scopo di questo set di dati è valutare l'impatto del funzionamento della nave cisterna per il petrolio, che ha come input il consumo di carburante; le emissioni principali (CO₂, NO_x, SO_x, PM, NMVOC, CO, CH₄, N₂O) sono calcolate come medie ponderate rispetto alla classe di dimensione della petroliera e, insieme al consumo di carburante, si riferiscono alla tecnologia corrente e tengono in considerazione l'età media della flotta. Sono considerate le emissioni in mare, le emissioni in aree controllate (ECA) e le emissioni nei porti del motore principale, del motore ausiliario e della caldaia. Vengono applicate le medie ponderate della riduzione della velocità (23%) e dei fattori di utilizzo della capacità (48%) (i fattori di utilizzo della capacità tengono conto sia del fattore di carico del carico che di un fattore di viaggio a vuoto). La quota della durata del viaggio e del tempo di approdo all'interno delle aree controllate dalle emissioni (ECA) (dove viene utilizzata altra qualità di carburante) è stimata rispettivamente al 5% e al 50%. Le emissioni diverse da quelle sopra elencate sono calcolate sulla base dei fattori di emissione per kg di carburante consumato [8].

2.1.3 RAFFINAZIONE GASOLIO

Questo set di dati descrive il funzionamento di una raffineria di petrolio rappresentativa media situata in Europa. Poiché le raffinerie di petrolio sono molto complesse, la modellazione del processo unitario effettivo viene eseguita in uno strumento di raffineria separato, sviluppato da ifeu (Institute for Energy and Environmental Research, Heidelberg, Germany). Il dataset si basa sugli output di un modello di raffineria che riproduce la complessità degli impianti reali in cui la combinazione e la sequenza dei processi sono solitamente molto specifiche per le caratteristiche delle materie prime (ovvero la stretta relazione tra la composizione del petrolio greggio e dei prodotti da produrre). Le raffinerie differiscono non solo per le loro configurazioni, integrazione dei processi, materie prime, miscele di prodotti, dimensioni delle unità, design e sistemi di controllo, ma anche per le situazioni di mercato, la localizzazione e l'età della raffineria, o per le normative ambientali. L'impostazione di base del modello riflette le caratteristiche tecniche delle raffinerie europee come descritto nel documento di riferimento sulle migliori tecniche disponibili per la raffinazione di oli minerali e gas.

Il Best Available Technique Reference Document, o BREF, contiene non solo numeri aggregati o medie ponderate di emissioni e consumi di energia o acqua, ma comprende anche i dati primari della maggior parte delle raffinerie in Europa raccolti in forma anonima. Questa fonte di dati è stata completata

da vari set di dati riservati specifici di raffinerie, da valori Eurostat (ad esempio nel caso del mix di fonti energetiche o energia di processo) e da dati di letteratura. Dopo aver adattato il modello ai flussi di massa ed energia aggiornati all'interno delle raffinerie europee, è stato validato e calibrato confrontando i risultati con i dataset del BREF, dell'Eurostat e dell'European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR).

Il processo inizia con il petrolio greggio che entra nella raffineria di petrolio. Sono inclusi il trattamento delle acque reflue, l'approvvigionamento di acqua dolce (dalla natura), il petrolio greggio (1.14kg per ogni kg di gasolio raffinato), lo stoccaggio dei prodotti nei terreni della raffineria e la fornitura di energia. Si presume che i requisiti di energia elettrica siano soddisfatti dal mix di generazione in loco (fornito internamente o acquistato da entità di generazione co-localizzate).

Il processo termina con i prodotti petroliferi raffinati (e l'elettricità in eccesso e / o l'idrogeno, se del caso) che escono dalla raffineria. Le raffinerie di petrolio sono impianti di produzione multi-produzione altamente integrati in cui quasi ogni fase del processo crea alcuni co-prodotti [8].

2.1.4 DISTRIBUZIONE DEL GASOLIO

Per la valutazione dell'impatto della distribuzione del gasolio, data la complessità del processo e delle numerose variabili coinvolte, è stato necessario procedere a delle semplificazioni e a degli assunti. In particolare, modificando Arteconi et al. [3], si è scelto di considerare autobotti con capacità di carico superiori alle 32 tonnellate e un carico medio di 16 tonnellate, con emissioni certificate EURO 6, che

svolgono un viaggio medio di 300km per il 50% su autostrada, il 40% su altre strade extraurbane e il 10% in città, e con un'efficienza nel consumo di carburante pari a 0.623 l/km.

Il consumo di carburante e le emissioni di scarico sono presi dalla v3.1 del modello HBEFA (Handbook of Emission Factors for Road Transport), utilizzando i dati per la Germania e senza applicare la ponderazione del modello. Esiste un numero maggiore di categorie di dimensioni utilizzate in HBEFA rispetto a ecoinvent, quindi i dati sono raggruppati in modo da adattarsi alle classi di dimensioni dei camion utilizzate in ecoinvent. La tecnologia di riduzione catalitica selettiva (SCR) è circa 3 volte più comune di quella del recupero dei gas di scarico (EGR) come misura di riduzione delle emissioni e quindi i fattori di emissione indicati nel set di dati sono ponderati per riflettere questo [8].

2.1.5 COMPONENTE BIODIESEL

Considerando una componente pari al 7% di biodiesel miscelata al gasolio di origine fossile, il valore finale della porzione WTT di questo carburante è pari a 23.7 gCO₂eq/MJ.

2.2 ANALISI TTW

Per ogni litro di carburante B7 bruciato nel motore a combustione interna di un veicolo pesante modello vengono emessi 2.62 kg di CO₂. Considerando una densità media per il carburante pari a 0.832 kg/l, e considerando la componente biogenica del biodiesel pari a 0 in fatto di emissioni di gas climalteranti, le emissioni sono pari a 67.68 gCO₂eq/MJ.

Per quanto riguarda invece le emissioni di NO_x, il fattore di emissione utilizzato è di 33.37 gNO_x/kg [9], pari a 0.783 gNO_x/MJ.

3. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A GAS NATURALE LIQUEFATTO

Il gas naturale preso in considerazione in questo scenario è di origine interamente fossile. L'intero processo è modellato secondo la filiera per cui il gas viene estratto e liquefatto nei paesi produttori e poi trasportato su navi metaniere in Italia.

PROCESSO	CO ₂ eq cumulativa per 1 MJ di gasolio [g]	NO _x cumulativo per 1 MJ di gasolio [g]
Estrazione	6.24	0.0126
Liquefazione	14.07	0.0456
Trasporto	14.18	0.0456
Distribuzione	15.69	0.0662

Tabella 2: Risultati dell'analisi WTT relativa al gas naturale liquefatto

3.1 ANALISI WTT

Si riportano in Tabella 2 le emissioni per ogni passaggio del processo dal pozzo al serbatoio per 1 MJ di gas naturale liquefatto (GNL).

3.1.1 ESTRAZIONE DEL GAS NATURALE

Il set di dati utilizzato rappresenta l'estrazione di gas naturale nella Federazione Russa, ma è applicabile ad altre realtà con paragonabile livello tecnologico. I dati derivano dalle relazioni annuali dei produttori di petrolio e gas (Gazprom, Novatek, Likoil, Rusneft) e dall'inventario

nazionale dei gas serra (UNFCC). Sono incluse le fughe di produzione e lavorazione del gas grezzo.

3.1.2. LIQUEFAZIONE DEL GAS NATURALE

Questo set di dati descrive la liquefazione del gas naturale in un impianto di liquefazione. Il processo è normalizzato sulla forma gassosa del gas. L'attività

inizia con l'arrivo del gas naturale, in forma gassosa, nell'impianto di liquefazione. L'attività si conclude con la consegna del gas liquefatto alla modalità di trasporto.

3.1.3 TRASPORTO DEL GNL

Questo processo è analogo a quello del trasporto del petrolio presentato nella sezione 2.1.2, considerando sostanzialmente sovrapponibili navi petroliere e navi metaniere. Le distanze sono state ricalcolate secondo dati SNAM riferiti al 2018.

3.1.4 DISTRIBUZIONE DEL GNL

Anche in questo caso si rimanda alla trattazione

della distribuzione del gasolio in sezione 2.1.4, essendo entrambi i processi di distribuzione su gomma tramite autocisterna paragonabili, anche considerando le approssimazioni e semplificazioni necessarie ad una modellizzazione.

3.2 ANALISI TTW

Per ogni kg di GNL bruciato nel motore di un veicolo modello, nello specifico un IVECO S-Way 460 vengono emessi 2.77 kg di CO₂, per un valore di 55.4 gCO₂eq/MJ.

Per quanto riguarda invece le emissioni di NO_x, il fattore di emissione utilizzato è di 13 gNO_x/kg [9], pari a 0.26 gNO_x/MJ.

4. ANALISI WTW PER CAMION ALIMENTATI A BIOMETANO LIQUEFATTO

Per gli scenari seguenti è stato considerato che tutte le attività di produzione della biomassa, digestione anaerobica, upgrading, liquefazione e cattura della CO₂ avvenissero nella stessa azienda agricola o zootecnica. In questo modo, non sono state prese in considerazione le emissioni per il trasporto e la movimentazione delle biomasse coinvolte. Inoltre, i consumi energetici per il processo di digestione anaerobica sono stati considerati in autoproduzione, ossia si è stimata una produzione di biogas maggiore atta a coprire i consumi del digestore stesso. Per gli altri processi energivori, quali upgrading,

liquefazione e cattura della CO₂, è stato utilizzato il fattore di emissione presentato nel rapporto ISPRA relativo alle emissioni del settore energetico in Italia [10], pari a 296.1 gCO₂/kWh.

4.1 ANALISI WTT

Si riportano in Tabella 3 le emissioni in g di CO₂eq e in Tabella 4 le emissioni in g di NO_x per ogni passaggio del processo dalla produzione della biomassa al serbatoio per un 1 MJ di biometano liquefatto (bioGNL).

PROCESSO	CO ₂ eq cumulativa per 1 MJ di bioGNL [g]									
Scenario	1	2	3	4	5	6	7	8	11	
• Sottoprodotti zootecnici	40%	40%	40%	40%	60%	60%	60%	60%	100%	
• Sottoprodotti agricoli	20%	20%	40%	40%	10%	10%	30%	30%	0	
• Secondo raccolto	40%	40%	20%	20%	30%	30%	10%	10%	0	
Produzione biomassa	-11.33	-11.33	-11.79	-11.79	-17.68	-17.68	-18.14	-18.14	-30.62	
Digestione anaerobica	-2.21	-2.21	-2.67	-2.67	-10.12	-10.12	-10.58	-10.58	-26.17	
Upgrading	3.51	3.51	3.05	3.05	-4.40	-4.40	-4.86	-4.86	-20.45	
Recupero CO ₂	/	-3.93	/	-4.39	/	-11.84	/	-12.30	-27.89	
Liquefazione	8.13	0.69	7.67	0.23	0.22	-7.22	-0.24	-7.68	-23.27	
Distribuzione	9.64	2.2	9.18	1.74	1.73	-5.71	1.27	-6.17	-21.76	

Tabella 3: Risultati per la CO₂eq dell'analisi WTT relativa al biometano liquefatto. I numeri degli scenari fanno riferimento a quelli presentati nel capitolo 1. Nella riga relativa al recupero della CO₂ la / sta a indicare scenari in cui non c'è recupero.

PROCESSO	NO _x cumulativo per 1 MJ di bioGNL [g]									
Scenario	1	2	3	4	5	6	7	8	11	
• Sottoprodotti zootecnici	40%	40%	40%	40%	60%	60%	60%	60%	100%	
• Sottoprodotti agricoli	20%	20%	40%	40%	10%	10%	30%	30%	0	
• Secondo raccolto	40%	40%	20%	20%	30%	30%	10%	10%	0	
Produzione biomassa	-0.008	-0.008	-0.011	-0.011	-0.016	-0.016	-0.019	-0.019	-0.034	
Digestione anaerobica	0.017	0.017	0.014	0.014	0.008	0.008	0.006	0.006	-0.009	
Upgrading	0.018	0.018	0.015	0.015	0.01	0.01	0.007	0.007	-0.008	
Recupero CO ₂	/	0.018	/	0.015	/	0.01	/	0.007	-0.008	
Liquefazione	0.02	0.02	0.017	0.017	0.011	0.011	0.009	0.009	-0.006	
Distribuzione	0.049	0.049	0.046	0.046	0.04	0.04	0.038	0.038	0.023	

Tabella 4: Risultati per gli NO_x dell'analisi WTT relativa al biometano liquefatto. I numeri degli scenari fanno riferimento a quelli presentati nel capitolo 1. Nella riga relativa al recupero della CO₂ la / sta a indicare scenari in cui non c'è recupero.

4.1.1 PRODUZIONE BIOMASSA

Per quanto riguarda le emissioni di GHG evitate per l'utilizzo di letame in digestione anaerobica si è fatto riferimento a Villegas et. al [11]. In particolare, il lavoro ha condotto una raccolta di dati in 143 allevamenti di diverse dimensioni, arrivando così a calcolare una emissione di 73.09 gCO₂eq/kg di letame stoccato su un tempo di 6 mesi. Per quanto riguarda le emissioni di NO_x il fattore di emissione utilizzato è pari a 0.142 gNO_x/kgletame [12,13].

Le emissioni di GHG evitate legate alla digestione anaerobica di sottoprodotti agricoli quali stocchi di mais sono invece riferite al loro mancato incenerimento a fini energetici o di fertilizzazione. Per questa simulazione si è utilizzato il dataset ecoinvent 3.7.1 [8], ovvero la produzione di calore bruciando paglia, in una caldaia da 300kw di capacità. L'infrastruttura e gli input elettrici sono stati ottenuti dal dataset di cippato e legno duro. Le emissioni sono state ottenute dalla letteratura. Per ogni kg di biomassa vegetale secca bruciata verrebbero quindi 1.9 gNO_x, mentre le emissioni di gas climalteranti sono da considerarsi biogeniche e quindi pari a 0. Infine, le emissioni relative alle colture di secondo raccolto sono legate ai processi di coltivazione e raccolta. Questo set di dati rappresenta la produzione di 1 kg di biomassa vegetale (sostanza secca). La resa in sostanza secca è di 11.500 kg/ha. Il contenuto di umidità alla raccolta è dell'85%.

Questa attività presuppone la produzione di biomassa vegetale su un prato naturale permanente con una durata di 20 anni e rappresenta un anno di coltivazione su un prato stabilito. Il letame come fertilizzante

organico viene considerato solo in termini di emissioni dirette sul campo; tutti i processi preliminari sono inclusi nei sistemi di produzione animale.

Il set di dati include tutte le operazioni della macchina e la relativa infrastruttura e capannoni. Le operazioni della macchina sono: fertilizzazione, falciatura e carico per il trasporto. Questa attività termina dopo il caricamento dell'erba al cancello della fattoria. Per ogni kg di biomassa vegetale l'emissione di GHG è pari a 0.125 kgCO₂eq e 0.716 gNO_x [8].

4.1.2 DIGESTIONE ANAEROBICA

Il processo di digestione anaerobica è stato modellato su openLCA partendo dal database ecoinvent 3.7.1 [8]. Per quanto riguarda la produzione di biogas da letame, il contenuto di metano del biogas viene calcolato in base al substrato in ingresso. Il trattamento comprende lo stoccaggio (e il 10% delle emissioni totali di stoccaggio pre-trattamento) dei substrati, la fermentazione anaerobica e lo stoccaggio del digestato dopo la fermentazione. L'attività si conclude con la fornitura del biogas e del digestato presso l'impianto di biogas. Inoltre, il potere calorifico del biogas rappresenta solo il contenuto di metano escludendo la presenza di H₂S. Il contenuto di acqua del digestato è del 95% in peso umido. Infine, il set di dati incorpora le emissioni di CO₂, CH₄, NH₃ e N₂O nell'aria dovute allo stoccaggio dei substrati prima del processo AD e allo stoccaggio del digestato dopo il processo AD. Si presume che lo stoccaggio del substrato prima del processo AD avvenga in un luogo chiuso.

Per la produzione di biogas da biomassa vegetale

invece il set di dati rappresenta un processo a più uscite e descrive un digestore anaerobico che fornisce biogas e digestato. Si presume che l'apporto di biomassa vegetale abbia un contenuto di carbonio del 45%. L'energia di processo richiesta, compresa quella per riscaldamento della biomassa e pretrattamenti, è ottenuta dall'utilizzo di biogas. Il set di dati non include le emissioni dal gasometro, perché vengono reimmesse nel biogas. Si presume che nel processo di digestione e stoccaggio del biogas non si verifichino emissioni [8].

Per entrambi i processi come trattamento del digestato in uscita è stato considerato un processo di compostaggio, le cui emissioni sono già comprese nella voce digestione anaerobica. Il trattamento di compostaggio è un processo di decomposizione e umificazione controllata di materiali biodegradabili in condizioni gestite, che è aerobico e che consente lo sviluppo di temperature adatte a batteri mesofili e termofili a seguito del calore prodotto biologicamente. L'inventario risultante del "compost" si riferisce a 1 kg di peso fresco di rifiuti biogenici. Il processo modellato descrive il compostaggio industriale. Il compost è definito come materiale particolato solido umificato che è il risultato del compostaggio, che è stato igienizzato e stabilizzato e che conferisce effetti benefici quando viene aggiunto al suolo. Viene utilizzato come costituente del terreno di coltura, o utilizzato in altro modo in combinazione con le piante [8].

Le emissioni che derivano dall'energia necessaria per il processo di compostaggio sono comunque estremamente basse, inferiori a 0.001 kgCO₂eq. Anche prendendo in considerazione uno scenario in cui il digestato viene utilizzato direttamente sul campo il risparmio dal punto di vista delle emissioni climalteranti è comunque basso, pari a circa 0.009 kgCO₂eq [14].

4.1.3 UPGRADING

I dati presentati derivano dalle informazioni disponibili dal produttore degli impianti di upgrade del biogas che utilizzano tecnologie a membrane. Il biometano esce dal processo con una pressione di 5 bar. Per la composizione del gas prodotto si ipotizza una quota superiore a 96 Vol. % di metano. L'attività inizia con il biogas disponibile all'ingresso dell'impianto di depurazione. L'attività si conclude con la disponibilità del biometano per il trasporto ai cancelli dell'impianto di depurazione. Il consumo e le emissioni di elettricità rappresentano la compressione del gas grezzo, la rimozione dell'H₂S, il condizionamento del gas e l'arricchimento del metano del biogas. La produzione

e lo smaltimento del carbone attivo sono trascurati [8].

4.1.4 RECUPERO CO₂ PER USO ALIMENTARE

Per gli scenari in cui è richiesta la valutazione del recupero di CO₂, si è preso in considerazione il recupero del 100% della CO₂ emessa dal processo di upgrading. Durante l'upgrading di 1 m³ di biometano vengono emessi 1.07 kg di CO₂. Per modellizzare il processo sono stati presi come base di partenza i sistemi di cattura della Tecno Project Industriale [15], mentre per le emissioni legate al consumo di energia elettrica ci si è rifatti al rapporto ISPRA relativo alle emissioni del settore energetico in Italia [10]. Considerando una potenza installata di 2.2 kW necessaria per il recupero di 1 kg di CO₂, e considerando che questo diossido di carbonio è biogenico e quindi comporta un credito relativo alla produzione di CO₂ per uso alimentare da fonti non rinnovabili, il risparmio netto nell'emissione di gas climalteranti è pari a 7.44 gCO₂eq/MJ. L'emissione di NO_x è molto contenuta, pari a 10-5 gNO_x.

4.1.5 LIQUEFAZIONE

A differenza della liquefazione del gas naturale, svolta in grandi impianti esteri, la liquefazione del biogas è modellata in piccoli impianti a ciclo chiuso alimentati da energia elettrica con mix italiano. L'efficienza di liquefazione è fissata a 0.78 kWh/kg bioLNG (tecnologia SMART LIN LPG, SIAD), comportando quindi l'emissione di 4.62 gCO₂eq/MJ per il consumo energetico.

4.1.6 DISTRIBUZIONE

Anche in questo caso si rimanda alla trattazione della distribuzione del gasolio in sezione 2.1.4, essendo entrambi i processi di distribuzione su gomma tramite autocisterna paragonabili, anche considerando le approssimazioni e semplificazioni necessarie a una modellizzazione.

4.2 ANALISI TTW

Le emissioni di CO₂ dalla combustione di biometano in questi motori sono da considerarsi biogeniche e quindi neutrali. Le uniche emissioni che contribuiscono al riscaldamento globale sul lungo periodo sono quelle dovute alle perdite di metano, che sono comunque molto esigue, stimate intorno a 0.98 gCH₄/km [9]. Considerando un'efficienza pari a 4.21 km/kg (dato IVECO), la fuga di metano si traduce in 0.103 kgCO₂eq/kg.

Per quanto riguarda invece le emissioni di NO_x, il fattore di emissione utilizzato è di 13 gNO_x/kg [9].

5. COMPARAZIONE DEGLI SCENARI

In Figura 1 e Figura 2 sono riportate le comparazioni di tutti gli scenari, con metro di riferimento la produzione e il consumo di un MJ di carburante. La componente di CO₂ delle emissioni TTW per gli scenari relativi alla produzione di bioLNG è riportata come credito nella sezione WTT, in quanto corrispondente a CO₂ catturata da biomasse vegetali all'interno di un ciclo biogenico. Le uniche emissioni TTW da considerarsi impattanti dal punto di vista delle alterazioni climatiche sono quelle legate alle fughe di metano, che sono comunque molto esigue. Gli scenari esaminati sono:

1. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 40% colture secondo raccolto e 20% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare

2. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 40% colture secondo raccolto e 20% sottoprodotti agricoli con recupero

della CO₂ ad uso alimentare

3. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 20% colture secondo raccolto e 40% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare

4. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 40% sottoprodotti, 20% colture secondo raccolto e 40% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare

5. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 30% colture secondo raccolto e 10% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare

6. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 30% colture secondo raccolto e 10% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare



Figura 1: Comparazione dei risultati delle analisi WTW per tutti gli scenari, per emissioni di CO₂eq

7. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 10% colture secondo raccolto e 30% sottoprodotti agricoli senza recupero della CO₂ ad uso alimentare

8. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 60% sottoprodotti, 10% colture secondo raccolto e 30% sottoprodotti agricoli con recupero della CO₂ ad uso alimentare

9. Camion alimentati a metano liquefatto di origine fossile

10. Camion alimentati a gasolio B7

11. Camion alimentati a biometano liquefatto ottenuto con 100% sottoprodotti con recupero della CO₂ ad uso alimentare.

Risulta chiaro come, per le emissioni climalteranti misurate come g di CO₂eq, gli scenari basati sull'uso di bioGNL siano quelli meno impattanti. Lo scenario 11 in particolare, dove il 100% della biomassa utilizzata è composta da reflui zootecnici, è quello in assoluto con un minor impatto per quanto riguarda

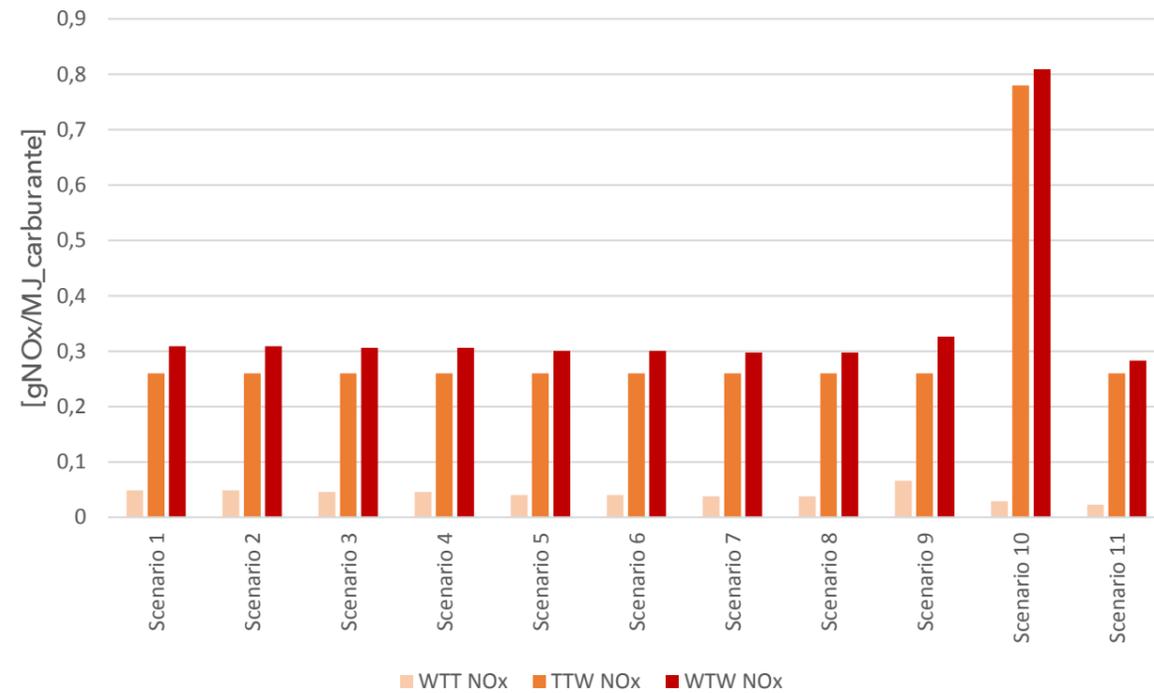


Figura 2: Comparazione dei risultati delle analisi WTW per tutti gli scenari, per emissioni di NOx

i cambiamenti climatici. La digestione anaerobica, l'upgrading e la liquefazione sono i processi che più fortemente influenzano i risultati, in maniera pressoché equivalente: lo scenario 11, ad esempio, presenta emissioni totali per la porzione WTW pari a 21.76 gCO₂eq/MJ, e che quindi risultano portare addirittura ad un bilancio positivo delle emissioni, trainato in larga parte dal migliorato trattamento dei reflui zootecnici attraverso la digestione anaerobica.

I processi che maggiormente contribuiscono alle seppur limitate emissioni di gas climalteranti per gli scenari incentrati sul bioGNL sono upgrading e

liquefazione, mentre la digestione anaerobica varia in base al mix di feedstock considerato. È comunque il contributo in emissioni evitate dato dal diverso trattamento del letame a contribuire in maniera consistente al grande risparmio di emissioni di gas climalteranti rispetto agli scenari 9 (gas naturale fossile liquefatto) e 10 (gasolio B7).

Lo scenario 11 (biometano da letame) comporta una riduzione del 121% delle emissioni climalteranti rispetto allo scenario 10 (diesel B7) e dell'88.4% rispetto allo scenario 9 (gas naturale), come evidenziato in Figura 3.



Figura 3: Dettaglio della comparazione delle emissioni climalteranti per gli scenari 9, 10 e 11, normalizzata sui MJ espressi dal carburante

In conclusione, si riporta in Tabella 5 e Tabella 6 una sintesi dei risultati complessivi per MJ espresso da ogni carburante. Per ogni scenario è anche riportata la riduzione rispetto allo scenario 10, ossia quello relativo al gasolio.

	DESCRIZIONE	WTW gCO ₂ eq/MJ carburante
Scenario 1	40% S. Zootecnici, 20% S. Agricoli, 40% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	11,7 (-87,2%)
Scenario 2	40% S. Zootecnici, 20% S. Agricoli, 40% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	4,26 (-95,3%)
Scenario 3	40% S. Zootecnici, 40% S. Agricoli, 20% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	11,24 (-87,7%)
Scenario 4	40% S. Zootecnici, 40% S. Agricoli, 20% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	3,8 (-95,8%)
Scenario 5	60% S. Zootecnici, 10% S. Agricoli, 30% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	3,79 (-95,8%)
Scenario 6	60% S. Zootecnici, 10% S. Agricoli, 30% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	-3,65 (-104%)
Scenario 7	60% S. Zootecnici, 30% S. Agricoli, 10% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	3,33 (-96,4%)
Scenario 8	60% S. Zootecnici, 30% S. Agricoli, 10% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	-4,11 (-104,5%)
Scenario 9	Gas naturale liquefatto	71,1 (-22,2%)
Scenario 10	Gasolio B7	91,39
Scenario 11	100% S. Zootecnici, 0% S. Agricoli, 0% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	-19,7 (-121,6%)

Tabella 5: Risultati complessivi per gCO₂eq/MJ carburante per ogni scenario. Nella descrizione la composizione del feedstock della digestione anaerobica per gli scenari del biometano. Per ogni valore è riportata tra parentesi la riduzione percentuale riferita allo Scenario 10 (Gasolio).

	DESCRIZIONE	WTW gNO _x /MJ carburante
Scenario 1	40% S. Zootecnici, 20% S. Agricoli, 40% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	0,3086 (-61,9%)
Scenario 2	40% S. Zootecnici, 20% S. Agricoli, 40% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	0,3086 (-61,9%)
Scenario 3	40% S. Zootecnici, 40% S. Agricoli, 20% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	0,3059 (-62,2%)
Scenario 4	40% S. Zootecnici, 40% S. Agricoli, 20% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	0,3059 (-62,2%)
Scenario 5	60% S. Zootecnici, 10% S. Agricoli, 30% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	0,3004 (-62,9%)
Scenario 6	60% S. Zootecnici, 10% S. Agricoli, 30% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	0,3004 (-62,9%)
Scenario 7	60% S. Zootecnici, 30% S. Agricoli, 10% Secondo Raccolto No recupero CO ₂	0,2978 (-63,2%)
Scenario 8	60% S. Zootecnici, 30% S. Agricoli, 10% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	0,2978 (-63,2%)
Scenario 9	Gas naturale liquefatto	0,3262 (-59,7%)
Scenario 10	Gasolio B7	0,8089
Scenario 11	100% S. Zootecnici, 0% S. Agricoli, 0% Secondo Raccolto Si recupero CO ₂	0,2829 (-65%)

Tabella 6: Risultati complessivi per gNO_x/MJ carburante per ogni scenario. Nella descrizione la composizione del feedstock della digestione anaerobica per gli scenari del biometano. Per ogni valore è riportata tra parentesi la riduzione percentuale riferita allo Scenario 10 (Gasolio).

BIBLIOGRAFIA

1. A. Alamia, I. Magnusson, F. Johnsson, H. Thunman, Well-to-wheel analysis of bio- methane via gasification, in heavy duty engines within the transport sector of the European Union, *Appl. Energy*. 170 (2016) 445-454. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.001>.
2. R. Vermeulen, R. Verbeek, S. van Goethem, R. Smokers, Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions, 2017.
3. A. Arteconi, C. Brandoni, D. Evangelista, F. Polonara, Life-cycle greenhouse gas analysis of LNG as a heavy vehicle fuel in Europe, *Appl. Energy*. 87 (2010) 2005-2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.012>.
4. J.M. López, Á. Gómez, F. Aparicio, F. Javier Sánchez, Comparison of GHG emissions from diesel, biodiesel and natural gas refuse trucks of the City of Madrid, *Appl. Energy*. 86 (2009) 610-615. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.08.018>.
5. E.A. Nanaki, C.J. Koroneos, Comparative LCA of the use of biodiesel, diesel and gasoline for transportation, *J. Clean. Prod.* 20 (2012) 14-19. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.07.026>.
6. S. Nocera, F. Cavallaro, Economic valuation of Well-To-Wheel CO₂ emissions from freight transport along the main transalpine corridors, *Transp. Res. Part D Transp. Environ.* 47 (2016) 222-236. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2016.06.004>.
7. D.C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, S. Hu, Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport, *Atmos. Environ.* 168 (2017) 36-45. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2017.08.066>.
8. G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, B. Weidema, The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology, *Int. J. Life Cycle Assess.* 21 (2016) 1218-1230. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>.
9. L. Ntziachristos, Z. Samaras, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook, 2020. https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/359d5fb7836262fc0670b7d75f264cbb.
10. ISPRA, Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei, 2020.
11. H.A. Aguirre-Villegas, R.A. Larson, Evaluating greenhouse gas emissions from dairy manure management practices using survey data and lifecycle tools, *J. Clean. Prod.* 143 (2017) 169-179. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.133>.
12. M.P. Bernal, J.A. Albuquerque, R. Moral, Composting of animal manures and chemical criteria for compost maturity assessment. A review, *Bioresour. Technol.* (2009). <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.11.027>.
13. L.A. Lagerwerf, A. Bannink, C. van Bruggen, C.M. Groenestein, J.F.M. Huijsmans, J.W.H. van der Kolk, H.H. Luesink, S.M. van der Sluis, G.L. Velthof, J. Vonk, Methodology for estimating emissions from agriculture in the Netherlands: Calculations of CH₄, NH₃, N₂O, NO_x, NMVOC, PM₁₀, PM_{2.5} and CO₂ with the National Emission Model for Agriculture (NEMA), Update 2019, 2019. <https://doi.org/10.18174/472366>.
14. J. Møller, A. Boldrin, T.H. Christensen, Anaerobic digestion and digestate use: accounting of greenhouse gases and global warming contribution, *Waste Manag. Res.* 27 (2009) 813-824.
15. Tecno Project Industriale, High purity CO₂ from recovery and production plants, (n.d.). https://www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2018/01/e_tecnoproject_recovery_en_singole_RGB.pdf.

