

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio

Tesi di Laurea Magistrale

Valutazione ambientale ed economica di differenti configurazioni impiantistiche per la produzione di biogas e biometano



Relatori

Prof.ssa Panepinto Deborah

Dott. Ing. Ravina Marco

Prof.ssa Zanetti Mariachiara

Candidata

Valentina Costantino (242076)

A.A. 2018-2019

Indice

Indice	2
Indice delle Figure.....	4
Indice delle Tabelle.....	7
Introduzione.....	9
1. Riferimenti normativi e incentivi	11
1.1 Normativa europea	11
1.2 Normativa nazionale.....	15
1.3 Incentivi.....	17
1.1.1 Incentivi per il biogas in Italia.....	20
1.3.1 Incentivi per il biometano in Italia	24
2. La digestione anaerobica	29
2.1 La digestione anaerobica tradizionale	29
2.1.1 Fasi della digestione anaerobica.....	30
2.1.2 Parametri di gestione del processo	32
2.1.3 Conformazioni impiantistiche	39
2.1.4 Produzione del biogas	43
2.1.5 Utilizzi del biogas.....	50
2.2 La digestione anaerobica in pressione.....	54
2.2.1 Vantaggi digestione anaerobica in pressione.....	57
2.2.2 Svantaggi digestione anaerobica in pressione	59
2.2.3 Confronto tra DA e PDA.....	62
3. Valutazione ambientale	65
3.1 Modello di calcolo MCBioCH ₄	65
3.1.1 Bilancio di massa.....	66
3.1.2 Bilancio energetico.....	68
3.1.3 Bilancio ambientale.....	71
3.2 Dati di input.....	71

3.3	Valutazione ambientale e confronti.....	75
3.3.1	Stabilimento A.....	75
3.3.2	Stabilimento B.....	80
4.	Valutazione economica	87
4.1	Costi d'investimento.....	88
4.2	Costi operativi	90
4.3	Ricavi	92
4.4	Incentivi per le fonti energetiche rinnovabili	93
4.5	Confronto economico per le soluzioni dei due stabilimenti	99
4.5.1	Stabilimento A.....	99
4.5.2	Stabilimento B.....	103
	Conclusioni.....	112
	Ringraziamenti	114
	Bibliografia	115
	Allegati.....	120

Indice delle Figure

Figura 1.1: Numero di impianti di biogas e capacità totale installata in Europa 2011-2015. ...	14
Figura 1.2: Numero di impianti di biogas e capacità totale installata nei singoli stati europei.	15
Figura 1.3: Numero di impianti incentivati in base alla fonte.....	21
Figura 1.4: Potenza degli impianti incentivati in MW.	22
Figura 2.1: Schema del processo di digestione anaerobica.	29
Figura 2.2: Schema delle principali fasi della digestione anaerobica (APAT, 2005).	31
Figura 2.3: Dispositivi per la molitura, mulino a palle e mulino a martelli (Castelli,2011). ...	46
Figura 2.4: Estrusore utilizzato come pretrattamento nella digestione anaerobica.....	46
Figura 2.5: Variazione della concentrazione di anidride carbonica in funzione della pressione nel reattore.....	56
Figura 3.1: Schermata per la caratterizzazione del substrato alimentato.	67
Figura 3.2: Schermata per la definizione dei parametri operativi del processo.	67
Figura 3.3: Schema dei flussi massici nel bilancio di massa per impianto B-H.	68
Figura 3.4: Schermata per caratterizzare il trasporto del substrato all'impianto.	69
Figura 3.5: Schermata di errore nel bilancio energetico per impianti destinati a produrre biogas.	69
Figura 3.6: Schermata descrittiva dei range degli autoconsumi elettrici dell'impianto.	70
Figura 3.7: Schema dei flussi energetici nel bilancio energetico per impianto B-H.....	70
Figura 3.8: Schermata risultati bilancio ambientale per impianto a biometano con PWS (M-G).....	71
Figura 3.9: Sottoprodotti dello stabilimento B. Da sinistra a destra: scarto crudo; pellet; scarto tostato.	72
Figura 3.10: Contributi nelle emissioni totali delle attività che originano e che evitano le emissioni.....	76
Figura 3.11: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione.	77
Figura 3.12: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete.	79
Figura 3.13: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di biogas e biometano immesso in rete nello stabilimento A.....	80
Figura 3.14: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione ottenuto con tecnologia MB.	81

Figura 3.15: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione ottenuto con tecnologia PWS.	82
Figura 3.16: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB e PWS, nel caso di biometano usato come biocarburante e prodotto nello stabilimento B.....	83
Figura 3.17: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete ottenuto con tecnologia MB.	84
Figura 3.18: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete ottenuto con tecnologia PWS.	84
Figura 3.19: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB e PWS, nel caso di biometano immesso nella rete nazionale e prodotto nello stabilimento B...	85
Figura 3.20: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB nel caso di biometano prodotto nello stabilimento B ed immesso nella rete nazionale o utilizzato per l'autotrazione.....	86
Figura 4.1: Relazione fra potenza elettrica installata e costi di investimenti per impianti per biogas.	88
Figura 4.2: Relazione fra i costi di investimento per il sistema di upgrading MB e la portata oraria di biogas prodotto.	89
Figura 4.3: Relazione fra i costi di investimento per il sistema di upgrading PWS e la portata oraria di biogas prodotto.	89
Figura 4.4: Relazione fra i costi di investimento unitari e la potenza elettrica installata per impianti per biogas.....	91
Figura 4.5: Relazione fra i costi operativi per il sistema di upgrading MB e la portata oraria di biogas prodotto.....	91
Figura 4.6: Relazione fra i costi operativi per il sistema di upgrading PWS e la portata oraria di biogas prodotto.....	92
Figura 4.7: Valori della tariffa incentivante delle differenti fonti di energia rinnovabile fornita dal D.M. 23/06/2016.	94
Figura 4.8: Schema di calcolo per gli incentivi nel caso di vendita diretta del biometano sul mercato per i nuovi impianti.	96
Figura 4.9: Schema di calcolo degli incentivi per il biometano generato da nuovi impianti di produzione e ritirato direttamente dal GSE.....	97
Figura 4.10: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due configurazioni impiantistiche considerate nello stabilimento A.	102

Figura 4.11: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due soluzioni di upgrading (MB e PWS) considerate nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga immesso in rete.	107
Figura 4.12: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due soluzioni di upgrading (MB e PWS) considerate nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga usato come biocarburante.	110
Figura 4.13: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per la soluzione di upgrading MB considerata nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga immesso in rete oppure usato come biocarburante, considerando gli incentivi.	111

Indice delle Tabelle

Tabella 1.1: Obiettivi del settore delle biomasse previsti dal PAN.	16
Tabella 1.2: Sistemi di incentivazione per il settore del biogas in Europa nel 2016.	19
Tabella 1.3: Sistemi di incentivazione per il settore del biometano in Europa nel 2016.	19
Tabella 1.4: Tipologie di incentivo previste dal decreto 5 dicembre 2013.	25
Tabella 1.5: Incentivi e principali ricavi relativi al biometano e biometano avanzato.	28
Tabella 2.1: Vantaggi dei regimi mesofilo e termofilo nella digestione anaerobica.	40
Tabella 2.2: Vantaggi dei sistemi mono-stadio e bi-stadio nella digestione anaerobica.	41
Tabella 2.3: Vantaggi dei sistemi dry e wet nella digestione anaerobica.	42
Tabella 2.4: Principali costituenti del biogas della digestione anaerobica (Bonomo, 2008). ..	44
Tabella 2.5: Confronto vantaggi e svantaggi dell'applicazione della digestione anaerobica in pressione.	62
Tabella 2.6: Confronto fra digestione anaerobica tradizionale e in pressione.	63
Tabella 3.1: Percentuale dei solidi totali e dei solidi volatili degli scarti dei due impianti e dell'inoculo.	73
Tabella 3.2: Valori di produzione teorici ottenuti tramite l'applicazione dell'equazione di Buswell.	73
Tabella 3.3: Parametri caratteristici del substrato e del processo di digestione anaerobica per gli impianti A e B.	74
Tabella 3.4: Quantitativi di sottoprodotti generati dagli impianti di A e B al giorno e all'anno.	74
Tabella 3.5: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biogas alimentato con gli scarti dell'impianto A.	75
Tabella 3.6: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'autotrazione e alimentato con gli scarti dello stabilimento A.	77
Tabella 3.7: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'immissione in rete e alimentato con gli scarti dello stabilimento A.	78
Tabella 3.8: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'autotrazione, ottenuto tramite tecnologie di MB e PWS e alimentato con gli scarti dello stabilimento B.	81
Tabella 3.9: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'immissione in rete, ottenuto tramite tecnologie di MB e PWS e alimentato con gli scarti dello stabilimento B.	83

Tabella 4.1: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento A.....	100
Tabella 4.2: Calcolo del VAN per l'impianto del biogas nello stabilimento A, nel caso in cui si considerino gli incentivi.....	101
Tabella 4.3: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano nello stabilimento A, nel caso in cui si considerino gli incentivi.	101
Tabella 4.4: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento B nel caso in cui il biometano sia immesso in rete.	104
Tabella 4.5: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento B nel caso in cui il biometano sia usato come biocarburante.	104
Tabella 4.6: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema MB nello stabilimento B e immesso in rete, nel caso in cui si considerino gli incentivi.....	106
Tabella 4.7: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema PWS nello stabilimento B e immesso in rete, nel caso in cui si considerino gli incentivi.....	106
Tabella 4.8: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema MB nello stabilimento B ed usato come biocarburante, nel caso in cui si considerino gli incentivi.	109
Tabella 4.9: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema PWS nello stabilimento B ed usato come biocarburante, nel caso in cui si considerino gli incentivi.	109

Introduzione

L'obiettivo del presente elaborato di tesi è quello di valutare dal punto di vista ambientale ed economico alcune possibili soluzioni impiantistiche di digestori anaerobici, destinate alla produzione di biogas e biometano, che impiegano come substrato alimentato nel reattore gli scarti derivanti dai processi di produzione del caffè. Per raggiungere tale scopo sono stati valutati gli scarti dei processi produttivi derivanti da due stabilimenti di una grossa società italiana produttrice di caffè.

La digestione anaerobica è un processo che permette di recuperare, dal punto di vista energetico, i rifiuti organici; ciò risulta possibile, poiché uno dei prodotti ottenuti da tale processo è il biogas, ossia una miscela gassosa costituita per la maggior parte da metano (CH_4) e anidride carbonica (CO_2). Infatti il biogas può essere impiegato tal quale come combustibile per la produzione di energia termica ed elettrica, oppure può subire una serie di processi che permettono di purificarlo ed ottenere biometano, il quale può essere immesso nella rete del gas naturale oppure adoperato come biocarburante. Per questo motivo la digestione anaerobica rappresenta un'ottima fonte di risorse energetiche rinnovabili (RES).

Inizialmente in questo progetto di tesi si valuta il percorso normativo, sia a livello europeo, che a livello nazionale, relativo alle fonti energetiche rinnovabili descritte in precedenza: biogas e biometano. L'iter parte dal 1997 quando il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno adottato il primo "Libro bianco" e prosegue fino alle direttive europee per la lotta contro il cambiamento climatico dei nostri giorni; tramite questo excursus è possibile comprendere l'importanza che viene data a queste RES nella comunità europea e nel nostro paese, dal momento che negli ultimi anni il numero di impianti di digestione anaerobica per il biogas e il biometano è aumentato all'interno dei paesi dell'Unione Europea, compresa l'Italia. Inoltre si valutano anche gli incentivi previsti dalla normativa italiana sia per il biogas che per il biometano, necessari anche per realizzare la valutazione economica delle soluzioni impiantistiche prese in considerazione.

In seguito si va ad analizzare il processo di digestione anaerobica per comprenderne le fasi che lo costituiscono, valutarne i parametri fondamentali per garantirne un corretto funzionamento e le diverse possibili configurazioni impiantistiche che possono essere adottate. Inoltre si effettua anche un confronto fra la digestione anaerobica tradizionale (DA) e la digestione anaerobica in pressione (PDA); quest'ultima rappresenta una nuova alternativa del processo in cui, a differenza del sistema standard, la fase di fermentazione del substrato

organico si realizza ad una pressione che può variare da 2 a 10 bar. Questa nuova configurazione presenta un ottimo potenziale, infatti secondo gli studi osservati la pressione elevata permette di ottenere un biogas con elevate concentrazioni di metano e ridotto tenore di CO₂; tuttavia per ora la PDA risulta ancora a livello sperimentale.

Successivamente si procede con la valutazione vera e propria delle possibili configurazioni impiantistiche per i due stabilimenti considerati. In primo luogo si effettua la valutazione ambientale tramite l'utilizzo del *software* MCBioCH₄¹, il quale fornisce un bilancio di massa, un bilancio energetico ed un bilancio ambientale dell'impianto che si intende realizzare in funzione delle caratteristiche del substrato alimentato al digestore e della configurazione impiantistica desiderata. Il modello permette di scegliere se si vuole realizzare un impianto destinato alla sola produzione del biogas oppure se si vuole effettuare anche *l'upgrading* e quindi ottenere biometano; nel caso si opti per la seconda opzione il sistema di calcolo permette anche di scegliere quale tecnologia di *upgrading* si vuole adoperare: assorbimento fisico tramite il lavaggio pressurizzato del biogas con l'utilizzo dell'acqua (PWS), assorbimento chimico attraverso l'impiego di solventi amminici (MEA), adsorbimento fisico tramite il passaggio della miscela gassosa attraverso setacci molecolari a carboni attivi o zeoliti (PSA) oppure attraverso la separazione con l'impiego di membrane (MB).

Una volta individuate le configurazioni impiantistiche per ciascuno stabilimento viene applicato il modello di calcolo per ottenere il bilancio ambientale, che in questo caso viene espresso tramite le emissioni prodotte ed evitate relative al processo considerato. In questo modo è possibile individuare fra le soluzioni impiantistiche quella maggiormente conveniente dal punto di vista ambientale.

In secondo luogo si effettua la valutazione economica delle soluzioni individuate in precedenza per ciascun stabilimento, in questo elaborato si considerano i costi di investimento necessari alla realizzazione dell'impianto, i costi di gestione, i ricavi derivanti dalla vendita del biogas e/o del biometano sul mercato, e gli incentivi forniti dallo stato italiano; in questo modo si individua anche la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista economico.

Una volta analizzate le valutazioni ambientali ed economiche è possibile individuare la configurazione impiantistica migliore per ciascuno stabilimento.

¹ Ravina M., Castellana C., Panepinto D., Zanetti M.C., MCBioCH₄: *A computational model for biogas and biomethane evaluation*, in «Journal of Cleaner Production», n. 227, a. 2019, pp. 739-747.

1. Riferimenti normativi e incentivi

Il biogas è una miscela gassosa prodotta della digestione anaerobica di residui organici di varia tipologia. I principali componenti che lo costituiscono sono il metano, generalmente pari al 55-75% in volume, anidride carbonica, idrogeno solforato e umidità. La composizione e la concentrazione delle differenti parti varia in funzione del substrato da cui si origina il biogas. Questa miscela rappresenta una fonte di combustibile rinnovabile che può essere utilizzata sia per produrre energia elettrica che energia termica; inoltre tramite processi di *upgrading* dal biogas può essere ottenuto il biometano.

Il biometano è un gas composto prevalentemente da metano, con concentrazioni superiori al 95%. Esso rappresenta un gas combustibile equivalente al metano "naturale" e viene impiegato come biocarburante nell'autotrazione oppure immesso nella rete nazionale insieme al gas naturale.

1.1 Normativa europea

La produzione di biogas e biometano nei paesi dell'Unione Europea è aumentata molto negli ultimi anni grazie anche all'introduzione di politiche inerenti alle energie rinnovabili. Infatti l'UE è risultata essere fra i leader mondiali nella produzione di energia elettrica ottenuta tramite l'impiego del biogas, la cui capacità di produzione è di circa 10 GW rispetto alla capacità globale di 15 GW².

Le basi, per la definizione della politica inerente alle energie rinnovabili, adottata all'interno dell'UE, sono state definite nel 1997 quando il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno adottato il "Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità"³; in questo documento viene affrontato il problema dell'inadeguatezza dell'impiego delle fonti energetiche rinnovabili all'interno dei paesi dell'unione e viene compreso che "senza uno sforzo deciso e coordinato per mobilitare il potenziale dell'energia rinnovabile nell'Unione, non sarà possibile una riduzione significativa delle emissioni dei gas ad effetto serra..." (*Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità, 1997*). Una particolarità di questo documento è costituita dal fatto che non solo sottolinea il problema dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, ma fornisce anche delle possibili soluzioni da attuare su tutto il

² N. Scarlat, JF. Dallemand, F. Fahl, *Biogas: Development and perspective in Europe*, in «Renewable energy», n. 129, a. 2018, pp. 457-472.

³ I Libri bianchi sono documenti che contengono proposte di azione comunitaria in un settore specifico. Talvolta fanno seguito a un libro verde pubblicato per promuovere una consultazione a livello europeo.

territorio dell'Unione.

Tra le diverse fonti di energia rinnovabile individuate all'interno di questo documento si ritrova anche il biogas e tra gli obiettivi inerenti al suo utilizzo si possono ricordare: la promozione della produzione di biogas derivante da discarica e da attività industriali che generano residui organici e un più equo accesso al mercato dell'elettricità (generata dalla combustione del biogas). Queste misure volte ad aumentare l'utilizzo del biogas fanno parte della strategia portata avanti dalla Commissione, il cui scopo è quello di ridurre le emissioni di metano in atmosfera, derivanti in particolare dal concime, tramite l'impiego di digestori anaerobici.

Nel 1997 a Kyoto è stata realizzata la *Conferenza delle Parti* "COP3" in cui si è redatto il protocollo di Kyoto, un accordo internazionale in materia ambientale riguardante il surriscaldamento globale. L'obiettivo del Protocollo di Kyoto era che i paesi sottoscrittori riducessero le emissioni globali di gas ad effetto serra del 5% rispetto a quelle calcolate nel 1990 entro il periodo 2008-2012.

Successivamente, nel 2007 l'UE ha definito il "Piano 20-20-20" che stabilisce alcune misure per far fronte al cambiamento climatico per il periodo successivo al termine del protocollo di Kyoto. Il Piano stabilisce tre principali obiettivi che i paesi dell'UE dovranno raggiungere entro il 2020:

- ridurre i gas ad effetto serra del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale);
- ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica;
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili.

Nel dicembre del 2008 è stato approvato il Pacchetto Clima-Energia che definisce gli strumenti necessari all'Unione per raggiungere gli obiettivi definiti nel Piano, i quali sono rappresentati da sei nuove direttive europee. Una di esse è la direttiva *Renewable Energy Directive* (RED) 2009/28/EC che modifica e abroga le precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Tale direttiva definisce un quadro di riferimento per promuovere l'impiego di energia derivante da fonti rinnovabili all'interno dell'Unione Europea e pone due obiettivi principali: l'incremento del 20% della quota di fonti rinnovabili sul consumo totale di energia (con un target differente per i diversi stati membri, ad esempio per l'Italia è stato definito il 17%) e l'impiego di almeno il 10% di biocarburanti sul consumo totale nel settore dei trasporti per ogni membro dell'UE.

In questa direttiva si ribadisce l'importanza dell'impiego del biogas, definendo che "l'utilizzo di materiale agricolo come concimi, deiezioni liquide nonché altri rifiuti animali e organici per la produzione di biogas offre, grazie all'elevato potenziale di riduzione nelle emissioni di gas a effetto serra, notevoli vantaggi ambientali sia nella produzione di calore e di elettricità sia nell'utilizzo come biocarburanti. A motivo del carattere decentralizzato e della struttura d'investimento regionale, gli impianti di biogas possono contribuire in misura notevole allo sviluppo sostenibile delle zone rurali, offrendo agli agricoltori nuove possibilità di reddito"⁴.

Insieme alla direttiva RED, il Pacchetto Clima-Energia ha introdotto anche la direttiva *Fuel Quality Directive* (FQD) 2009/30/EC. Anch'essa si propone di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra in atmosfera, obbligando i fornitori di carburanti a ridurre del 6% l'intensità delle emissioni di GHG (*Greenhouse Gases*) dei loro carburanti entro il 2020.

Nel 2011, l'UE ha iniziato a delineare la politica ambientale per gli anni successivi al 2020, definendo l'*Energy Roadmap 2050* (COM (2011) 0885); questo progetto si pone come obiettivi: la realizzazione di un'economia europea a basse emissioni di carbonio e la riduzione del 80-95% delle emissioni di GHG rispetto ai livelli del 1990.

Successivamente, nel 2014 il Consiglio europeo ha accettato i nuovi obiettivi per il clima e l'energia, da raggiungere entro il 2030:

- -40% emissioni di gas a effetto serra, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri;
- +27% rinnovabili sui consumi finali di energia, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- 27% efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Questi nuovi obiettivi sono considerati degli importanti traguardi intermedi per il raggiungimento degli intenti previsti dal *Energy Roadmap 2050*.

In seguito, nel dicembre del 2015 si è tenuta la Conferenza sul clima di Parigi (COP21) nella quale 195 paesi hanno adottato l'Accordo di Parigi, che rappresenta un accordo globale e giuridicamente vincolate riguardo il clima mondiale. Gli obiettivi principali definiti nell'Accordo di Parigi, che dovranno essere raggiunti entro il 2030, sono i seguenti:

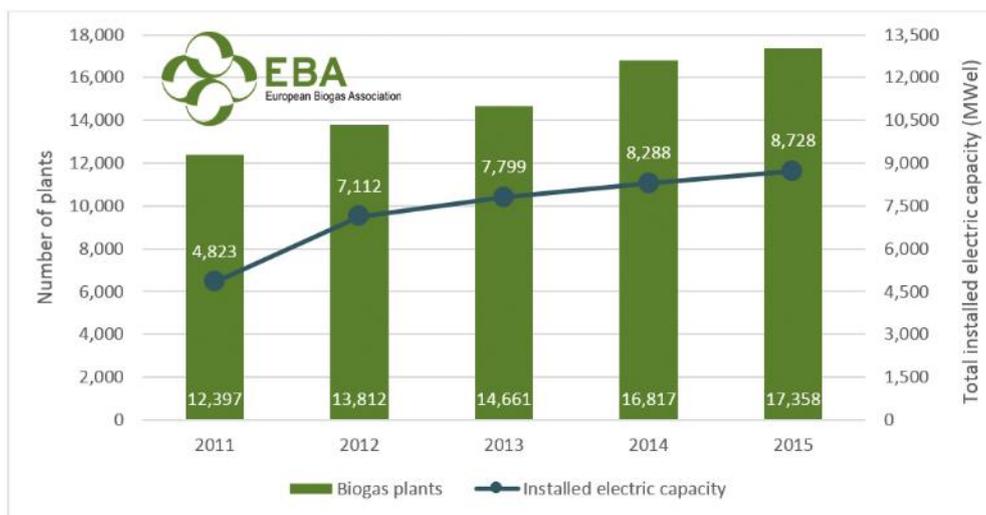
- mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali;

⁴ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009.

- puntare a limitare l'aumento della temperatura globale a 1,5°C;
- fare in modo che le emissioni globali raggiungano il livello massimo nel più breve tempo possibile;
- procedere successivamente a rapide riduzioni in conformità con le soluzioni scientifiche più avanzate disponibili.

Queste normative hanno dato luogo alla politica relativa alle energie rinnovabili che ha permesso l'evoluzione e l'incremento dell'utilizzo del biogas e del biometano; infatti secondo i dati forniti dall'EBA (*European Biogas Association*), nel 2015 in Europa gli impianti per la produzione del biogas sono risultati essere già 17.376 e gli impianti per la generazione del biometano sono 459.

Osservando il grafico riportato in Figura 1.1, realizzato dall'EBA, si può notare che come detto in precedenza c'è stato un incremento del numero di impianti di produzione del biogas a partire dal 2011; inoltre nel medesimo intervallo di tempo si è assistito anche ad un aumento della capacità elettrica totale ottenuta.



Number of biogas plants and total installed capacity in Europe 2011 - 2015

Figura 1.1: Numero di impianti di biogas e capacità totale installata in Europa 2011-2015.

Secondo le indagini realizzate dall'EBA la Germania risulta essere il paese leader per la produzione di biogas, tuttavia anche gli altri paesi stanno crescendo, in particolar modo l'Italia, la Gran Bretagna, la Francia e la Svizzera; tali informazioni si possono ritrovare nel grafico realizzato dall'EBA, riportato in Figura 1.2, che rappresenta proprio la distribuzione

degli impianti di produzione del biogas nei diversi stati europei.

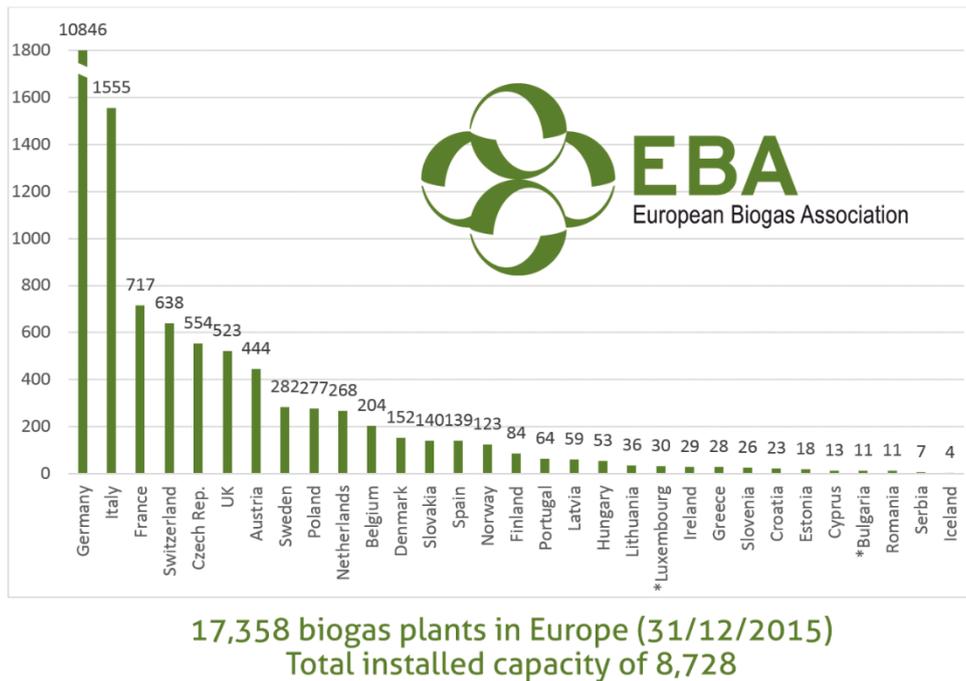


Figura 1.2: Numero di impianti di biogas e capacità totale installata nei singoli stati europei.

1.2 Normativa nazionale

Per quanto riguarda la normativa nazionale ha assunto una particolare rilevanza il d.lgs. 152/2006 (Testo Unico Ambientale), che ha incorporato i precedenti provvedimenti legislativi in materia ambientale, sostituendosi ad essi. La parte inerente al biogas si trova nella Parte IV del T.U. che disciplina le norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati. Inoltre all'interno del Testo Unico vengono elencati i procedimenti autorizzativi che è necessario ottenere per poter realizzare e mettere in esercizio un impianto per la produzione del biogas e/o del biometano.

In attuazione delle direttive europee citate nel paragrafo precedente, sono stati emanati diversi decreti legislativi che hanno affiancato il Testo Unico nella regolamentazione del biogas e del biometano.

Nel luglio 2010 l'Italia ha notificato alla Commissione europea il proprio Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), come richiesto dalla direttiva RED; il Piano comprende diverse novità per quanto riguarda l'incremento dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile, come per esempio una maggiore attenzione alle biomasse e al settore dei

biocarburanti tra cui il biometano⁵. Gli obiettivi riguardanti il settore delle biomasse previsti dal PAN per il 2020 sono riportati nella tabella seguente (Tabella 1.1).

Tabella 1.1: Obiettivi del settore delle biomasse previsti dal PAN.

	2005		2020	
	MW	GW	MW	GW
<i>Biomassa</i>	937	4675	3820	18780
<i>Solida</i>	653	3477	1640	7900
<i>Biogas</i>	284	1198	1200	6020
<i>bioliquidi</i>	0	0	980	4860

Inoltre in attuazione della direttiva RED 2009/28/CE, è stato pubblicato il decreto legislativo 28/2011, riguardante la promozione dell'impiego di energia derivante da fonti rinnovabili; il decreto stabilisce quali sono gli strumenti e gli incentivi necessari per il raggiungimento di tali obiettivi. Il decreto in questione, per quanto riguarda il settore delle biomasse, biogas e bioliquidi, ha garantito il compimento delle iniziative imprenditoriali, nel caso fossero state già avviate, oppure ha fornito la possibilità agli impianti che sarebbero entrati in esercizio entro la fine del 2012 di accedere agli incentivi.

In aggiunta, nel novembre del 2017 il Governo ha aggiornato la Strategia Energetica Nazionale (SEN), la quale rappresenta il piano decennale del Governo per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico⁶. La SEN 2017, si pone una serie di traguardi da conseguire entro il 2030, concordi con gli obiettivi energetici definiti dall'Unione Europea. L'obiettivo principale definito dal SEN è il raggiungimento del 28% di energie derivanti da fonti rinnovabili sui consumi complessivi, da raggiungere tramite:

- rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015;
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015;
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015⁷.

In aggiunta si può ricordare il Consorzio Italiano Biogas (CIB) che rappresenta in Italia il

⁵ Ente Nazionale per la Meccanizzazione Agricola, Studio per Biomasse ed Energia, 2011.

⁶ Ministero dello sviluppo economico, https://www.mise.gov.it/index.php/it/194-comunicati_stampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017

⁷ N. Maisano, R. Murano, E. Ceotto, *I nuovi incentivi per la produzione di biometano*, 2019.

settore della produzione di biogas e biometano in agricoltura. Il CIB è inoltre uno dei soci fondatori dell'EBA (European Biogas Association) e in virtù di ciò può rappresentare gli interessi del settore anche a livello delle Istituzioni comunitarie⁸.

Per quanto riguarda l'utilizzo del biometano, il decreto legislativo 28/2011, già visto in precedenza, ha fornito specifiche disposizioni per lo sviluppo della produzione di biometano, le quali sono state successivamente attuate tramite il decreto del 5 dicembre 2013 che definisce le modalità di incentivazione del biometano, indipendentemente che venga impiegato negli impianti di cogenerazione, nel settore dei trasporti oppure immesso nella rete nazionale del gas naturale. Successivamente è stato emesso il DM 10 ottobre 2014 che regola le modalità con cui rispettare gli obblighi di immissione dei biocarburanti da parte degli operatori economici che forniscono benzina e gasolio; infatti questi soggetti, secondo la normativa, sono obbligati ad immettere una parte di queste sostanze sotto forma di biocarburanti. Il rispetto degli obblighi di immissione in consumo di tali fornitori è verificato dal GSE (Gestore Servizi Energetici).

I meccanismi di incentivazione per il biometano sono stati modificati e aggiornati tramite la promulgazione del decreto interministeriale 2 marzo 2018, il quale risulta finalizzato alla promozione del biometano e degli altri biocarburanti che possono essere classificati come "avanzati" all'interno del settore dei trasporti.

1.3 Incentivi

Gli incentivi rappresentano uno degli strumenti principali al fine di promuovere la produzione di energie derivanti da fonti rinnovabili e di garantire il raggiungimento degli obiettivi previsti sia dalle normative europee che da quelle nazionali.

In Europa esistono diverse forme di incentivi che sono state adottate nei paesi dell'Unione per raggiungere gli obiettivi già descritti in precedenza; quelle maggiormente diffuse sono le seguenti:

1. **Feed-in tariff:** "è un meccanismo politico progettato per accelerare gli investimenti nelle tecnologie delle energie rinnovabili. Raggiunge questo obiettivo offrendo contratti a lungo termine ai produttori di energia rinnovabile, in genere basati sul costo di generazione di ciascuna tecnologia. Invece di pagare una pari quantità di energia, comunque generata, tecnologie come l'energia eolica e solare fotovoltaica, ad

⁸ Consorzio Italiano Biogas, <https://www.consorziobiogas.it/consorzio/>.

esempio, ricevono un prezzo inferiore per kWh, mentre tecnologie come l'energia mareomotrice hanno un prezzo più alto, che riflette i costi al momento sono più elevati e consentono a un governo di incoraggiare lo sviluppo di una tecnologia rispetto a un'altra"⁹. La *feed-in tariff* è stata adottata da paesi come la Germania, la Francia, l'Italia, la Spagna, il Portogallo e la Repubblica Ceca. Inoltre, questa forma di incentivazione risulta essere piuttosto semplice e per questo motivo è stata adottata anche da paesi esterni all'UE come gli Stati Uniti e la Cina.

2. **Feed-in premium:** “Nell'ambito di un regime FIP (*feed-in premium*), l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (RES) viene normalmente venduta sul mercato spot dell'energia elettrica e i produttori di energia rinnovabile ricevono un premio in base al prezzo di mercato della loro produzione di energia elettrica. La FIP può essere fissa (ossia a un livello costante indipendente dai prezzi di mercato) o scorrevole (ossia con livelli variabili in base all'evoluzione dei prezzi di mercato)¹⁰”. Questa tipologia di incentivi viene applicata anche in Italia nel settore del fotovoltaico e dell'eolico.
3. **Quota di mercato o certificato verde:** I certificati verdi equivalgono ad un certo quantitativo di emissioni di CO₂: se un impianto durante la produzione dell'energia emette meno CO₂ rispetto a quella che si sarebbe generata tramite un impianto alimentato con fonti fossili (petrolio, gas naturale, carbone ecc.) perché derivante "da fonti rinnovabili", il gestore di questo stabilimento ottiene dei certificati verdi. I certificati possono essere rivenduti a prezzi di mercato ad industrie o ad attività che devono produrre obbligatoriamente determinate quote di energia mediante fonti rinnovabili, ma non lo fanno o non possono farlo autonomamente¹¹. Questo sistema è impiegato in diversi paesi, tra cui la Danimarca, la Gran Bretagna e l'Italia.
4. **Tender o asta:** Questo schema consiste nell'individuare “un'area idonea a produrre energia attraverso le rinnovabili (eolico, fotovoltaico, biomasse...) e l'azienda in grado di presentare l'offerta migliore si accorda con il governo o con un ente pubblico sul prezzo per realizzare l'impianto”¹². I *tender* sono utilizzati principalmente in paesi

⁹ T., Cory, K., Kreycik, C., Williams, E., Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design Couture, (2010). National Renewable Energy Laboratory, U.S. Dept. of Energy.

¹⁰ Energypedia, 2019, [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_\(FIP\)#Italy](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_(FIP)#Italy).

¹¹ Decreto 11 novembre 1999, "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

¹² L. Salvioli, *Ecco come funzionano gli incentivi alle energie rinnovabili nel resto del mondo*, mar./2011, https://www.ilsole24ore.com/art/tecnologie/2011-03-03/incentivi-rinnovabili181301.shtml?refresh_ce=1.

come il Portogallo e la Gran Bretagna.

5. **Altri incentivi possono essere le esenzioni fiscali e la priorità di dispacciamento:** Quest'ultima forma di incentivi prevede che le energie derivanti da fonti rinnovabili vengano messe sul mercato prima delle altre fonti, in questo modo si evita che restino delle quote invendute¹³.

Per quanto riguarda il biogas e il biometano nel 2017 l'EBA (*European Biogas Association*) ha pubblicato dei report relativi all'anno 2016, riportati nella Tabella 1.2 e nella Tabella 1.3, in cui sono esposti i diversi sistemi di incentivazione e i paesi che li adottano.

Tabella 1.2: Sistemi di incentivazione per il settore del biogas in Europa nel 2016.

Sistemi incentivanti	Paesi
<i>Feed-in Tariff</i>	Austria, Svizzera, Danimarca, Germania, Francia, Ungheria, Slovacchia, Slovenia, Serbia, Portogallo, Lussemburgo, Croazia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Regno Unito, Grecia, Italia (2008)
<i>Feed-in Premium</i>	Germania, Danimarca, Estonia, Finlandia, Croazia, Lituania, Paesi Bassi, Slovenia, Regno Unito, Grecia, Italia (2012)
Certificati Verdi	Belgio, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Romania, Svezia, Regno Unito, Italia (1999)
Incentivi fiscali/sussidi	Islanda, Germania, Finlandia, Svezia, UK, Francia, Grecia, Estonia, Lituania, Lettonia, Belgio, Paesi Bassi, Polonia, Danimarca, Slovenia, Croazia, Slovacchia

Tabella 1.3: Sistemi di incentivazione per il settore del biometano in Europa nel 2016.

Sistemi incentivanti	Paesi
<i>Feed-in Tariff</i>	Francia, Regno Unito, Germania, Austria, Italia (2013)
<i>Feed-in Premium</i>	Danimarca, Germania
Incentivi fiscali/sussidi	Norvegia (esenzione fiscale, sostegno agli investimenti)

¹³ Ibidem.

	<p>Germania (esenzione fiscale)</p> <p>Finlandia (sussidi agli investimenti - dal 30 al 40%, a seconda della tecnologia utilizzata - e la produzione è esente da accise)</p> <p>Islanda (esenzione fiscale, sostegno agli investimenti)</p> <p>Svezia (sovvenzioni / esenzioni fiscali)</p>
Nessun incentivo	Spagna, Ungheria

1.1.1 Incentivi per il biogas in Italia

Il primo strumento di incentivazione che è stato adottato in Italia per promuovere l'impiego del biogas sono stati i Certificati Verdi (CV), introdotti tramite il d.lgs. 79/99; i CV prevedevano che a partire dal 2002, tutti i produttori e gli importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili immettessero annualmente nella rete una quota di energia elettrica derivata da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Questa quota, inizialmente, era pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno; successivamente a partire dal 2006 la quota è stata incrementata dello 0.35% e poi nel periodo 2007-2012 è stata aumentata nuovamente dello 0.75%¹⁴.

I Certificati Verdi sono stati sostituiti nel 2012 con il D.M. 06/07/2012, che ha introdotto i nuovi meccanismi di incentivazione; infatti tale decreto ha stabilito le modalità con cui viene incentivata la produzione di energia elettrica derivante da impianti alimentati da fonti rinnovabili (diversi da quelli fotovoltaici) nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, aventi potenza non inferiore a 1 kW e che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012¹⁵. I meccanismi incentivanti proposti sono di due tipologie in funzione della potenza dell'impianto:

- la **Tariffa Onnicomprensiva (TO)** è valida per gli impianti con una potenza installata non superiore a 1 MW; essa è costituita da due componenti (1.1): la prima è una tariffa unica che remunera anche l'energia elettrica ritirata dal GSE (Tb), la seconda è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui l'impianto ha diritto (Pr):

¹⁴ Gestore Servizio Energia, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/CV/CosaSonoCv.aspx>.

¹⁵ Gestore Servizio Energia, 2014, *Procedure Applicative del D.M. 6 Luglio 2012 Contendenti i Regolamenti Operativi per le Procedure d'asta e per le Procedure di Iscrizione ai Registri*.

$$TO = Tb + Pr; \quad (1.1)$$

- l'**Incentivo (I)** è valido per gli impianti con potenza superiore a 1 MW e per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva. Esso viene calcolato (1.2) come la differenza tra un valore fisso che rappresenta il ricavo complessivo e il prezzo zonale orario dell'energia (Pz), che si riferisce alla zona in cui viene immessa l'energia:

$$I = Tb + Pr - Pz. \quad (1.2)$$

Partendo dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, le tariffe omnicomprensive e gli incentivi vengono erogati dal GSE per un periodo specifico per ciascuna tipologia di impianto.

Al termine del 2016 sono stati analizzati i risultati (Figura 1.3 e Figura 1.4) dell'incentivazione promossa tramite il D.M. 06/07/2012 e si è osservato che sono state presentate richieste di accesso agli incentivi per 2.785 impianti e per una potenza totale pari a 1.462,8 MW.

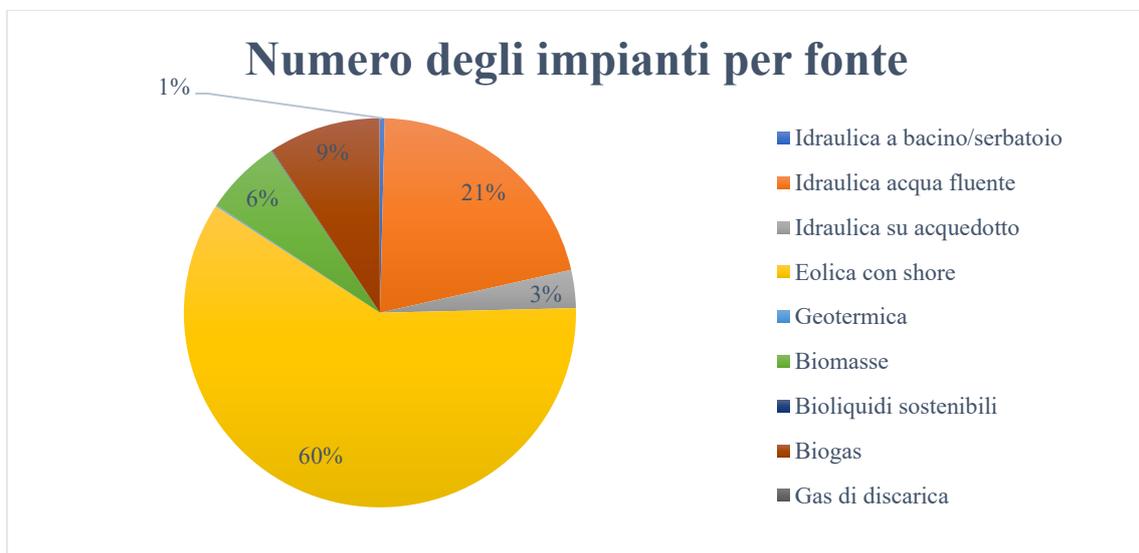


Figura 1.3: Numero di impianti incentivati in base alla fonte.

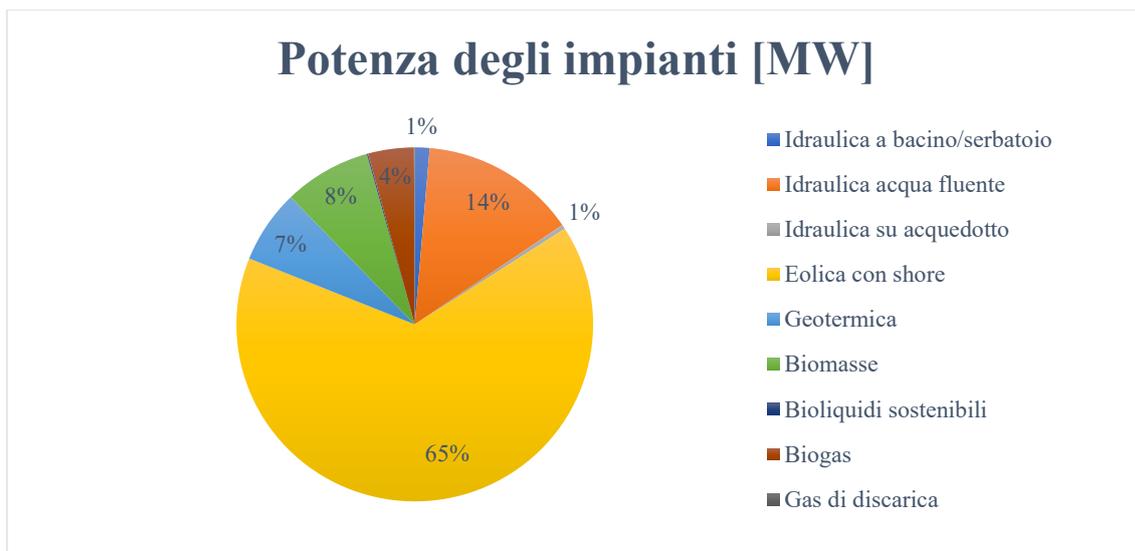


Figura 1.4: Potenza degli impianti incentivati in MW.

I meccanismi di incentivazione definiti dal D.M. 06/07/2012 sono stati successivamente modificati con l'entrata in vigore del D.M. 23/06/2016; tale decreto prevede tre differenti modalità di accesso agli incentivi in funzione della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

- l'**Accesso diretto** valido per gli impianti di piccola taglia nuovi oppure che sono oggetto di ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento, i quali possono presentare domanda a seguito dell'entrata in esercizio¹⁶;
- l'**Iscrizione ai Registri** valida per gli impianti di taglia media nuovi oppure che sono oggetto di ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento, che devono essere iscritti ai Registri per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile¹⁷;
- l'**Aggiudicazione delle procedure competitive di Aste al ribasso** impiegata per gli impianti di grande taglia nuovi oppure che sono oggetto di ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento, che devono partecipare alle procedure di Aste al ribasso per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile¹⁸.

Gli incentivi forniti con il D.M. 23/06/2016 vengono definiti tramite l'energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto, che viene calcolata come il valore minimo tra la produzione netta e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete (misurata tramite il contatore di

¹⁶ Gestore Servizio Energia, <https://www.gse.it/serviziperte/fontirinnovabili/fer elettriche/modalit%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016>.

¹⁷ Ibidem.

¹⁸ Ibidem.

scambio). Inoltre gli incentivi si differenziano in due tipologie in funzione della potenza dell'impianto: la tariffa omnicomprensiva e l'incentivo, cioè i medesimi sistemi impiegati nel D.M. 06/07/2012. Tuttavia, anche se le modalità adottate sono le stesse, vengono modificati i limiti di potenza installata con cui si sceglie il meccanismo da adottare: per gli impianti con potenza fino a 500 kW è possibile sceglierli entrambi in alternativa, mentre gli impianti con potenza superiore a 500 kW possono accedere solo all'incentivo.

Una volta individuata la modalità di incentivazione da adottare per l'impianto, è necessario inviare una richiesta di accesso agli incentivi tramite il Portale FER-E, accessibile registrandosi all'Area Clienti del sito. Il gestore dell'impianto deve trasmettere la documentazione necessaria in formato digitale al GSE, a questo punto il GSE valuta la richiesta effettuando:

- la verifica dei dati caricati sul Portale FER-E;
- l'esame tecnico e amministrativo di tutte le informazioni e della documentazione inviata;
- individuazione della tariffa di riferimento da riconoscere e della data di decorrenza dell'incentivazione, nonché di ogni altro parametro utile ai fini dell'erogazione degli incentivi¹⁹.

Al termine di queste fasi, entro 90 giorni dalla richiesta di accesso, il GSE comunica al gestore l'esito della valutazione.

L'ultima normativa che è stata emanata per gestire l'incentivazione del biogas è la legge n. 145/2018; tale normativa riprende le procedure, le modalità e le tariffe definite nel precedente D.M. 23/06/2016, ma estende la possibilità di accesso agli incentivi a "gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80 per cento da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto"²⁰. Secondo la L. 145/2018 sono previsti due metodi per accedere agli incentivi, a seconda della potenza installata dall'impianto:

- **Accesso diretto:** questa modalità è impiegata per impianti con potenza fino a 100 kW, essi hanno la possibilità di presentare la domanda di accesso a seguito

¹⁹ Ibidem.

²⁰ L. 30 dicembre 2018, n. 145.

dell'entrata in esercizio dell'impianto;

- **Iscrizione ai Registri:** questo metodo è impiegato per impianti con potenza superiore a 100 kW e fino a 300 kW, i quali devono essere iscritti allo specifico Registro per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile e possono presentare domanda dopo aver realizzato l'impianto (anche gli impianti fino a 100 kW possono optare per l'iscrizione al Registro invece dell'accesso diretto)²¹.

1.3.1 Incentivi per il biometano in Italia

Una delle prime normative italiane che si è occupata degli incentivi per la produzione del biometano è stato il decreto 5 dicembre 2013 («decreto Biometano»), il quale entrato in vigore il 18 dicembre 2013. Questo decreto prevedeva che avessero diritto agli incentivi le seguenti tipologie di impianti:

- **Nuovi impianti:** sono impianti di produzione del biometano che sono entranti in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del decreto, in cui tutte le componenti necessarie alla produzione, al convogliamento, alla depurazione e alla raffinazione del biogas sono nuove;
- **Impianti riconvertiti:** sono impianti per la produzione e utilizzazione del biogas che sono stati convertiti parzialmente o totalmente alla produzione del biometano e che sono entrati in esercizio entro cinque anni dalla data di entrata in vigore del decreto; questi impianti hanno diritto a ricevere una parte delle incentivazioni destinate per i nuovi impianti²².

Inoltre, il decreto ha definito diverse tipologie di incentivazioni per il biometano in funzione dell'uso che ne viene fatto, come si può osservare nella Tabella 1.4.

²¹ Gestore Servizio Energia, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-l-145-2018-biogas>.

²² A. N. Negri, 2015, Meccanismi di incentivazione della produzione di Biometano.

Tabella 1.4: Tipologie di incentivo previste dal decreto 5 dicembre 2013.

Meccanismo di incentivazione	Durata dell'incentivazione		Modalità di erogazione
	<i>Nuovo impianto</i>	<i>Impianto riconvertito</i>	
Biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale	20 anni	20 anni o periodo residuo incentivo per energia elettrica + 5 anni	Tariffa/incentivo
Biometano utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale	20 anni	20 anni o periodo residuo incentivo per energia elettrica + 5 anni	Titoli CIC
Biometano utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento	20 anni	20 anni o periodo residuo incentivo per energia elettrica + 5 anni	Tariffa/incentivo per energia elettrica

Per quanto riguarda il primo caso, cioè quando il biometano viene immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, sono previste due tipologie di incentivazione:

1. Tipologia A1: gli incentivi sono rivolti agli impianti con capacità produttiva superiore a 250 Smc²³/ora che impieghino sottoprodotti o rifiuti in una percentuale pari almeno al 50% in peso; per gli impianti che hanno una capacità di produzione inferiore a 250 Smc/ora non vengono richiesti particolari requisiti per accedere agli incentivi. In questo caso gli incentivi vengono calcolati con la seguente formula (1.3):

$$\text{Incentivo A1} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = (2 * P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}} - P_{\text{mediom}_{\text{mbil}}}) \quad (1.3)$$

In cui $P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}}$ è il prezzo medio annuo del gas naturale, riscontrato nell'anno 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale e $P_{\text{mediom}_{\text{mbil}}}$ è il prezzo medio mensile

²³ Lo standard metro cubo esprime la quantità di gas contenuta in un metro cubo alla temperatura di 15 C° e pressione atmosferica.

del gas naturale, nello stesso mercato, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete²⁴;

2. Tipologia A2: gli impianti che presentano una capacità inferiore o uguale a 500 Smc/ora oltre ad avere la possibilità di vendere direttamente il biometano sul mercato possono anche optare per il ritiro del biometano da parte del GSE; per questo secondo caso al produttore viene riconosciuto un prezzo per il ritiro che viene calcolato con la formula seguente (1.4):

$$\text{Prezzo ritiro} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = 2 * P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}} \quad (1.4)$$

In cui $P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}}$ rappresenta il prezzo medio annuo del gas naturale, riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale.

In entrambe le tipologie il GSE fornisce le incentivazioni previste e, nel caso in cui produttore lo richieda, ritira il biometano prodotto e lo rivende sull'apposito mercato del gas naturale

Il secondo caso considera il biometano che è utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale; esso presenta una sola tipologia di incentivazione che sono i Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di biocarburanti (1CIC = 10 Gcal). Con questo sistema i produttori di biometano stipulano un contratto bilaterale di fornitura con i soggetti che sono obbligati ad immettere in consumo una certa quota di biocarburanti; il GSE in questo caso si occupa solamente di effettuare dei controlli sui soggetti coinvolti e non eroga più le incentivazioni. Inoltre se il biometano è prodotto a partire da: frazione biodegradabile dei rifiuti a valle della raccolta differenziata, sottoprodotti destinati alla produzione di carburanti o a fini energetici, alghe e materie prime di origine non alimentare e gas di discarica²⁵, è previsto il *double counting*, cioè 1 CIC vale 5 Gcal.

L'ultimo caso che si osserva è quando il biometano è utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), che prevede una singola tipologia di incentivazione, che è costituita dal riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica definite dal DM 6 luglio 2012; infatti il decreto prevede delle "tariffe incentivanti base" differenti a seconda della tipologia di fonte rinnovabile che viene impiegata e della potenza dell'impianto CAR. Come nel caso precedente, il soggetto produttore di biometano stipula un contratto bilaterale, ma qui il secondo soggetto coinvolto sono coloro che utilizzano il biometano per la

²⁴ Negri, op. cit., p. 24.

²⁵ Ibidem.

produzione elettrica. Inoltre, come per i CIC, anche per questa tipologia di incentivazione il GSE realizza solamente i controlli e le verifiche.

Come si è potuto evincere, in Italia l'autorità che si occupa degli incentivi è il GSE; il quale ha il compito di qualificare gli impianti e verificare che siano presenti i requisiti necessari all'accesso e al mantenimento degli incentivi. Inoltre, il GSE si occupa dell'ottenimento dal produttore dei contratti di fornitura di gas naturale e biometano e le relative fatturazioni, per garantire il rilascio dei CIC, oltre a ciò esso gestisce il ritiro (in maniera opzionale) e la vendita del biometano nel mercato.

Successivamente il decreto del 2013 è stato modificato con l'introduzione del Decreto interministeriale del 2 marzo 2018, il quale rappresenta un provvedimento strategico che ha come obiettivo quello di favorire l'impiego delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, per questo motivo il decreto cerca di promuovere in particolar modo l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati in questo particolare settore.

Gli obiettivi principali individuati con il decreto del 2018 sono:

- promuovere maggiormente l'utilizzo del biometano per i trasporti, anche allo scopo di raggiungere gli obiettivi definiti dalle direttive europee in termini di utilizzo di carburanti rinnovabili nei trasporti. L'onere dell'incentivo è distribuito sui soggetti che hanno l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (Soggetti Obbligati)²⁶;
- favorire le riconversioni degli impianti a biogas, con conseguente riduzione dei costi della componente ASOS della bolletta elettrica²⁷;
- promuovere l'incentivazione di impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano²⁸.

Il decreto del 2018 prevede che ai produttori di biometano (impiegato nel settore dei trasporti) siano rilasciati i Certificati di Immissione in Consumo (CIC), calcolati secondo le procedure del GSE: ciascun CIC attesta l'immissione in consumo di 10 Gcal di biocarburanti, mentre nel caso di immissione in consumo di biocarburanti avanzati, il singolo certificato attesta l'immissione in consumo di biocarburanti pari a 5 Gcal. In particolare per i produttori di metano avanzato è previsto:

- a) il riconoscimento di un valore pari a 375€ per ogni CIC riconosciuto, considerando

²⁶ Gestore Servizio Energia, <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/biometano/incentivi>.

²⁷ Ibidem.

²⁸ Ibidem.

anche le eventuali maggiorazioni previste nella quantificazione dei titoli spettanti. Tale incentivazione ha durata massima di 10 anni; successivamente si ha diritto al solo rilascio dei CIC (che possono essere venduti ad altri operatori);

- b) il ritiro, da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul Mercato a Pronti del gas naturale o, in alternativa, la vendita effettuata autonomamente²⁹.

Come si può osservare nella Tabella 1.5, in funzione della tipologia di biometano prodotta si osservano alcune differenze negli incentivi e nel calcolo dei ricavi.

Tabella 1.5: Incentivi e principali ricavi relativi al biometano e biometano avanzato.

Tipologia	Incentivo	Ricavi vendita	Durata
<i>Biometano</i>	CIC + maggiorazioni per materie prime	Biometano sul mercato	Vita impianto
<i>Biometano avanzato</i>	375 €/CIC + maggiorazioni per impianti pertinenti	Ritiro Biometano GSE, o Biometano sul mercato	Massimo 10 anni*

Inoltre il decreto stabilisce quali sono gli impianti che possono usufruire degli incentivi: i nuovi impianti di produzione di biometano che entrano in esercizio dopo l'entrata in vigore del decreto (20 marzo 2018) ed entro il 31 dicembre 2022, quelli esistenti riconvertiti parzialmente o totalmente entro la stessa data, anche con incrementi di potenza e gli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022. In aggiunta, gli impianti che producono il biogas, ma sono soggetti ad una riconversione a biometano, anche se sono già incentivati sulla produzione elettrica possono accedere agli incentivi come se fossero nuovi impianti di biometano³⁰.

Per ottenere questi incentivi il produttore di biometano deve richiedere all'autorità competente (GSE) la qualifica, la quale può essere reclamata dopo l'entrata in esercizio dell'impianto oppure durante la fase di progettazione o realizzazione dell'impianto. L'autorità rilascia la qualifica dopo 120 giorni dalla richiesta.

²⁹ Ibidem.

³⁰ Ibidem.

2. La digestione anaerobica

2.1 La digestione anaerobica tradizionale

La digestione anaerobica è un processo molto complesso attraverso il quale è possibile degradare la sostanza organica tramite l'impiego di microrganismi che operano in condizione di anaerobiosi, ossia in assenza di ossigeno molecolare o legato ad altri elementi, come nel caso dell'azoto nitrico³¹. Questo processo risulta più complicato rispetto alla degradazione aerobica perché per essere attivato e mantenuto richiede particolari condizioni in ognuno degli stadi che lo compongono, le quali vengono garantite tramite un delicato equilibrio fra diversi parametri chimico-fisici.

La digestione anaerobica di un substrato organico si realizza in quattro fasi: l'idrolisi, l'acidogenesi, l'acetogenesi e la metanogenesi. In ognuno di questi stadi intervengono diversi ceppi di microrganismi specializzati in grado di utilizzare e degradare i prodotti generati nelle fasi precedenti, come i batteri idrolitici nella prima fase, i batteri acidificanti nella seconda e nella terza e infine i batteri metanigeni nell'ultima fase. Nella Figura 2.1 è possibile osservare in modo sintetico il processo di digestione anaerobica.

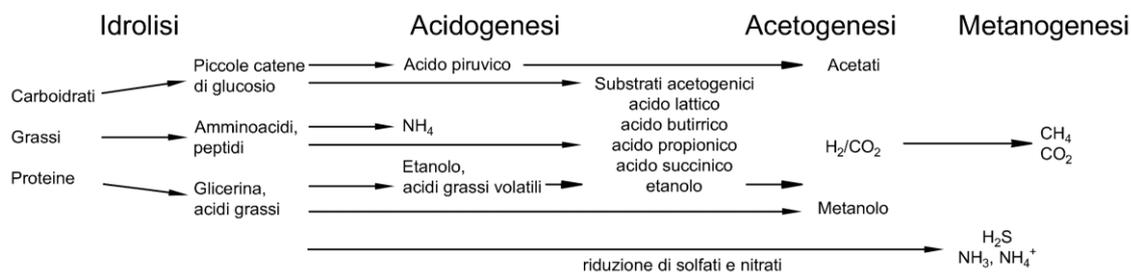


Figura 2.1: Schema del processo di digestione anaerobica.

Tale processo determina la generazione di tre prodotti principali: il digestato acidogenico, il digestato metanogenico e il biogas; quest'ultimo costituisce il prodotto finale più abbondante della digestione anaerobica.

Il digestato acidogenico è un composto organico stabile e fibroso, che contiene principalmente lignina, cellulosa, componenti minerali e da una matrice di cellule batteriche

³¹ Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), *Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi*, 2005.

morte. Questa sostanza presenta delle caratteristiche chimico-fisiche molto simili al compost domestico e per questo motivo può essere impiegato come suo sostituto oppure può essere utilizzato in campo edilizio.

Il digestato metanogenico è una miscela fangosa contenente elevate concentrazioni di nutrienti come azoto, potassio, calcio e zolfo; comunque la sua composizione è strettamente collegata alle sostanze presenti nel substrato degradato. Viste la grande presenza di nutrienti al suo interno esso viene largamente impiegato come fertilizzante.

Il biogas è una miscela gassosa che viene prodotta tramite la degradazione della sostanza organica in condizioni anaerobiche; questa miscela si compone prevalentemente da metano e anidride carbonica, ma presenta anche tracce di altri gas come idrogeno e acido solfidrico. Il biogas rappresenta un combustibile gassoso che può essere impiegato produrre energia elettrica e/o energia termica; spesso si impiegano sistemi cogenerativi, i quali tramite la combustione del gas generano entrambe le energie. Nel caso in cui si impieghi questo tipo di assetto l'energia termica può essere impiegata per il teleriscaldamento oppure anche per riscaldare i digestori e mantenere la temperatura nei reattori adeguata al processo. Tuttavia il gas più importante della miscela è il metano poiché è lui che determina il potere calorifico dell'intero composto; il contenuto di metano all'interno del biogas varia in funzione del tipo di substrato organico che subisce la degradazione e dalle condizioni di processo e può variare da un minimo del 50% a circa l'80%³².

2.1.1 Fasi della digestione anaerobica

La digestione anaerobica è un processo biologico che, come già descritto in precedenza, si realizza in quattro fasi: idrolisi, acidogenesi, acetogenesi, metanogenesi; in ciascuna di esse si realizzano reazioni biochimiche specifiche, prodotte da differenti ceppi di microrganismi specializzati, come si può osservare nella Figura 2.2.

³² E. Lorenzatto, *Produzione di biogas da scarti del processo di lavorazione del caffè: indagini sperimentali e valutazioni energetiche e ambientali*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2018.

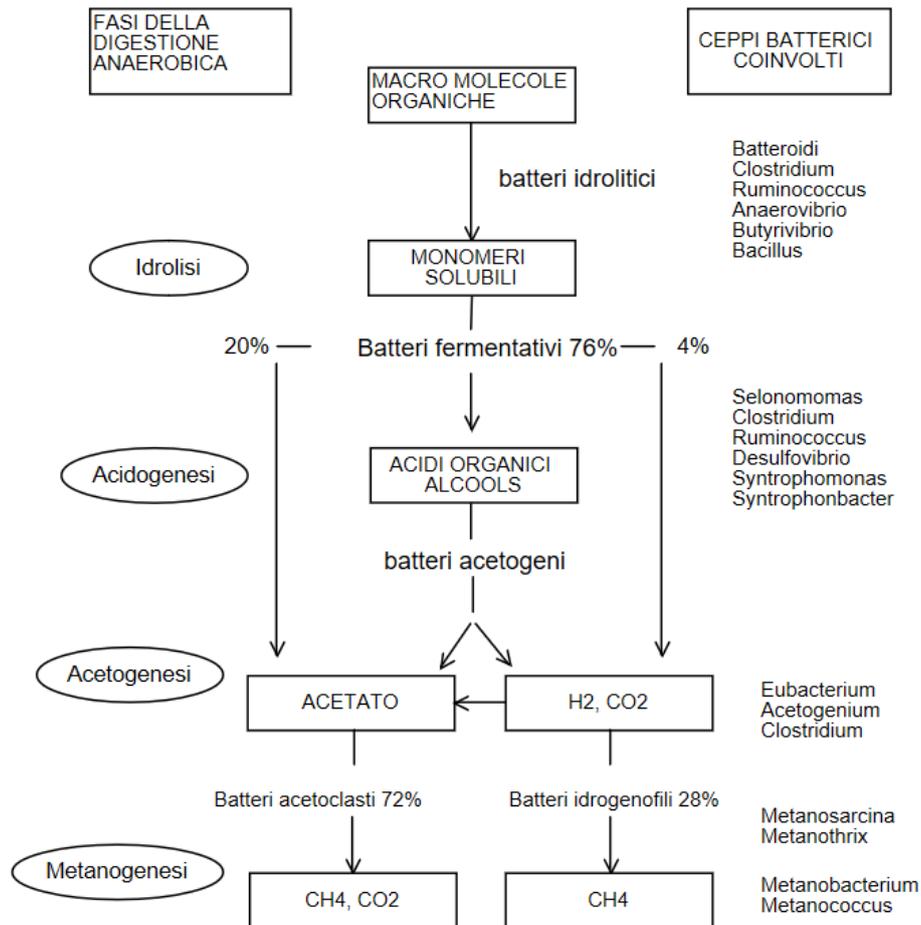


Figura 2.2: Schema delle principali fasi della digestione anaerobica (APAT, 2005).

Idrolisi

Durante la fase dell'idrolisi agiscono i batteri idrolitici, i quali producono enzimi extracellulari in grado di scindere le molecole organiche complesse come proteine, grassi e carboidrati in molecole più semplici come oligomeri e monomeri (amminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi)³³. L'idrolisi più rapida è quella dei carboidrati, i quali impiegano soltanto poche ore per essere degradati, mentre per le proteine e i lipidi sono necessari alcuni giorni. Tuttavia le sostanze che vengono degradate più lentamente sono cellulose lignee e lignine, le quali spesso non vengono completamente distrutte.

L'idrolisi è una fase piuttosto lenta ed è considerata la fase limitante dell'intero processo di digestione anaerobica, poiché essa può essere inibita dall'accumulo di amminoacidi e zuccheri³⁴.

³³ APAT, op. cit., p.29.

³⁴ Ibidem.

Acidogenesi

Le sostanze organiche generate durante la fase idrolitica, quali amminoacidi, zuccheri e acidi organici a catena lunga, vengono impiegati come substrati dai batteri fermentativi e vengono trasformati in acidi grassi volatili (propionato e butirato), alcoli, H₂S, H₂ e CO₂. La produzione di questi acidi provoca la diminuzione del pH all'interno del substrato e ciò favorisce lo sviluppo dei batteri fermentativi che operano durante l'acidogenesi. Al contrario della fase precedente, l'acidogenesi è molto rapida.

Acetogenesi

Durante la fase dell'acetogenesi operano i batteri acetogeni, i quali partono dagli acidi prodotti dall'acidogenesi e li trasformano in acido acetico, acido formico, H₂ e CO₂. È importante ricordare che non è sempre possibile distinguere con precisione le reazioni acidogeniche e acetogeniche.

Metanogenesi

L'ultima fase è la metanogenesi, in cui i prodotti ottenuti dai batteri acetogeni vengono impiegati dai batteri metanigeni per sintetizzare il metano. Il metano viene prodotto da parte di due differenti tipologie di batteri: gli idrogenotrofi e gli acetoclastici. Circa i due terzi del metano prodotto derivano dai batteri acetoclastici, i quali degradano anaerobicamente l'acido acetico e producono metano e biossido di carbonio. La restante parte di metano viene prodotto dai batteri idrogenotrofi tramite l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno e riduzione della CO₂. Le reazioni biochimiche realizzate dai batteri metanigeni sono piuttosto lente e inoltre queste popolazioni microbiche risultano essere estremamente sensibili ad eventuali variazioni delle condizioni operative, per questi motivi la fase metanigena insieme alla fase idrolitica risultano essere gli stadi limitanti dell'intero processo di digestione anaerobica.

In alcuni casi, a monte di queste quattro fasi si realizzano dei pretrattamenti di differente tipologia sul substrato da degradare, in questo modo si cerca semplificare i processi di digestione e di incrementare la produzione del biogas.

2.1.2 Parametri di gestione del processo

Per quanto riguarda i principali parametri legati alla digestione anaerobica, essi si possono dividere in due gruppi: i parametri che influenzano la stabilità del processo e i parametri di gestione del reattore. Tali parametri permettono di dimensionare, controllare e gestire il processo di digestione.

2.1.2.1 Parametri di stabilità della digestione anaerobica

I microrganismi che lavorano nel processo di digestione anaerobica, in particolar modo le specie impiegate nella fase di metanogenesi, risultano essere fortemente influenzate dai parametri ambientali in cui operano, come ad esempio la temperatura, il pH, la presenza di sostanze tossiche o la concentrazione dei nutrienti; per questo motivo per garantire che l'intero processo risulti il più efficiente possibile, è necessario monitorare costantemente tali parametri. Inoltre controllando in modo adeguato questi parametri è possibile massimizzare la produzione di biogas.

Temperatura

Come già descritto in precedenza la temperatura gioca un ruolo fondamentale nella definizione delle cinetiche di crescita della biomassa e della degradazione del substrato organico e in particolare si possono individuare tre regimi di lavoro in funzione della temperatura impiegata nel processo:

- regime psicrofilo fra $4 \div 20$ °C;
- regime mesofilo fra $20 \div 40$ °C;
- regime termofilo fra $45 \div 70$ °C.

Nella maggior parte dei casi il processo viene realizzato in condizioni mesofile poiché permettono di ottenere una digestione anaerobica più stabile e meno condizionata dalle variazioni dei parametri ambientali; raramente vengono impiegati il regime psicrofilo e termofilo, poiché il primo è caratterizzato da cinetiche di reazioni lente e il secondo anche se permette di avere cinetiche elevate non garantisce la stabilità del processo³⁵.

Inoltre le specie di batteri che compongono la biomassa in un reattore di digestione anaerobica sono eterogenee e la variazione di temperatura porta come effetto non solo la variazione delle cinetiche, ma anche la sostituzione di tali specie batteriche, che risultano attive solo per certi intervalli ristretti di temperatura³⁶.

pH, Acidi Grassi Volatili e Alcalinità

Il parametro del pH è uno fra i più importanti per il processo di digestione anaerobica perché

³⁵ T. Cotroneo, *Effetto dei Pretrattamenti sulla Digestione Anaerobica dei Fanghi di Supero*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2018.

³⁶ APAT, op. cit., p. 29.

permette di comprendere l'andamento del procedimento e fornisce informazioni riguardo la sua stabilità; inoltre le differenti popolazioni batteriche operanti durante la digestione risultano molto sensibili ai differenti valori del pH, infatti i batteri fermentativi dell'acidogenesi lavorano in maniera ottimale a pH leggermente acidi, mentre i batteri metanigeni operano meglio quando il pH è prossimo alla neutralità 7 e 7.5. Quindi se il valore del pH tende a valori basici l'interno processo verrebbe inibito con conseguente riduzione della produzione del biogas.

Tuttavia non è sufficiente valutare solo il pH per monitorare il processo, ma è necessario controllare anche la concentrazione di acidi grassi volatili (VFAs) e l'alcalinità. Per quanto riguarda la concentrazione dei VFAs, essa viene espressa in termini di acido acetico o di COD in funzione del substrato trattato e può variare da 200 a 2000 mgAc/l³⁷; tuttavia non è la concentrazione assoluta ad essere impiegata per valutare la stabilità del processo, piuttosto la variazione di tale concentrazione. Infatti se si osservano rapide variazioni e la concentrazione aumenta significa che i processi si stanno spostando dalla metanogenesi all'acidogenesi.

L'altro parametro da considerare è l'alcalinità, essa rappresenta la capacità di un sistema di neutralizzare protoni e viene espressa in termini di concentrazione di carbonato di calcio (CaCO₃)³⁸. L'alcalinità risulta essere molto importante all'interno della digestione anaerobica poiché in caso di incremento del carico organico all'interno del digestore si verifica l'aumento delle capacità idrolitiche e acidificanti, le quali possono determinare una maggiore crescita dei batteri acidogenici rispetto a quelli metanogenici; inoltre questo fenomeno è facilitato dal fatto che la biomassa metanigena presenta dei tassi di crescita lenti a differenza della biomassa acidogenica. In queste condizioni si genera un incremento della concentrazione degli acidi grassi volatili e quindi un abbassamento del pH, pertanto risulta necessaria la capacità tamponante del sistema (alcalinità), ossia la capacità di neutralizzare tale abbassamento.

Valutare il rapporto fra VFAs e alcalinità, oltre al pH, è fondamentale perché esse permettono di ottenere informazioni immediate riguardo l'equilibrio del processo; infatti le variazioni di pH danno sì indicazioni sulla stabilità del processo, ma queste oscillazioni si manifestano solo quando il carbonato di calcio non esercita più la sua azione tamponatrice³⁹.

³⁷ Ibidem.

³⁸ Ibidem.

³⁹ T. Cotroneo, op. cit., p. 33.

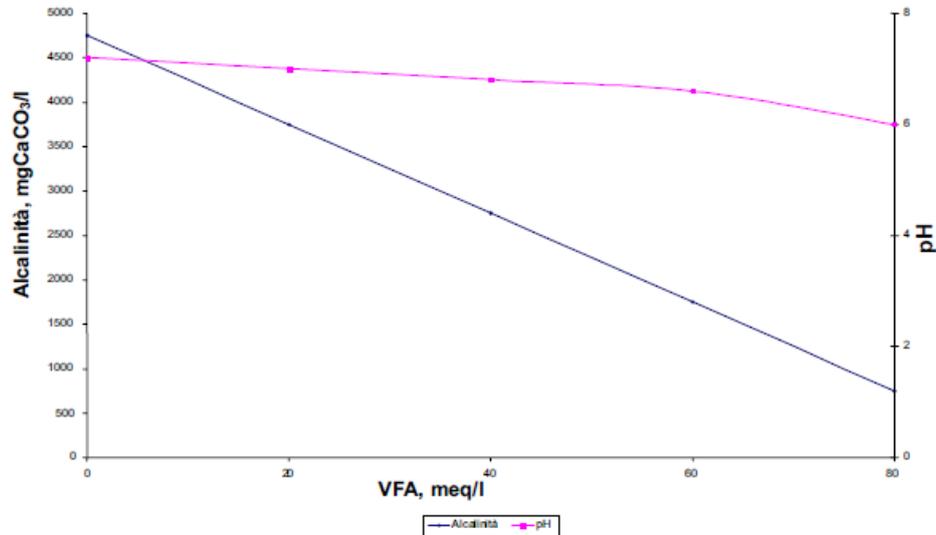


Figura 2.2: Andamento del pH e della concentrazione del bicarbonato in funzione dell'acidit  del mezzo (APAT,2005).

Sostanze inibenti e micro-nutrienti

Il processo di digestione anaerobica pu  essere fortemente compromesso dalla presenza nel substrato organico di particolari sostanze o per la loro concentrazione, come NH₃, H₂S, metalli pesanti, solfuri o composti azotati⁴⁰. Tali sostanze hanno la capacit  di inibire le reazioni metaboliche che si realizzano durante la digestione anaerobica e quindi vanno a ridurre la produzione del biogas. Si pu  osservare l'esempio del NH₃ che a concentrazioni superiori a 200 mg/L agisce sull'attivit  dei batteri metanigeni, inibendo il processo; oppure dei metalli pesanti, i quali non essendo biodegradabili tendono ad accumularsi rapidamente nel substrato e per concentrazioni fra 5-8 mg/L compromettono seriamente l'intero processo⁴¹. Tuttavia queste sono solo alcune delle sostanze che possono interferire con la realizzazione della digestione anaerobica.

La digestione anaerobica si realizza tramite l'impiego di popolazioni microbiche e per questo motivo pu  essere influenzata dalla presenza di nutrienti e micro-nutrienti come azoto e fosforo. Un parametro molto importante per il processo   il rapporto fra carbonio e azoto C/N, il quale dovrebbe essere fra 20:1 e 30:1 per ottimizzare la produzione di CH₄. Se il rapporto   ridotto significa che l'azoto nel substrato   in concentrazioni elevate ed in particolare si verifica un accumulo di azoto ammoniacale che, come gi  detto, pu  inibire l'attivit  batterica; mentre se il rapporto   elevato si ha che il carbonio   in concentrazioni eccessive e ci  potrebbe portare ad un accumulo di VFAs, sostanze che potrebbero compromettere il

⁴⁰ Ibidem.

⁴¹ Ibidem.

processo.

Potenziale redox

Il potenziale redox o di ossido-riduzione indica la tendenza di una specie chimica a ridursi cioè ad acquistare elettroni. La digestione anaerobica necessita valori fra -300 e -330 mV per realizzarsi.

2.1.2.2 Parametri di gestione del reattore

Il substrato utilizzato nel processo viene definito tramite i seguenti parametri:

- **Solidi Totali (TS):** rappresentano il contenuto di sostanza secca di un campione e vengono determinati tramite un essiccamento in stufa a 105°C per 24 h. È possibile affermare che in prima approssimazione descrivono la somma fra la frazione organica e quella inerte del substrato.
- **Solidi Totali Volatili (TVS):** definiscono la frazione di sostanza secca che è volatilizzata a seguito di una combustione di un campione a 550°C fino a peso costante. Essi, in prima approssimazione, sono considerati la frazione organica della sostanza secca, la quale può essere ottenuta anche come la differenza di TS e TFS; quest'ultimi sono i Solidi Totali Fissi, che rappresentano la frazione inerte del substrato (principalmente composti inorganici) che rimane dopo il trattamento a 550°C.
- **Chemical Oxygen Demand (COD):** è la quantità di ossigeno necessaria per realizzare la completa ossidazione chimica dei composti organici.
- **Biochemical Oxygen Demand (BOD):** è la quantità di ossigeno consumata in 5 giorni, necessaria ad una certa specie batterica per realizzare l'ossidazione biologica della sostanza organica nel substrato.

I termini visti in precedenza sono fondamentali per definire il substrato, tuttavia per realizzare il corretto dimensionamento del processo e per garantirne il controllo sono necessari i seguenti parametri operativi:

1. Tempo di residenza idraulico (HRT)

Il tempo medio di residenza idraulica può essere definito con l'espressione 2.1.

$$HRT = \frac{V}{Q} \quad (2.1)$$

Dove:

- ♦ HRT è il tempo medio di residenza idraulico, [giorni];
- ♦ V è il volume del reattore, [m³];
- ♦ Q è la portata al reattore, [m³/giorno]⁴².

Questo parametro rappresenta il tempo di permanenza di ciascun elemento fluido nel reattore; tuttavia questo risulta vero solo nel caso di reattori ideali, mentre se si parla di reattori reali esso è considerato il tempo di permanenza medio per i vari elementi di fluido, i quali rimarranno nel reattore per tempi differenti in funzione delle caratteristiche del reattore stesso, come la geometria⁴³. Generalmente l'HRT, in condizioni mesofile, assume un valore che varia fra i 15 e i 30 giorni, mentre in condizioni termofile i tempi sono inferiori.

2. Tempo di residenza dei fanghi (SRT)

Il tempo medio di residenza dei fanghi nel reattore viene descritto tramite l'espressione 2.2.

$$SRT = \frac{V * X}{W} \quad (2.2)$$

Dove:

- ♦ SRT è il tempo medio di residenza dei fanghi, [giorni];
- ♦ V è il volume del reattore, [m³];
- ♦ X è la concentrazione dei solidi volatili all'interno del reattore, [kgTVS/m³];
- ♦ W è la portata di sostanza volatile estratta dal reattore, [kgTVS/giorno]⁴⁴.

È possibile garantire le condizioni di stato stazionario, che si verificano quando la concentrazione di biomassa attiva rimane costante nel tempo all'interno del reattore, se la quantità di biomassa generata per crescita cellulare è uguale alla quantità estratta dal reattore biologico⁴⁵.

⁴² APAT, op. cit., p. 29.

⁴³ Ibidem.

⁴⁴ Ibidem.

⁴⁵ Ibidem.

3. Carico organico volumetrico (OLR)

Il carico organico volumetrico è definito tramite la seguente espressione:

$$OLR = \frac{Q * S}{V} \quad (2.3)$$

Dove:

- ♦ OLR è il fattore di carico organico volumetrico in termini di substrato riferito al volume del reattore, [kg_{substrato}/ m³_{reattore} giorno];
- ♦ Q è la portata influente, [m³/giorno];
- ♦ S è la concentrazione di substrato nella portata influente, [kg/m³];
- ♦ V è il volume del reattore, [m³]⁴⁶.

Questo parametro influenza la produzione di biogas, infatti l'incremento dell'OLR genera un incremento della produzione di biogas; tuttavia nel caso in cui si immettano elevate portate di substrato organico si può verificare l'inibizione del processo, poiché se il carico organico è troppo alto la concentrazione di acidi grassi volatili aumenta e ciò può condurre ad una acidificazione irreversibile del sistema.

4. Fattore di carico organico (CF)

Il CF rappresenta la quantità di substrato organico introdotto nel reattore riferita alla quantità di sostanza volatile presente nel reattore nell'unità di tempo.

$$CF = \frac{Q * S}{V * X} \quad (2.4)$$

Dove:

- ♦ CF è il fattore di carico organico in termini di substrato (riferito alla biomassa o a i solidi volatili nel reattore), [kg_{substrato}/kgTVS giorno];
- ♦ Q è la portata influente, [m³/giorno];
- ♦ S è la concentrazione di substrato nella portata influente, [kgTVS/m³];
- ♦ V è il volume del reattore, [m³];
- ♦ X è la concentrazione dei solidi volatili all'interno del reattore, [kgTVS/m³]⁴⁷.

⁴⁶ Ibidem.

⁴⁷ Ibidem.

5. Produzione del biogas

La produzione specifica di biogas (SGP) rappresenta la quantità di biogas generata in funzione della quantità di sostanza organica volatile alimentata al reattore.

$$SGP = \frac{Q_{biogas}}{Q * S} \quad (2.5)$$

Dove:

- ♦ SGP è la produzione specifica di biogas, [$m^3_{biogas}/kg_{substratoalimentato}$];
- ♦ Q_{biogas} è la portata di biogas prodotto, [$m^3/giorno$];
- ♦ Q è la portata influente, [$m^3/giorno$];
- ♦ S è la concentrazione di substrato nella portata influente, [$kg_{substrato}/m^3$]⁴⁸.

Questo parametro viene impiegato per definire le rese della digestione anaerobica e risulta dipendente dalla biodegradabilità del substrato da degradare e dalle caratteristiche del processo adoperato⁴⁹.

Inoltre è possibile definire anche un altro parametro correlato alla produzione del biogas: la velocità di produzione del biogas (GPR).

$$GPR = \frac{Q_{biogas}}{V} \quad (2.6)$$

Dove:

- ♦ GPR è la velocità di produzione del biogas, [$m^3_{biogas}/m^3_{reattore} giorno$];
- ♦ Q_{biogas} è la portata di biogas prodotto, [$m^3/giorno$];
- ♦ V è il volume del reattore, [m^3]⁵⁰.

2.1.3 Conformazioni impiantistiche

Il processo di digestione anaerobica può essere realizzato seguendo differenti conformazioni impiantistiche, le quali si differenziano in funzione: della temperatura, del numero di stadi, del tenore della sostanza secca e infine del sistema di alimentazione.

⁴⁸ Ibidem.

⁴⁹ Ibidem.

⁵⁰ Ibidem.

Temperatura

Il processo, come già descritto in precedenza, si può svolgere in tre differenti regimi di temperatura:

- regime psicrofilo fra 4÷20 °C;
- regime mesofilo fra 20÷40 °C;
- regime termofilo fra 45÷70 °C.

Generalmente le condizioni mesofile e termofile sono quelle più largamente impiegate, rispetto alla condizione psicrofila poiché all'aumentare delle temperature la durata del processo si riduce; infatti i sistemi che lavorano in condizioni termofili hanno durata inferiore rispetto alle altre due tipologie. Inoltre esiste un ulteriore vantaggio nel lavorare ad elevate temperature, cioè la rimozione dei microrganismi patogeni dal substrato; tuttavia lavorare ad alte temperature ha consumi energetici maggiori.

Tabella 2.1: Vantaggi dei regimi mesofilo e termofilo nella digestione anaerobica⁵¹.

Regime mesofilo	Regime termofilo
Minor consumo energetico	Cinetiche di reazione più veloci
Minori superfici di scambio per il riscaldamento	Maggiori carichi organici
Minor concentrazione di NH ₃ disciolta	Minori tempi di residenza
Minor formazione di composti organici volatili	Maggiori rese
	Maggiore abbattimento microrganismi patogeni

Numero di stadi

La digestione anaerobica, in funzione della separazione fisica degli stadi, può avere due differenti configurazioni:

- mono-stadio: si verifica quando tutte le fasi del processo avvengono contemporaneamente in un unico reattore;

⁵¹ T. Cotroneo, op. cit., p. 33.

- bi-stadio: si verifica quando si hanno due reattori, nel primo avvengono la fase di idrolisi e la fase acida, mentre nel secondo avviene da sola la fase metanigena.

Durante le fasi acidogenesi e acetogenesi si producono delle sostanze acide che generano una riduzione del pH, la quale potrebbe provare un'inibizione dell'attività dei batteri metanigeni e quindi ridurre la produzione del biogas; per questo motivo impiegare un sistema bi-stadio, in cui i processi sono separati, permette di eliminare la competizione fra le diverse popolazioni microbiche e aumentare la formazione del biogas.

Tabella 2.2: Vantaggi dei sistemi mono-stadio e bi-stadio nella digestione anaerobica⁵².

Mono-stadio	Bi-stadio
Maggiore semplicità impiantistica	Possibilità di lavorare a temperature differenti
Minori costi impiantistici	Minore competizione fra popolazioni batteriche
	Maggior controllo sul processo
	Maggiore formazione di biogas

Tenore sostanza secca

I digestori in funzione del contenuto di sostanza secca al loro interno si possono distinguere in:

- digestore a umido (*wet*): il substrato presenta un tenore di sostanza secca < 10%;
- digestore a secco (*dry*): il substrato presenta un tenore di sostanza secca > 20%;
- digestore a semisecco (*semi-dry*): il substrato presenta valori intermedi fra il 10 e il 20% di sostanza secca.

I sistemi di tipo *semi-dry* rappresentano la tipologia meno diffusa di digestori anaerobici, infatti generalmente si prediligono le altre due soluzioni impiantistiche. Per quanto riguarda i digestori *wet* e *semi-dry* richiedono l'aggiunta di una certa quantità di acqua all'interno del reattore, la quale porta ad avere volumi di digestato da trattare e riscaldare maggiori, ma garantisce la diluizione di sostanze tossiche.

⁵² Ibidem.

Tabella 2.3: Vantaggi dei sistemi dry e wet nella digestione anaerobica⁵³.

<i>Dry</i>	<i>Wet</i>
Minore volume dei reattori	Diluizione dei picchi di substrato e sostanze tossiche
Maggiori carichi organici	Diffusione del calore nel reattore più semplice

Sistema di alimentazione

Infine i digestori anaerobici possono essere differenziati in funzione della frequenza di alimentazione del substrato all'interno del reattore, nelle seguenti tipologie:

1. Reattori batch

Questa tipologia di reattori prevede un'alimentazione del substrato di tipo discontinua; infatti inizialmente i reagenti vengono introdotti tutti insieme nel reattore, successivamente quest'ultimo viene chiuso e si realizza il processo. Un sistema di miscelazione garantisce che il substrato interno sia omogeneo in ogni punto del reattore in ogni momento, tuttavia la sua composizione non rimane costante, ma varia nel tempo. Il ciclo viene interrotto quando la sostanza organica ha raggiunto il massimo grado di conversione, a questo punto il digestato e il biogas vengono estratti dal reattore.

In questa tipologia di digestore anaerobico la durata del ciclo può essere definita pari al tempo di residenza idraulica (HRT, *Hydraulic Retention Time*), il quale può essere definito:

$$HRT = \frac{C - C_0}{r_c} \quad (2.7)$$

Dove:

- ♦ HRT è il tempo di residenza idraulica;
- ♦ C è la concentrazione iniziale del substrato;
- ♦ C₀ è la concentrazione finale del substrato;
- ♦ r_c è la velocità della reazione di utilizzo del substrato⁵⁴.

⁵³ Ibidem.

⁵⁴ Ibidem.

2. Reattori in continuo

I reattori in continuo sono caratterizzati da un'alimentazione continua del substrato all'interno del digestore, quindi ne deriva una continua produzione di biogas e di digestato. Anche in questo caso il tempo di stazionamento del substrato nel reattore è definito dal HRT.

Questa tipologia di digestori a sua volta può essere suddivisa in altre due categorie in funzione del comportamento idrodinamico:

- ♦ Reattori completamente miscelati (CSTR, *Continuous Stirred Tank Reactor*):

questi reattori, come i reattori batch, presentano un agitatore che permette di miscelare continuamente il substrato e garantisce che le sue caratteristiche siano perfettamente omogenee nello spazio, ma varino nel tempo. I sistemi CSTR risultano indicati quando il tenore di solidi è compreso fra il 3÷10 % e l'HRT è fra i 20÷25 giorni.

- ♦ Reattori con flusso a pistone (PFR, *Plug Flow Reactor*):

I reattori PFR presentano una geometria tubolare orizzontale, in cui non sono presenti sistemi di miscelazione; ciò che caratterizza questa tipologia di digestori continui è il fatto che la composizione del substrato risulti omogenea nelle sezioni verticali perpendicolari all'asse del cilindro, mentre varia lungo la direzione assiale. I PFR risultano particolarmente indicati quando il tenore dei solidi nel substrato è fra il 10÷14 % e l'HRT varia fra i 20÷30 giorni.

2.1.4 Produzione del biogas

Come descritto in precedenza la digestione anaerobica genera tre prodotti principali: il digestato acidogenico, il digestato metanogenico e il biogas. Per quanto riguarda il biogas esso rappresenta una miscela gassosa composta dai gas esposti nella Tabella 2.4.

Tabella 2.4: Principali costituenti del biogas della digestione anaerobica (Bonomo, 2008).

Composto	% in volume
CH ₄	55÷75
CO ₂	25÷45
H ₂ O	2 (a 20°C)
H ₂ S	0.02÷2
N ₂	< 2
O ₂	< 2
H ₂	< 1

Il biogas, dal punto di vista energetico, rappresenta il prodotto della digestione anaerobica più importante poiché tramite la sua combustione è possibile generare energia elettrica e/o energia termica. Questa valenza energetica viene fornita dalla presenza del metano nella miscela, il quale presenta un potere calorifico inferiore (PCI) pari a 35.880 kJ/Nm³; tuttavia il PCI del biogas è inferiore rispetto a questo valore, poiché la miscela comprende anche altri gas che non hanno valori così elevati di PCI. Il valore del potere calorifico inferiore del biogas varia fra 18.800 kJ/Nm³ e 25.000 kJ/Nm³ (in condizioni di temperatura e pressione pari a 0°C e 1 atm), in funzione della frazione di metano contenuta nella miscela.

2.1.4.1 Sistemi per aumentare la produzione di biogas

Il substrato impiegato per realizzare il processo fermentativo può contenere composti non completamente biodegradabili, come le sostanze lignocellulosiche, per cui il rendimento della degradazione non risulta mai pari a 1; quindi ne deriva che la produzione reale di biogas e di biometano sarà sempre inferiore rispetto a quella teorica. Nel corso degli anni si sono sviluppate alcune soluzioni per cercare di ottimizzare il processo di digestione anaerobica e la produzione di biogas, come ad esempio la realizzazione a monte della digestione di pretrattamenti oppure la realizzazione di una digestione multi-step o di una co-digestione di differenti substrati.

2.1.4.1.1 Pretrattamenti

I pretrattamenti del substrato organico alimentato nel reattore rappresentano una delle possibili soluzioni per ottimizzare il processo; infatti la loro adozione comporta notevoli vantaggi come la riduzione della pezzatura del substrato che consente di aumentare la superficie specifica, favorendo così la degradazione, la riduzione dei tempi di degradazione, l'incremento della solubilità dei composti organici complessi o il miglioramento della biodegradabilità di composti difficilmente degradabili come la lignina. Tuttavia, anche se questi sistemi garantiscono notevoli vantaggi, è importante che vengano attentamente valutati anche dal punto di vista economico poiché potrebbero richiedere notevoli costi di investimento ed esercizio e potrebbero generare anche elevati consumi energetici. Perciò è fondamentale valutare tutti questi aspetti in modo tale da capire se l'impiego dei pretrattamenti risulta essere economicamente vantaggioso o no per chi realizza la digestione.

I pretrattamenti possono essere suddivisi in diverse categorie in funzione del principio adottato:

- pretrattamenti fisico-meccanici;
- pretrattamenti termici;
- pretrattamenti chimici;
- pretrattamenti biologico-enzimatici.

Questi pretrattamenti possono essere adottati singolarmente, oppure possono essere combinati fra loro per ottimizzare il processo di digestione e la produzione di biogas.

Pretrattamenti fisico-meccanici

I pretrattamenti di tipo fisico-meccanici agiscono, tramite processi di comminazione (molitura ed estrusione) e di disgregazione (ultrasonificazione), per ridurre la pezzatura del substrato alimentato nel digestore, incrementandone così la superficie specifica e facilitando la degradazione da parte delle popolazioni microbiche.

Uno dei trattamenti meccanici più utilizzati è la molitura, la quale garantisce il miglior grado di sminuzzamento dei substrati. Il grado di sminuzzamento che è possibile ottenere risulta in funzione di alcuni elementi, come il tipo di mulino impiegato oppure la dimensione, la forma

e la velocità di rotazione degli elementi macinanti⁵⁵. I dispositivi maggiormente impiegati sono i mulini a palle e a martelli, mostrati in Figura 2.3. Tuttavia questa tipologia di pretrattamenti può essere adottata solo nel caso in cui il substrato sia stato precedentemente essiccato.



Figura 2.3: Dispositivi per la molitura, mulino a palle e mulino a martelli (Castelli,2011).

L'altro tipo di trattamento meccanico è l'estrusione, il quale combina il riscaldamento e la miscelazione allo sfibramento del substrato; infatti durante il processo il substrato subisce prima una compressione, poi viene miscelato e infine viene fatto passare tramite piccoli orifizi in modo tale da ridurne le dimensioni e sfibrarlo. Esistono differenti tipologie di questi dispositivi in commercio poiché è uno dei pochi pretrattamenti che è già stato industrializzato⁵⁶.



Figura 2.4: Estrusore utilizzato come pretrattamento nella digestione anaerobica.

⁵⁵ Silvana Castelli, *Biomasse ed energia. Produzione, gestione e processi di trasformazione*, Maggioli Editore, 2011.

⁵⁶ *Ibidem*.

Come descritto inizialmente esiste un'ulteriore tipologia di pretrattamento di tipo meccanico che va ad utilizzare gli ultrasuoni: l'ultrasonicazione. Questo processo si realizza irradiando il substrato con ultrasuoni a bassa frequenza, i quali generano una riduzione repentina della pressione nel substrato, che porta alla formazione di bolle di cavitazione. Queste bolle continuano ad aumentare di dimensione finché non collassano ed esplodono, rilasciando un'elevata quantità di energia; tale energia provoca la disgregazione delle pareti cellulari, che permette di rendere solubili polimeri organici difficilmente biodegradabili, come ad esempio la lignina. Tuttavia il processo spesso porta anche alla formazione di radicali come $\text{OH}\cdot$, $\text{HO}_2\cdot$ e $\text{H}\cdot$, che possono provocare l'ossidazione della sostanza organica. Questo processo viene utilizzato principalmente in caso di flussi liquidi.

Pretrattamenti termici

I trattamenti di tipo termico sottopongono il substrato in ingresso ad elevate temperature, tramite l'impiego di acqua ad elevata pressione; Generalmente questo processo si realizza a temperature fra i $150 \div 180$ °C, in questo modo l'emicellulosa prima e poi la lignina iniziano a solubilizzarsi, rendendo più semplice la loro degradazione da parte dei batteri. Quando il trattamento viene realizzato a temperature maggiori di 160 °C la lignina tende a solubilizzare, tuttavia questo fenomeno porta alla formazione di prodotti, come fenoli, che possono inibire o essere tossici per le popolazioni batteriche che realizzano la digestione. Inoltre si cerca di evitare di lavorare con temperature superiori a 250 °C, poiché si potrebbero generare reazioni di pirolisi.

Uno dei trattamenti termici più utilizzati è la *Steam Explosion*, durante la quale il substrato viene sottoposto per alcuni minuti a vapore a temperatura e pressione elevate (fino a 240 °C e > 10 bar), successivamente il substrato viene riportato rapidamente alla pressione atmosferica, generando una decompressione esplosiva delle cellule. Molti studi hanno evidenziato l'efficacia di questo trattamento nell'aumentare la produzione di biogas e metano, in particolare Grous et al. (2003) hanno individuato che tramite il SE la digeribilità del substrato può incrementare fino a sei volte. In funzione della tipologia di substrato che è necessario degradare, della sua pezzatura e il suo contenuto di umidità vengono individuate la temperatura e la durata del processo.

Esiste un altro tipo di pretrattamento termico, definito *Pressure Cooking*; esso è simile al processo precedente, ma invece che utilizzare il vapore, viene impiegata acqua calda che

spinge il substrato a temperatura e pressione elevate. Questo metodo permette di solubilizzare principalmente l'emicellulosa ed evitare la formazione di composti inibitori⁵⁷; generalmente si cerca di mantenere, durante il trattamento, il valore del pH tra $4 \div 7$, in modo da evitare la produzione di composti tossici.

Pretrattamenti chimici

I pretrattamenti chimici si concentrano principalmente sulle cinetiche di reazione della fase idrolitica e agisce sui legami lignocellulosici allo scopo di aumentare la biodegradabilità delle sostanze⁵⁸. Questi processi si realizzano introducendo nel substrato dei composti ossidativi che possono essere sostanze acide (trattamenti acidi) oppure sostanze basiche (trattamenti basici o alcalini).

Nei pretrattamenti acidi vengono utilizzate sostanze come acido solforico (H_2SO_4) o acido nitrico (HNO_3), queste sostanze permettono la solubilizzazione della cellulosa e dell'emicellulosa, rendendole così più facilmente degradabili da parte dei batteri. Tuttavia bisogna fare attenzione alla concentrazione di queste sostanze, infatti se si usano acidi molto concentrati c'è la possibilità che si formino sostanze inibitrici del processo di digestione, oltre al fatto che possono provocare problemi ambientali e corrosione dei macchinari. Per questi motivi si preferisce lavorare con acidi diluiti, i quali però richiedono tempi e temperature di processo maggiori ($30 \div 90$ giorni e $150 \div 180$ °C)⁵⁹.

I trattamenti basici impiegano composti come soda ($NaOH$), idrossido di calcio ($Ca(OH)_2$) oppure ammoniacca (NH_3)⁶⁰. Queste sostanze generano fenomeni di saponificazione e solvatazione, rigonfiando le pareti cellulari; in questo modo la superficie specifica delle pareti aumenta notevolmente, incrementandone la biodegradabilità⁶¹.

Pretrattamenti biologici

I trattamenti biologici si realizzano introducendo all'interno substrato alimentato, microrganismi come funghi o batteri, enzimi idrolitici oppure additivi probiotici, che sono in grado di trasformare composti organici complessi in sostanze semplici, accelerando la fase di

⁵⁷ Ibidem.

⁵⁸ T. Cotroneo, op. cit., p. 33.

⁵⁹ Ibidem.

⁶⁰ Ibidem.

⁶¹ Ibidem.

idrolisi. L'efficienza di questi trattamenti dipende da differenti fattori: la tipologia di substrato e le condizioni operative quali dimensione delle fibre, tipologia e concentrazione degli enzimi, pH e temperatura⁶².

I trattamenti biologico-enzimatici presentano differenti vantaggi, come ridotti consumi energetici, bassi costi e nessuna richiesta di manodopera specializzata; tuttavia necessitano di tempi di condizionamento lunghi, elevati superfici e un controllo meticoloso delle condizioni di sviluppo dei microrganismi⁶³.

2.1.4.2 Digestione multi-stadio e co-digestione

Un altro sistema per incrementare la produzione di biogas è quella di adottare un sistema di digestione multi-stadio; la configurazione multi-stadio più diffusa è quella bi-stadio, in cui la fase idrolitica-acidogenica si realizza separatamente dalla fase metanogenica, come già descritto in precedenza. Questa configurazione permette di aumentare l'efficienza di formazione del biogas poiché permette di evitare la concorrenza fra differenti ceppi batterici e garantisce anche una migliore stabilità del processo dal momento che è possibile lavorare a pH e temperature differenti nei due reattori. Ad esempio, il pH nel reattore in cui si realizzano le prime fasi presenta un valore compreso fra 5,5 ÷ 6,5, mentre nel reattore della fase metanogenica il pH presenta valori fra 6,5 ÷ 8,2⁶⁴. Per quanto riguarda la temperatura, alcuni studi (Ariunbataar et al. 2014) hanno osservato che lavorare in condizioni termofile nel primo reattore e in condizione mesofile nel secondo, permette di ottimizzare la produzione di biogas⁶⁵. Inoltre il sistema bi-stadio fornisce la possibilità di lavorare a carichi organici maggiori rispetto al mono-stadio e garantisce un maggior abbattimento dei microrganismi patogeni.

Nonostante la configurazione bi-stadio abbia numerosi vantaggi, presenta anche alcuni svantaggi, come maggiori costi e una maggiore complessità sia impiantistica che di gestione e un possibile accumulo di idrogeno che può inibire i batteri fermentativi⁶⁶.

Un'ulteriore possibilità per incrementare l'efficienza di produzione del biogas è quella di impiegare la co-digestione, che consiste nell'utilizzare differenti tipologie di substrati all'interno della digestione anaerobica. Generalmente si cerca di combinare substrati con

⁶² S. Castelli, op. cit., p. 46.

⁶³ Ibidem.

⁶⁴ T. Cotroneo, op. cit., p. 33.

⁶⁵ Ibidem.

⁶⁶ Ibidem.

caratteristiche complementari fra loro, in modo da evitare fenomeni di inibizione a causa dello squilibrio dei nutrienti, ed è necessario miscelare questi substrati in determinate proporzioni per garantire la migliore cooperazione⁶⁷. Tra i principali vantaggi della co-digestione si ricorda: diluizione di sostanze tossiche; controllo di umidità, alcalinità e pH; aumento delle popolazioni microbiche che lavorano nella digestione ed incremento della degradabilità del substrato⁶⁸.

2.1.5 Utilizzi del biogas

Il biogas, una volta ottenuto dal processo di digestione anaerobica, non può essere utilizzato direttamente per produrre energia, ma deve essere sottoposto ad alcuni trattamenti al fine di rimuovere alcune sostanze presenti nella miscela, che possono provocare l'abbassamento del potere calorifico del biogas (anidride carbonica, azoto e umidità) oppure perché essendo sostanze corrosive possono causare dei danni agli impianti (idrogeno solforato e composti organici alogenati).

In generale questi trattamenti vengono impiegati per ridurre i costi di gestione e manutenzione dei macchinari, ottimizzare il funzionamento e garantire il rispetto dei limiti di emissioni definiti dalle normative. Esistono differenti tipologie di trattamento a cui è possibile sottoporre il biogas, che possono essere utilizzate singolarmente oppure combinate fra loro, in funzione delle caratteristiche del biogas e dell'utilizzo previsto. In questo caso verranno definite tre tipologie di processi:

1. Deumidificazione

Il processo di deumidificazione viene impiegato poiché il biogas quando fuoriesce dalla digestione è saturo di umidità e nel caso in cui i trattamenti successivi della miscela comportino variazioni di temperatura e pressione, esse possono provocare la condensazione dell'acqua all'interno delle tubazioni, che genera dei malfunzionamenti. Per realizzare la deumidificazione viene impiegato un gruppo frigorifero, che raffredda il biogas e provoca la condensazione dell'umidità; in questo modo è possibile separare precedentemente la miscela gassosa e l'acqua. Inoltre separando la condensa, vengono allontanate anche sostanze nocive e corrosive

⁶⁷ Ibidem.

⁶⁸ Ibidem.

eventualmente presenti nel flusso gassoso⁶⁹.

2. Desolfurazione

Un ulteriore trattamento previsto per il biogas consiste nella desolfurazione, che si applica quando i livelli di idrogeno solforato (H_2S) risultano elevati. Esistono diversi sistemi di abbattimento dell' H_2S , che possono essere ad umido o a secco.

I primi sistemi che osserviamo sono quelli a *umido*, essi sono molto simili alle torri di lavaggio (*scrubber*) che generalmente vengono utilizzati per la depurazione delle emissioni gassose⁷⁰; questi processi devono essere posizionati sempre a monte di un eventuale trattamento di deumidificazione. Di questa tipologia di desolficatori esistono differenti sistemi, uno di questi impiega delle sostanze per effettuare delle reazioni chimiche a pressione e temperatura ambiente; in questo sistema si effettua inizialmente un lavaggio del biogas con una soluzione basica, per neutralizzare l' H_2S , successivamente si realizza un lavaggio acido per eliminare l'eccesso di base derivante dalla fase precedente e permettere lo scarico della soluzione. Tale sistema ha il vantaggio di essere molto semplice, tuttavia presenta diversi svantaggi, come il costo dei reagenti e i trattamenti dell'acqua scaricata.

È presente un secondo sistema a umido, che effettua un lavaggio del biogas con acqua sotto pressione, in questo modo l' H_2S viene posto in soluzione con la CO_2 ; successivamente questa miscela viene eliminata tramite una fase di *stripping*.

Per quanto riguarda i sistemi a *secco*, essi impiegano delle sostanze adsorbenti attraverso le quali viene fatto passare il biogas. Le sostanze adsorbenti che possono essere utilizzate sono un adsorbente contenente ossido di ferro, che può interagire con l' H_2S , oppure il carbone attivo. Il quantitativo di sostanza adsorbente da adoperare dipende da differenti fattori quali: la concentrazione dell' H_2S nel gas, la pressione e la temperatura, la velocità di attraversamento del gas nella massa adsorbente, il tempo di contatto fra massa e gas e il ciclo di sostituzione dell'adsorbente. La principale differenza fra i due è la rigenerazione dell'adsorbente: l'ossido di ferro può essere rigenerato molto facilmente mediante semplici filtrazioni e sostituzione dell'ossido di ferro, mentre il carbone attivo richiede l'impiego di solventi e a lungo andare perde la

⁶⁹ APAT, op. cit., p. 29.

⁷⁰ Ibidem.

sua efficacia⁷¹.

Esiste inoltre un terzo sistema in cui si impiega un biofiltro, in cui sono presenti differenti specie di microrganismi in grado di eliminare i composti solforati; in questo sistema la rimozione dell'H₂S dipende da fattori come porosità, temperatura, pH, umidità e dalla concentrazione di H₂S nella fase gassosa⁷². Quest'ultimo sistema non è ancora molto diffuso, nonostante presenti ridotti costi di gestione

3. Rimozione della CO₂

In alcuni casi risulta vantaggioso realizzare trattamenti per rimuovere o ridurre la concentrazione di CO₂ nel biogas, perché in questo modo aumenta il tenore di metano; questi trattamenti devono essere realizzati solamente a valle di eventuali processi di desolforazione.

I trattamenti per la CO₂ sono due: il primo assorbe la CO₂ in acqua e successivamente tramite stripping la rimuove e la immette in atmosfera; il secondo utilizza delle membrane semipermeabili che trattengono il metano e lasciano passare la CO₂.

Il biogas, una volta fuoriuscito dal digestore, si trova alla pressione a cui avviene il processo di digestione che generalmente è prossima alla pressione atmosferica. Tuttavia sia la fase di stoccaggio che la fase di trasporto del biogas devono avvenire a pressioni elevate, per ridurre i volumi occupati, e quindi è necessario realizzare una compressione del gas, la quale comporta costi notevoli; per questo motivo si cerca di impiegare il biogas per produrre energia direttamente nel sito di produzione dello stesso.

Generalmente una parte del biogas viene impiegata per soddisfare i bisogni energetici dell'impianto, tramite l'impiego di sistemi di cogenerazione che permettono di produrre contemporaneamente sia energia elettrica che energia termica; circa il 15 ÷ 25 % dell'energia prodotta viene impiegata per il riscaldamento dei reattori di digestione e per il fabbisogno di energia elettrica dell'impianto. La restante parte di biogas viene impiegata per produrre energia da fornire all'esterno dell'impianto.

I principali utilizzi del biogas sono i seguenti:

- Produzione di energia termica sotto forma di acqua calda, vapore o aria calda che

⁷¹ Ibidem.

⁷² Ibidem.

viene adoperato per il teleriscaldamento, l'essiccazione o i processi industriali. Questo tipo di energia può essere applicato ad impieghi locali (rendimento medio: 80÷85 %).

- Produzione di energia elettrica, generalmente tramite l'impiego di motori a gas (rendimento medio: 30÷35 %).
- Produzione combinata di energia termica e elettrica, tramite l'utilizzo di impianti di cogenerazione (rendimento medio: 80÷85 %, per il calore 50 %, per l'elettricità 35 %).
- Produzione di carburanti per veicoli.
- Produzione di gas naturale per iniezione nella rete pubblica di trasporto e distribuzione.
- Produzione di freddo, per esempio con macchine ad assorbimento (industrie agroalimentari).
- Utilizzo in forni industriali come combustibile primario o ausiliario⁷³.

L'utilizzo più comune del biogas, come già definito in precedenza, è la produzione congiunta di calore ed elettricità tramite sistemi di cogenerazione. Esistono differenti configurazioni dei sistemi cogenerativi, le quali si differenziano per il tipo di motore termico utilizzato per ottenere la potenza meccanica: turbina a vapore, turbina a gas, motori alternativi a ciclo Diesel e motori alternativi a ciclo Otto⁷⁴.

L'impiego di turbine a vapore e a gas non è molto diffuso all'interno degli impianti di digestione anaerobica; nel primo caso a causa delle taglie ridotte degli impianti, nel secondo caso perché i rendimenti elettrici sono troppo bassi rispetto alle altre configurazioni. Invece risultano essere le configurazioni più convenienti quelle con motori alternativi a ciclo Diesel e motori alternativi a ciclo Otto. Inoltre dal momento che il biogas viene prodotto in maniera continua dal processo di digestione è opportuno prevedere due gruppi di produzione di energia, in modo da garantire una certa flessibilità del sistema.

Negli ultimi anni si è sviluppato molto un altro utilizzo del biogas, che consiste nel realizzare dei processi di *upgrading* sulla miscela gassosa per cercare di ridurre quanto più possibile il tenore di CO₂ in modo da ottenere il biometano. Come vedremo in seguito il biometano può

⁷³ Ibidem.

⁷⁴ Ibidem.

essere impiegato come biocarburante oppure può essere immesso nella rete nazionale del gas naturale.

2.2 La digestione anaerobica in pressione

La prima idea di realizzare un processo di digestione anaerobica in pressione (PDA) è nata in Olanda, presso l'Università di Wageningen, con la tesi del dottore Ralph Lindeboom “*Autogenerative high pressure digestion, Biogas production and upgrading in a single step*”; durante la realizzazione delle prove sperimentali, impiegando condizioni in pressione, si è osservato che la percentuale di metano, costituente il biogas, era più alta del 60 % (talvolta anche del 90%) rispetto ai valori convenzionali. Partendo da questo primo studio in Olanda, molti altri paesi hanno realizzato indagini per comprendere a fondo il processo e individuare le eventuali applicazioni in campo industriale, anche se ad oggi non sono ancora presenti applicazioni a livello industriale di questa soluzione.

Il processo di digestione anaerobica in pressione rappresenta una variante del tradizionale processo di digestione anaerobica (DA) , che consiste nell'incrementare la pressione all'interno del reattore, portandolo a pressioni maggiori rispetto a quella atmosferica; secondo differenti studi questa condizione permette di ottenere un biogas con un elevato contenuto di metano (CH_4) e ridotto tenore di anidride carbonica (CO_2), ossia un biogas già purificato e che può essere assimilato al biometano. La soluzione della digestione in pressione potrebbe essere utilizzata quando si vuole ottenere biometano di alta qualità da impiegare come biocarburante o da immettere nella rete nazionale del gas, poiché permette di ottenere biometano senza impiegare altri sistemi di *upgrading* che richiedono l'utilizzo di tecnologie con consumi energetici e costi maggiori. Inoltre, dal momento che il trattamento si realizza in condizioni di pressioni elevate anche la miscela gassosa che ne deriva è in pressione, ciò risulta essere un ottimo vantaggio poiché, nel caso in cui venga impiegato come biocarburante o immesso nella rete nazionale, è richiesto che il composto rispetti alcune caratteristiche come ad esempio la pressione; quindi, avendo una miscela già pressurizzata, è possibile evitare successive compressioni e quindi ridurre i consumi energetici ed economici.

In questa soluzione il processo di fermentazione si realizza in ugual modo che in condizioni standard, ossia comprende sempre le quattro fasi di idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi; tuttavia per poter realizzare il processo in pressione viene adoperato un reattore chiuso ermeticamente, in grado di sostenere le elevate pressioni utilizzate. Inoltre i gas che si

formano durante il processo non vengono estratti subito, al contrario vengono lasciati all'interno del digestore in modo che il loro accumulo aumenti la pressione nel reattore fino al valore necessario (generalmente si lavora fra i 2 e i 10 bar, anche se in alcuni studi si possono raggiungere pressioni superiori). Successivamente tramite l'utilizzo di un sistema di valvole il biogas viene estratto in modo tale da mantenere una pressione costante nel reattore. Tramite l'impiego di questo sistema l'incremento di pressione ed il suo mantenimento sono ottenuti solo grazie ai gas che vengono naturalmente generati dal processo e quindi senza l'impiego di ulteriori sistemi di pompaggio.

Come definito in precedenza, la conseguenza più importante del processo di digestione anaerobica in pressione è la produzione di biogas che presenta un elevato tenore di metano e un basso tenore di anidride carbonica, senza dover realizzare successivi trattamenti di *upgrading*; questo fatto è possibile grazie alla legge di Henry, la quale sostiene che i gas si dissolvono nei liquidi in modo direttamente proporzionale alla pressione ed inversamente proporzionale alla temperatura, con una costante che dipende dal gas, come descritto dall'equazione 2.8.

$$[gas] = KP_{gas} \quad (2.8)$$

Dove:

- $[gas]$ è la concentrazione del gas (in molarità, frazione molare, ecc.) nella fase liquida;
- P_{gas} è la pressione parziale del gas sopra la soluzione espressa in mm Hg;
- K è la costante di proporzionalità che dipende dalla natura del gas, dalla natura del solvente e dalla temperatura.

Infatti l'incremento di pressione provoca la variazione della costante di solubilità dei gas, tuttavia essa non si modifica in modo uguale per tutti i gas; difatti, osservando le costanti di solubilità in acqua, si è osservato che per il metano essa rimane pressoché la stessa che a pressione atmosferica, mentre per il diossido di carbonio essa aumenta notevolmente con il crescere della pressione e risulta circa venti volte superiore a quella del metano. Questa differenza risulta fondamentale poiché il diossido di carbonio (CO_2) tende a solubilizzare maggiormente nel substrato a differenza del metano (CH_4) che invece viene rilasciato, permettendo di dare origine ad un biogas ricco di CH_4 . Tuttavia, è importante ricordare che la solubilità varia in funzione anche della natura del solvente e il substrato presente all'interno del digestore non è costituito solo da acqua quindi i valori di solubilità osservati potrebbero variare nella realtà della digestione anaerobica; dal momento che il substrato generalmente è

costituito per il 90-95% da acqua, si potrebbe ipotizzare che le costanti di solubilità rimangono le stesse, tuttavia il problema non è così semplice, poiché la parte restante del substrato, ossia quella diversa dall'acqua, non presenta un comportamento inerte nei confronti della CO₂ (anche in condizioni di pressione ambiente, gli altri elementi interagiscono con l'acqua), quindi bisogna valutare attentamente, tramite prove sperimentali, a seconda del substrato alimentato, come variano le costanti di solubilità dei gas.

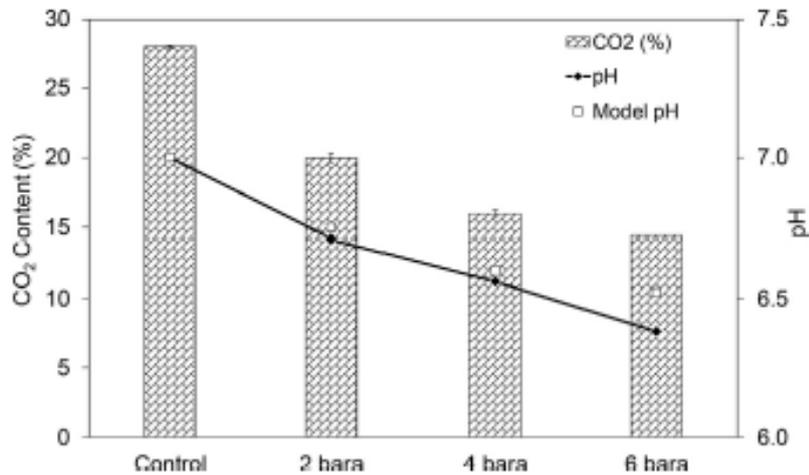


Fig. 4. Effect of pressure on carbon dioxide contents in biogas and pH of the reactor sludge during anaerobic digestion, including model prediction. Error bars are the 95% confidence interval of the mean. Note that the control reactor always operated at 1.0 bara.

Figura 2.5: Variazione della concentrazione di anidride carbonica in funzione della pressione nel reattore⁷⁵.

Generalmente il processo di PDA si realizza in un unico reattore chiuso ermeticamente, tuttavia alcuni studi hanno sviluppato un processo a due fasi per cercare di ottenere migliori prestazioni e ridurre le complicazioni annesse; questo sistema a due fasi è costituito da un primo reattore in cui si realizza l'idrolisi (HR) che opera a pressione ambiente e a temperatura di 55 °C; il secondo reattore svolge il processo di metanogenesi (MR) e lavora a pressioni maggiori di quella atmosferica e a temperatura di 37 °C. Secondo tali studi il processo a due fasi viene realizzato con reattori a letto fisso, cioè utilizzando dei supporti su cui i microrganismi crescono, in questo modo si riesce a lavorare con un carico organico più elevato e tempi di ritenzione minori, che permettono inoltre di diminuire i volumi dei reattori.

All'interno del MR i batteri metanigeni generano il biogas e tramite il suo accumulo viene incrementata la pressione al suo interno fino al valore richiesto, come nel sistema monostadio.

⁷⁵ M. A. Latif, C. M. Mehta, D. J. Batstone, *Enhancing soluble phosphate concentration in sludge liquor by pressurised anaerobic digestion*, in «Water Research», n.145, a.2018, pp. 660-666.

Mentre nell'HR, dove agiscono batteri che non sono in grado di resistere all'incremento della pressione, si realizza l'idrolisi e l'acidogenesi a pressione ambiente; in questo modo si riesce ad ottimizzare la produzione di biogas purificato, inoltre grazie a questa condizione è possibile raggiungere pressioni superiori in MR poiché i batteri metanigeni riescono a sopportare meglio la pressione.

Tuttavia la soluzione a due fasi comporta costi maggiori nella realizzazione dell'impianto poiché richiede più reattori e il primo, lavorando in condizioni termofile, richiede un sistema di riscaldamento costante; nonostante ciò, la configurazione bifasica potrebbe rappresentare una soluzione valida per eliminare alcune delle problematiche della PDA e permetterne l'applicazione a livello industriale.

Questo nuovo sistema di digestione presenta, come definito in precedenza, diversi vantaggi, tuttavia sono presenti ancora alcuni svantaggi da considerare.

2.2.1 Vantaggi digestione anaerobica in pressione

Il processo di digestione anaerobica in pressione presenta un vantaggio importante cioè che la produzione del biogas, l'*upgrading* del biogas e l'aumento della pressione del biometano si effettuano in unico reattore, in questo modo è possibile ridurre i costi per la realizzazione dell'impianto. Inoltre tramite questo sistema per ottenere biometano di elevata qualità non è necessario utilizzare delle tecnologie di *upgrading* successive alla fase fermentativa, che comportano costi e consumi energetici non trascurabili. Quindi sviluppando questa configurazione impiantistica sarebbe possibile favorire lo sviluppo degli impianti per il biometano, che purtroppo oggi sono soluzioni ancora poco diffuse.

Un altro importante vantaggio di questo tipo di digestione, come già descritto precedentemente, si ritrova nel fatto che la pressione all'interno del reattore viene autogenerata dalla formazione dei gas da parte dei microrganismi, perciò non è necessario utilizzare sistemi di pressurizzazione appositi per ottenere la pressione desiderata; quindi ciò permette di ridurre ulteriormente i costi del processo, anche se è necessario inserire dei sensori di pressione per monitorare questo parametro in modo da evitare che esso raggiunga valori troppo elevati e garantire la sicurezza dei lavoratori, tuttavia tali sensori non rappresentano un costo paragonabile al risparmio ottenuto dall'evitare l'utilizzo di compressori.

I costi, grazie ai vantaggi descritti finora, possono ridursi anche fino al 20% rispetto a quelli per realizzare i processi tradizionali di *upgrading*; questa riduzione di prezzo si ottiene anche se per effettuare la PDA sono richieste particolari attrezzature e reattori in grado di sopportare l'elevata pressione. Inoltre se il biometano viene impiegato all'interno nella rete nazionale del gas naturale, l'immissione del fluido si può effettuare direttamente poiché esso presenta già la pressione necessaria e quindi si ottiene un ulteriore risparmio.

La digestione anaerobica in pressione comporta inoltre l'incremento della solubilità dei fosfati all'interno del substrato; in realtà dagli studi effettuati si è osservato che l'aumento della solubilità di questi composti non è dovuto direttamente alla pressione elevata nel reattore, ma deriva dall'abbassamento del pH; infatti come si vedrà successivamente, uno dei principali svantaggi di questo processo è l'abbassamento del pH a seguito della maggiore concentrazione di CO₂ nel substrato. Quindi, anche se risulta un vantaggio importante, esso è una conseguenza indiretta dell'incremento di pressione. Il fatto di avere una maggiore concentrazione di fosfati all'interno del substrato risulta importante perché poi queste sostanze si ritrovano all'interno del digestato, il quale può essere impiegato come fertilizzante in agricoltura. Generalmente con la digestione anaerobica normale, il digestato può essere impiegato come fertilizzante, anche se in esso la presenza di cationi di alluminio (Al) e/o di ferro (Fe) limitano l'assorbimento del fosforo (P) da parte delle piante; in alternativa il digestato può essere inviato alla discarica oppure incenerito. Tuttavia questi due ultimi impieghi comportano la perdita di fosforo dal ciclo agricolo, componente molto importante per la crescita vegetale; inoltre il digestato, se non trattato correttamente in discarica o nell'inceneritore, può provocare il rilascio di P nell'ambiente in concentrazioni al di fuori dei limiti normativi. Quindi se si riesce ad incrementare la frazione di fosforo che rimane solubile nel substrato è possibile incrementare il recupero del P; inoltre se si riesce ad ottenere questo risultato senza l'aggiunta di sostanze come acidi, la qualità del digestato prodotto risulterà migliore.

Durante lo studio descritto nell'articolo "*Enhancing soluble phosphate concentration in sludge liquor by pressurised anaerobic digestion*" realizzato da Muhammad A. Latif, Chirag M. Mehta e Damien J. Batstone, si è osservato che se la DA avviene a pH inferiore a 6 la solubilità del PO₄ raggiunge l'80%, mentre se la DA si realizza in condizioni standard a pH pari a 7,2 la solubilità del composto raggiunge solamente il 20%. Tuttavia, come vedremo successivamente, bisogna fare attenzione all'abbassamento del pH, poiché può generare delle problematiche per i microrganismi che realizzano la fermentazione; quindi è importante

cercare di monitorare il valore del pH durante il processo e cercare di raggiungere un equilibrio che permetta una maggiore dissoluzione del fosforo, ma senza creare problematiche alle cinetiche.

Un ulteriore importante vantaggio è connesso alla solubilità dei gas, infatti, come definito precedentemente, con l'incremento della pressione anche la solubilità dei gas aumenta ed è presente un altro gas, che come la CO_2 , incrementa notevolmente la sua solubilità in condizioni di pressione elevate: l' H_2S . Grazie a ciò il biometano che viene prodotto tramite la PDA risulta essere di elevata purezza, ossia alto tenore di CH_4 e minimo tenore di CO_2 e H_2S . Tale conseguenza è importante poiché l' H_2S è una sostanza corrosiva che deve essere rimossa prima di utilizzare sia il biogas che il biometano, quindi eliminandola già in fase fermentativa è possibile evitare gli eventuali processi di purificazione a valle, garantendo perciò un ulteriore risparmio di carattere economico.

La DA in pressione, inoltre, ha il potenziale di ridurre al minimo il rilascio di CO_2 nel biogas, per questo potrebbe essere una soluzione promettente per ridurre l'impronta di CO_2 e ottenerne il sequestro. Osservando i dati di letteratura si è constatato che l'impronta di CO_2 del ciclo di vita delle energie rinnovabili ottenute dal biogas varia da 50 a 450 kg di $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}_{\text{el}}$, tuttavia si è notato che rispetto ad altre fonti di energia rinnovabili, il biogas presenta un'impronta di CO_2 maggiore; però se il biogas venisse convertito in biometano per essere impiegato come biocombustibile compresso CBM, si riuscirebbe ad ottenere una significativa riduzione dell'impronta rispetto ai sistemi di trasporto all'avanguardia⁷⁶.

2.2.2 Svantaggi digestione anaerobica in pressione

La conseguenza principale, di carattere negativo, è l'abbassamento del pH all'interno del digestore; tale fenomeno è dovuto all'incremento della concentrazione di CO_2 all'interno del substrato. Infatti, come descritto in precedenza, l'incremento di pressione provoca l'aumento della solubilità della CO_2 all'interno del substrato, tuttavia man mano che ciò si verifica, aumenta la formazione dell'acido carbonico (H_2CO_3), il quale tende a dissociarsi in bicarbonato (HCO_3^-) e carbonato (CO_3^{2-}); questi composti liberati nel substrato tendono ad abbassarne il pH. Inoltre è importante ricordare che il pH viene calcolato come il logaritmo in base 10 della concentrazione dei cationi, quindi il pH non varia linearmente con la variazione

⁷⁶ W. M. Budzianowski, K. Postawa, *Renewable energy from biogas with reduced carbon dioxide footprint: Implications of applying different plant configurations and operating pressures*, in «Renewable and Sustainable Energy Reviews», 68, 2017, pp. 852-868.

della pressione, infatti differenti studi mostrano che il pH subisce una riduzione più lenta rispetto all'aumento di pressione. L'abbassamento del pH nel reattore, risulta un aspetto negativo per il processo poiché, il pH acido può provocare una riduzione delle capacità idrolitiche delle popolazioni microbiche; infatti quando nel reattore è presente un pH acido, gli acidi organici tendono a rimanere in uno stato indifferenziato, in questo modo penetrano più facilmente all'interno della parete cellulare, e ciò può provocare un forte effetto tossico sui microrganismi.

Tuttavia è presente una nota positiva, infatti anche se la capacità idrolitica è ridotta, dagli studi si è osservato che la variazione del pH e della pressione non induce un accumulo di VFA o altri composti organici solubili.

Quindi il pH rappresenta un parametro da monitorare costantemente nel reattore, in modo da garantire che il processo si svolga sempre in condizioni ottimali; tuttavia sono presenti differenti tecniche che possono essere adottate per cercare di ripristinare il valore ottimale del pH: uno dei possibili metodi per controllare il pH è introdurre delle sostanze basiche in modo da garantire il corretto equilibrio fra materiale acido e alcalino; oppure un'altra soluzione è quella di introdurre nel reattore sostanze che leghino la CO₂ nella fase liquida come ad esempio minerali alcalini; un'ulteriore soluzione è quella di neutralizzare l'eccesso di CO₂ introducendo idrogeno, che provoca un piccolo incremento della produzione di metano. In realtà, durante uno studio sull'applicazione della PDA, si è osservato che l'olivina e la wollastonite (CaSiO₃) hanno la capacità di tamponare l'abbassamento del pH; inoltre tale studio ha evidenziato come il loro impiego tenda a migliorare la qualità del biogas aumentando il contenuto del metano fino al 70-96%⁷⁷.

Un altro elemento da tenere in considerazione sono i microrganismi, infatti l'incremento di pressione e di conseguenza l'abbassamento del pH possono generare delle problematiche nei confronti delle popolazioni microbiche che effettuano la digestione anaerobica; i microrganismi rappresentano coloro che effettuano la degradazione dei composti organici all'interno del substrato e formano il biogas, quindi è molto importante che le condizioni in cui agiscono siano per loro ottimali. Inoltre, come descritto all'inizio del capitolo, durante il processo vengono impiegati differenti tipologie di popolazioni microbiche ed esse reagiscono in modo diverso alla variazione di pressione. Generalmente i batteri possono essere

⁷⁷ R.E.F. Lindeboom, C.E. Zagt, S.G. Shin, J. Weijma, C.M. Plugge, J.B. van Lier, *Autogenerative High Pressure Digestion: Future Potentials and Constraints*, in [«https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A0bbd0066-681f-43f6-bdfd-fdaab5dd77c6»](https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A0bbd0066-681f-43f6-bdfd-fdaab5dd77c6), 2013.

classificati in tre categorie, in funzione della pressione a cui riescono a sopravvivere e crescere: piezosensibili, piezotolleranti e piezofili; i primi crescono in maniera ottimale alla pressione atmosferica e sono maggiormente sensibili alle pressioni elevate; i piezotolleranti e i piezofili, invece, sono microrganismi in grado di proliferare fino a pressioni di circa 1000 bar. Tuttavia i piezotolleranti crescono meglio alla pressione atmosferica.

I batteri che lavorano durante le prime fasi (idrolisi e acidogenesi) sono più sensibili a questo parametro, perché di solito crescono e agiscono a pressione atmosferica, infatti generalmente vengono inoculati da liquami, escrementi o acque reflue fango di trattamento a pressione atmosferica; secondo la ricerca di Abe e Horikoshi i tassi di crescita di queste popolazioni batteriche tendono ad essere fortemente inibiti da pressioni superiori ai 10 bar⁷⁸. Mentre i batteri metanigeni, dal momento che in natura si possono trovare in habitat diversi ed estremi: come i sedimenti marini, apparati digestivi e intestinali degli animali, nonché in sorgenti geotermiche e idrotermali sia superficiali che profondi, hanno maggiori capacità di resistere alle variazioni di pressioni. Quindi i batteri metanigeni riescono a crescere anche a pressioni elevate.

Un ulteriore svantaggio derivante dall'incremento di pressione è la riduzione della degradazione dei SV, infatti secondo gli studi osservati la rimozione di questi composti, all'aumentare della pressione, tende a ridursi fino al 25% da pressione atmosferica fino a 6 bar. Inoltre anche la degradazione del COD tende a ridursi con la pressione, anche se meno rispetto ai SV, fino al 15% a 6 bar⁷⁹.

Un aspetto importante da tenere in considerazione riguarda la sicurezza, infatti dal momento che nella PDA il reattore lavora a pressioni maggiori di quella atmosferica, è necessario impiegare dispositivi per monitorare costantemente la pressione e sistemi per ridurre, quando necessario, la pressione all'interno del reattore, in modo tale da garantire in ogni momento la sicurezza dei lavoratori. Inoltre tali sistemi richiederanno una manutenzione ordinaria, quindi ulteriori costi, per garantirne sempre il funzionamento.

⁷⁸ Y. Chen, B. Röbller, S. Zielonka, A. Lemmer, A. Wonneberger, T. Jungbluth, *The pressure effects on two-phase anaerobic digestion*, in «Applied Energy», n.116, a.2014, pp. 409-415.

⁷⁹ M. A. Latif, C. M. Mehta, D. J. Batstone, op. cit., p. 48.

Tabella 2.5: Confronto vantaggi e svantaggi dell'applicazione della digestione anaerobica in pressione.

Vantaggi PDA	Svantaggi PDA
Produzione biogas purificato e in pressione senza utilizzo tecnologie di <i>upgrading</i> .	Riduzione del pH all'interno del digestore.
Pressione nel reattore autogenerata dall'accumulo di gas nel digestore.	Inibizione delle popolazioni microbiche e riduzione delle cinetiche di degradazione.
Riduzione dei costi.	Riduzione della degradazione dei SV.
Maggiore solubilità dei fosfati all'interno del substrato.	Riduzione della degradazione del COD.
Maggiore solubilità di H ₂ S nel substrato.	Necessita maggiori sistemi di sicurezza.
Riduzione dell'impronta di CO ₂ .	

2.2.3 Confronto tra DA e PDA

Generalmente quando si realizza la DA in condizioni standard risulta più vantaggioso impiegare il biogas in sistemi cogenerativi (CHP), che producono sia energia elettrica che termica, poiché in questi sistemi non viene richiesto l'aggiornamento del biogas e le infrastrutture e i macchinari necessari sono meno complessi rispetto a quelli di *upgrading*. Se, invece, si vuole ottenere il biometano, per usarlo come biocarburante o immetterlo nella rete nazionale del gas naturale, è necessario garantire che la miscela abbia ottime qualità, poiché la presenza di contaminanti può danneggiare sia il motore che le strutture di distribuzione della rete nazionale, quindi è opportuno che vengano eliminate; tuttavia queste procedure di *upgrading* presentano un costo sia energetico che economico importante; difatti gli impianti che producono il biometano sono un numero minore rispetto a quelli che producono il biogas.

La digestione anaerobica in pressione, quindi, potrebbe rappresentare una soluzione ai costi elevati delle tecniche di *upgrading* e quindi permetterebbe di ottenere più semplicemente il biometano, favorendone la produzione.

Tuttavia l'evoluzione delle differenti soluzioni (compresa la DA tradizionale) dipende molto dalle politiche adottate per favorire la formazione e l'impiego delle energie rinnovabili, le quali variano da paese a paese. Fino a qualche anno fa la produzione di biometano non aveva ricevuto notevoli incentivi da parte dello stato, anche per questo motivo la tecnologia della

digestione anaerobica si è concentrata principalmente sull'impiego del biogas per produrre energia, la quale era già maggiormente incentivata. Fortunatamente negli ultimi anni è stata emanata una direttiva volta a promuovere l'impiego del biometano come biocarburante e quindi sono stati stabiliti maggiori incentivi per questa fonte energetica rinnovabile.

La Tabella 2.6 descrive quali sono i vantaggi dei due sistemi di fermentazione visti nei paragrafi precedenti: DA e PDA.

Tabella 2.6: Confronto fra digestione anaerobica tradizionale e in pressione.

Vantaggi DA	Vantaggi PDA
Processo conosciuto e verificato anche a livello industriale.	Produzione biogas ad elevato tenore di metano e in pressione senza utilizzo tecnologie di <i>upgrading</i> .
Possibilità di differenti configurazioni operative (differenti temperature, sistemi di alimentazione, etc..) anche a livello industriale.	Pressione nel reattore autogenerata dall'accumulo di gas nel digestore.
Maggiore stabilità del pH e delle cinetiche di degradazione durante il processo.	Maggiore solubilità di H ₂ S nel substrato.
Comporta minori sistemi di sicurezza.	Maggiore concentrazione dei fosfati all'interno del digestato.
Maggiore incentivazione da parte della normativa.	Riduzione dei costi di formazione del biometano.
	Riduzione dell'impronta di CO ₂ .

In questo studio, come vedremo nel capitolo successivo, si va ad effettuare un confronto ambientale ed economico su differenti configurazioni impiantistiche per la produzione di biogas e biometano, utilizzando come base di partenza dei dati ottenuti da prove sperimentali, in cui sono stati utilizzati scarti di caffè provenienti da due stabilimenti, appartenenti ad una grossa società italiana produttrice di caffè, che sono stati sottoposti a DA in condizioni termofile (55°C).

Quindi in questo caso si è deciso di utilizzare il processo di digestione anaerobica tradizionale, poiché esso è ormai conosciuto e ampiamente applicato a livello industriale, mentre la PDA rappresenta una soluzione purtroppo non ancora sufficientemente sviluppata; inoltre la PDA nei casi che sono stati osservati è stata sperimentata in condizioni di temperatura mesofile e non termofile, come nel caso del nostro studio.

Infine, per effettuare un confronto di tipo ambientale fra le differenti configurazioni si andrà ad impiegare un *software* che permette di ottenere i risultati tramite i dati di base, il quale però è stato progettato per effettuare i calcoli in caso di digestione anaerobica tradizionale.

3. Valutazione ambientale

Uno degli obiettivi del presente elaborato è stato quello di analizzare i dati ottenuti da un altro progetto di tesi⁸⁰, nel quale sono state effettuate delle prove sperimentali in modo da valutare il funzionamento del processo di digestione anaerobica, nel caso in cui il reattore venga alimentato da scarti derivati dalla produzione del caffè e provenienti da due stabilimenti differenti di una grossa società italiana che produce caffè.

Sulla base di questi dati è stata effettuata una valutazione ambientale per differenti configurazioni impiantistiche per la produzione di biogas e biometano; essa ha lo scopo di individuare i quantitativi di emissioni di CO₂ equivalente prodotte ed eventualmente quelle evitate. Tale valutazione è stata realizzata avvalendosi del *software* MCBioCH₄, creato tramite il progetto di tesi di C. Castellana⁸¹ e descritto nell'articolo *MCBioCH₄: A computational model for biogas and biomethane evaluation*, che ha permesso di effettuare i calcoli necessari per ottenere la nostra valutazione ambientale.

3.1 Modello di calcolo MCBioCH₄

La valutazione ambientale del nostro elaborato si è potuta ottenere grazie all'utilizzo del *software* MCBioCH₄, un modello di calcolo sviluppato in un altro progetto di tesi⁸² e implementato utilizzando unicamente il *software* MATLAB[®]; questo modello rappresenta un valido strumento per poter effettuare una valutazione preliminare della produttività e dei flussi energetici di impianti destinati alla produzione di biogas o biometano utilizzando differenti configurazioni impiantistiche. Infatti MCBioCH₄ permette di calcolare i flussi di massa di biogas e/o biometano che si generano da un processo di digestione anaerobica, alimentata con determinati substrati e con condizioni operative specifiche; inoltre consente di quantificare i flussi energetici, sia in entrata che in uscita, necessari al funzionamento dell'impianto. Infine il *software* permette di individuare le emissioni prodotte ed eventualmente quelle evitare relative all'intero impianto.

⁸⁰ S. Duretti, *Digestione anaerobica di scarti della produzione di caffè: prove sperimentali in alimentazione discontinua e semicontinua in regime termofilo*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a.2019.

⁸¹ C. Castellana, *Implementazione di un modello di calcolo per la caratterizzazione dei flussi massici ed energetici negli impianti di produzione di biogas e biometano*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a.2017.

⁸² Ibidem.

Il modello di calcolo MCBioCH₄ permette di effettuare i calcoli su quattro differenti tipologie di impianto:

- Impianto per la produzione di biogas con sistema di cogenerazione per produrre sia energia elettrica che termica (B-H);
- Impianto per la produzione di biogas con sola generazione di energia elettrica (B-NH);
- Impianto per la produzione di biometano adibito all'immissione in rete (M-G);
- Impianto per la produzione di biometano adibito all'impiego come biocarburante (M-T)⁸³.

Inoltre per gli impianti che sono destinati alla produzione di biometano, esiste la possibilità di scegliere fra quattro sistemi di *upgrading*:

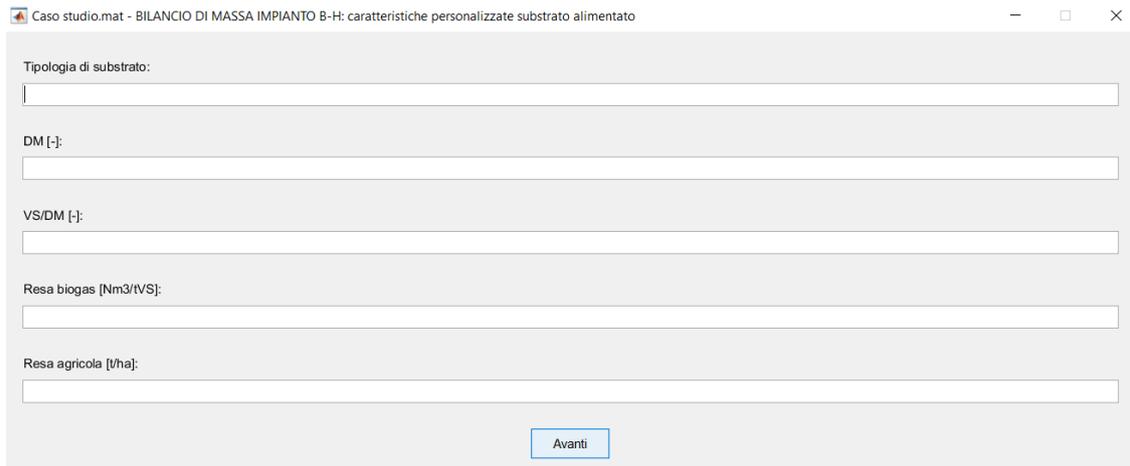
- PWS, assorbimento fisico tramite lavaggio pressurizzato con acqua;
- MEA, assorbimento chimico con solventi amminici;
- PSA, adsorbimento fisico con setacci molecolari a carboni attivi o zeoliti;
- MB, separazione su membrana.

Il modello permette di realizzare, una volta scelta la configurazione dell'impianto ed inseriti i dati di input, con il seguente ordine: un bilancio di massa, un bilancio energetico ed infine un bilancio ambientale.

3.1.1 Bilancio di massa

In primo luogo il modello di calcolo chiede all'utente di scegliere la tipologia di impianto su cui effettuare lo studio; successivamente è necessario andare a caratterizzare il substrato che viene alimentato all'interno del digestore.

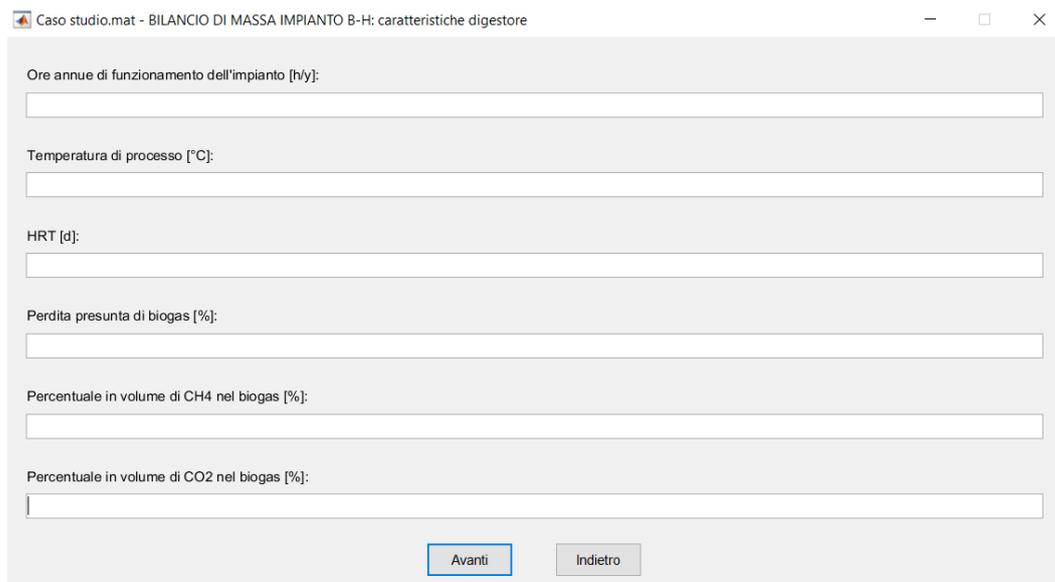
⁸³ Ibidem.



The screenshot shows a window titled "Caso studio.mat - BILANCIO DI MASSA IMPIANTO B-H: caratteristiche personalizzate substrato alimentato". It contains five input fields for the following parameters: "Tipologia di substrato:", "DM [-]:", "VS/DM [-]:", "Resa biogas [Nm3/IVS]:", and "Resa agricola [t/ha]:". A blue "Avanti" button is located at the bottom center of the form.

Figura 3.1: Schermata per la caratterizzazione del substrato alimentato.

Una volta caratterizzato il substrato, è necessario definire i parametri operativi per il funzionamento dell'impianto, come si può osservare in Figura 3.2.



The screenshot shows a window titled "Caso studio.mat - BILANCIO DI MASSA IMPIANTO B-H: caratteristiche digestore". It contains six input fields for the following parameters: "Ore annue di funzionamento dell'impianto [h/y]:", "Temperatura di processo [°C]:", "HRT [d]:", "Perdita presunta di biogas [%]:", "Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]:", and "Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]:". At the bottom, there are two buttons: a blue "Avanti" button and a grey "Indietro" button.

Figura 3.2: Schermata per la definizione dei parametri operativi del processo.

Il modello di calcolo a questo punto procede con il calcolo del bilancio di massa e fornisce i risultati tramite una serie di tabelle, in cui si possono ritrovare i dati inseriti precedentemente, i valori di biogas e/o biometano prodotti e persi e i flussi in uscita di CO₂ e CH₄. Il *software*, inoltre, permette di estrapolare questi dati in un file Excel e fornisce uno schema dei flussi massici dell'intero impianto.

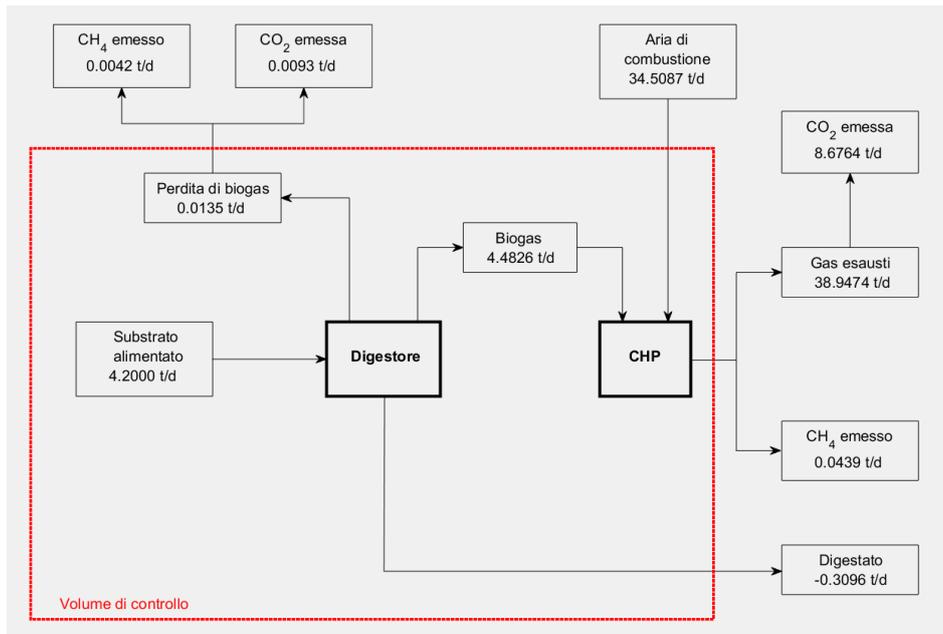


Figura 3.3: Schema dei flussi massici nel bilancio di massa per impianto B-H.

3.1.2 Bilancio energetico

Una volta realizzato il bilancio di massa è possibile effettuare il bilancio energetico dell'impianto, il quale permette di individuare sia i costi energetici dell'impianti che i flussi energetici che possono essere sfruttati economicamente. Questa fase si può realizzare solo se prima si è calcolato il bilancio di massa, poiché alcuni dei dati necessari vengono ottenuti dalla fase precedente. Inoltre in questo stadio, nel caso si stia analizzando un impianto per la produzione di biometano, viene richiesto all'utente di selezionare la tipologia di tecnologia di *upgrading* da impiegare durante il calcolo.

Il primo step del bilancio energetico richiede di fornire alcuni dati relativi al trasporto del substrato dal produttore all'impianto di digestione anaerobica.

Figura 3.4: Schermata per caratterizzare il trasporto del substrato all'impianto.

Successivamente il *software* chiede all'utente di definire gli autoconsumi di energia elettrica e termica del digestore e la sua dispersione termica; per questi parametri il modello fornisce delle schermate guida che indicano i range di valori, ricavati dalla letteratura scientifica, entro cui essi possono variare, come si può osservare in Figura 3.6.

A questo punto se l'impianto è destinato a produrre biogas, il modello procede con il calcolo dei flussi energetici e fornisce i risultati sotto forma di tabelle, le quali, come nel bilancio di massa, possono essere estrapolate in un file Excel; inoltre anche in questa fase viene generato uno schema dei flussi energetici dell'intero impianto (Figura 3.7).

Tuttavia se l'impianto è destinato a produrre biogas non sempre sarà possibile terminare il bilancio energetico, poiché il motore del sistema cogenerativo usato nel modello di calcolo presenta un valore minimo e un valore massimo di potenza ($0,33 \div 1,82 \text{ MW}_{el}$); infatti se la portata di biogas prodotto non è sufficiente oppure è eccessiva apparirà una schermata di errore, che richiede all'utente di modificare la portata di substrato alimentata al digestore.

Con l'attuale dosaggio dei substrati all'impianto e la conseguente portata di biogas prodotta è necessario installare una CHP di taglia inferiore a quella minima presa in considerazione dal modello ($0,33 \text{ MW}_{el}$). È necessario ricalibrare il dosaggio dei substrati in ingresso all'impianto per fare in modo che questo assuma una taglia impiantistica prevista dal modello (range $0,33-1,82 \text{ MW}_{el}$). Cliccando OK si è reindirizzati alla definizione dei substrati nell'operazione 'Bilancio di massa'.

Figura 3.5: Schermata di errore nel bilancio energetico per impianti destinati a produrre biogas.

Mentre nel caso in cui si stia valutando un impianto destinato a produrre biometano, il *software* necessita di ulteriori dati per caratterizzare il processo di *upgrading*, per questo motivo i parametri richiesti variano in funzione della tipologia di sistema di *upgrading* che si è scelto di realizzare. I valori di questi parametri vengono forniti direttamente dal modello (che li riprende dalla letteratura scientifica) oppure, come descritto prima, viene fornito un range di valori entro il quale ciascuno può variare. Terminato questo step il modello fornisce i risultati come descritto per gli impianti destinati a produrre biogas.

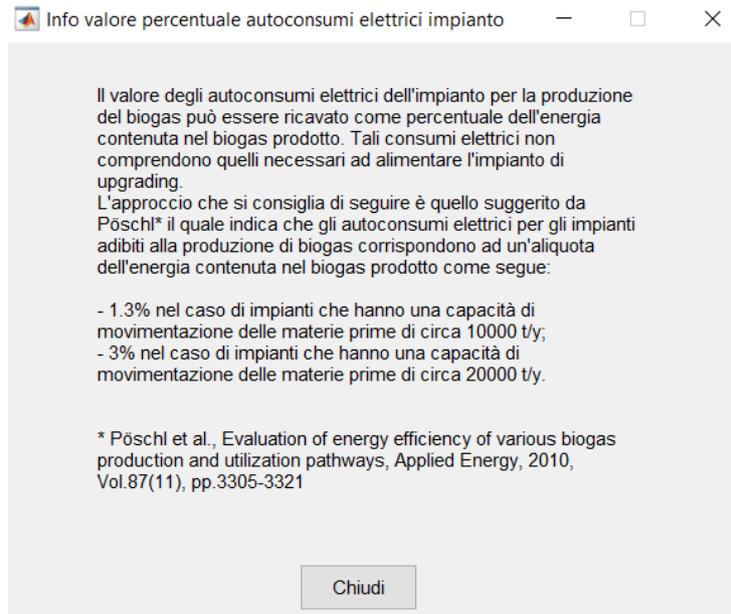


Figura 3.6: Schermata descrittiva dei range degli autoconsumi elettrici dell'impianto.

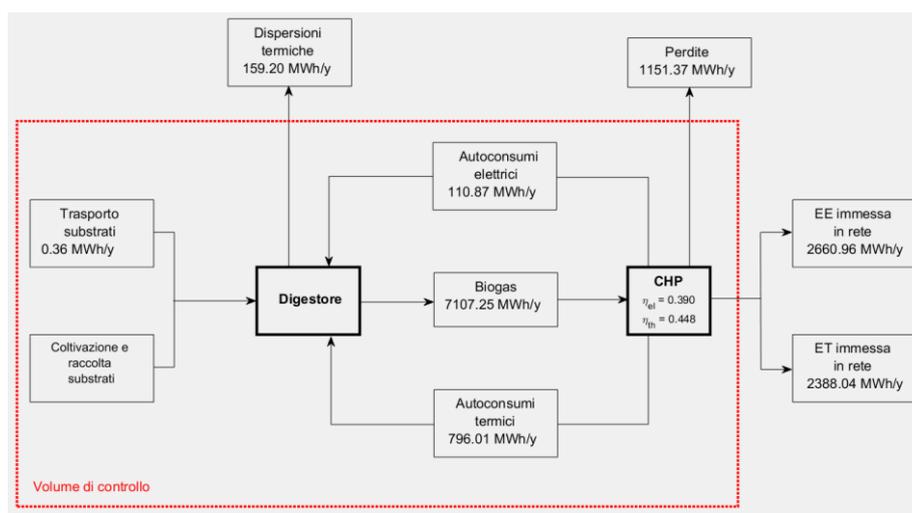


Figura 3.7: Schema dei flussi energetici nel bilancio energetico per impianto B-H.

3.1.3 Bilancio ambientale

L'ultima fase del modello consiste nel bilancio ambientale, che quantifica le emissioni prodotte ed eventualmente quelle evitate dall'impianto, in termini di CO₂ equivalente; questo bilancio tiene conto di tutte le attività che riguardano, direttamente ed indirettamente, l'impianto di produzione. Il modello si basa su un sistema di LCA (*Life-Cycle Assessment*) semplificato, per cui i substrati utilizzati sono seguiti dalla coltivazione/produzione sino alla trasformazione in un vettore energetico.

Per realizzare il bilancio ambientale è necessario aver effettuato le due fasi precedenti poiché i dati vengono ripresi da esse; l'unico parametro richiesto all'utente è il fattore di emissione (EF) del substrato alimentato nel digestore. Il *software* fornisce il valore di EF per alcune tipologie di substrati, tuttavia nel caso in cui il substrato impiegato non corrisponda a nessuno di quelli presenti, viene assegnato un valore di EF conservativo, ossia il più elevato tra quelli di riferimento.

Al termine il modello fornisce i dati sotto forma di tabella, che possono essere esportate su un file Excel.

	[tCO ₂ eq/y]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	413.5555
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0705
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	29.9918
Emissioni prodotte perdita CH ₄ digestore	26.4646
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	34.1017
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	98.6934
Emissioni prodotte perdita CH ₄ upgrading	123.1311
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	65.9230
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7143
Totale	-194.7827

Figura 3.8: Schermata risultati bilancio ambientale per impianto a biometano con PWS (M-G).

3.2 Dati di input

Alcuni dei dati di partenza, necessari al modello MCBioCH₄ per poter effettuare i calcoli, sono stati ricavati da un progetto di tesi⁸⁴ che aveva come obiettivo quello di individuare il potenziale metanigeno degli scarti di caffè (scarto crudo, scarto tostato e pula) prodotti da due stabilimenti appartenenti ad una grossa società italiana produttrice di caffè denominati: stabilimenti A e B. Per raggiungere tale scopo sono state svolte diverse prove sperimentali di digestione anaerobica: una prova in *batch*, impiegando solo lo scarto tostato proveniente dallo stabilimento di A, e due prove in *fed-batch* (semicontinuo), una per ciascun stabilimento, in cui è stato alimentato come substrato un mix dei tre diversi scarti del processo di produzione

⁸⁴ Duretti, op. cit., p. 65.

del caffè. Tuttavia, per quanto riguarda il presente elaborato, sono stati considerati solamente i risultati ottenuti dalle prove in *fed-batch*, poiché si intende realizzare una valutazione ambientale per entrambi gli stabilimenti.

Per quanto riguarda gli scarti utilizzati come substrato nella digestione, non sono state riscontrate differenze visive rilevanti fra quelli provenienti dallo stabilimento A e quello B, perciò vengono mostrati solamente quelli derivati dal complesso B.



Figura 3.9: Sottoprodotti dello stabilimento B. Da sinistra a destra: scarto crudo; pellet; scarto tostato⁸⁵.

Per effettuare le prove lo scarto crudo e tostato sono stati utilizzati tal quali, mentre il pellet (pula), per favorire la degradazione microbica, ha subito un processo di macinazione.

Inoltre, dal momento che si è realizzato un processo di digestione anaerobica, è stato necessario introdurre nel reattore oltre al substrato anche un “inoculo”, cioè un substrato ricco di batteri necessario per dare inizio alla fermentazione; l’“inoculo”, per queste prove sperimentali, è costituito da materiale liquido pre-digerito, derivante da rifiuti organici urbani (FORSU), fornito dall’impianto di ACEA Pinereolese⁸⁶.

Le prove sperimentali in *fed-batch* sono realizzate considerando dei reattori continui e perfettamente miscelati (CSTR) con processo di tipo wet (contenuto di sostanza secca pari al 10%), in condizioni termofile, mantenendo una temperatura costante pari a 55°C.

Inoltre, prima di realizzare le prove, sono stati calcolati i solidi totali (ST) e i solidi volatili (SV) dei diversi campioni, che abbinati a risultati di studi precedenti su queste tipologie di

⁸⁵ Ibidem.

⁸⁶ Ibidem.

sottoprodotti, hanno permesso di applicare l'espressione di Buswell⁸⁷ ed individuare la massima produzione teorica di biogas e biometano. Questi valori risultano essere molto importanti poiché saranno necessari per applicare il modello di calcolo e ottenere la valutazione ambientale.

Tabella 3.1: Percentuale dei solidi totali e dei solidi volatili degli scarti dei due impianti e dell'inoculo⁸⁸.

	Substrati	ST [%]	SV [%]	SV/ST
STABILIMENTO A	<i>Scarto tostato</i>	96.2	91.56	0.95
	<i>Scarto crudo</i>	90.92	78.47	0.86
	<i>Pellet</i>	91.21	83.63	0.92
	<i>Inoculo</i>	2.44	1.48	0.61
STABILIMENTO B	<i>Scarto tostato</i>	94.93	90.27	0.95
	<i>Scarto crudo</i>	92.13	85.68	0.93
	<i>Pellet</i>	92.42	83.18	0.90
	<i>Inoculo</i>	2.68	1.6	0.60

Tabella 3.2: Valori di produzione teorici ottenuti tramite l'applicazione dell'equazione di Buswell⁸⁹.

	Mix Stabilimento A	Mix Stabilimento B
Massima produzione teorica di BIOGAS Nm^3/kg_{sv}	0.97	0.96
Massima produzione teorica di METANO $Nm^3 CH_4/kg_{sv}$	0.52	0.51
Frazione metano prodotta rispetto al biogas tot	0.53	0.53

Tramite queste prove sperimentali è stato possibile ricavare le caratteristiche dei substrati alimentati all'interno del reattore e i parametri operativi del processo, descritti dalla seguente tabella. Tuttavia un parametro relativo al substrato, richiesto dal *software*, consiste nella resa agricola che non è presente in questo studio, perciò è stato ricavato da letteratura; per quanto riguarda il caffè la resa agricola risulta essere di 3 t/ha⁹⁰.

⁸⁷ L'equazione di Buswell e Symons (1933) permette di calcolare la produzione teorica massima di biogas, partendo dalla composizione elementare del substrato oggetto della degradazione anaerobica. Questa equazione risulta valida se si assume che il biogas sia composto esclusivamente da metano ed anidride carbonica.

⁸⁸ Duretti, op. cit., p. 65.

⁸⁹ Ibidem.

⁹⁰ FAO, *FAO Statistical Pocketbook Coffee*, Rome, 2015, www.fao.org/publications.

Tabella 3.3: Parametri caratteristici del substrato e del processo di digestione anaerobica per gli impianti A e B.

Caratteristiche substrato		
	Stabilimento A	Stabilimento B
Scarto tostato [%]	0.43	0.26
Scarto crudo [%]	0.09	0.06
Pellet [%]	0.48	0.68
ST [%]	0.93	0.93
SV [%]	0.87	0.85
SV/ST [%]	0.93	0.92
Caratteristiche processo		
	Stabilimento A	Stabilimento B
Temperatura [°C]	55	55
HRT [d]	35	34
% di CH₄ nel biogas [%]	55	52
% di CO₂ nel biogas [%]	45	48

Inoltre, dall'elaborato di tesi è stato possibile ricavare i quantitativi dei differenti sottoprodotti generati dai due stabilimenti A e B, descritti dalla Tabella 3.4.

Tabella 3.4: Quantitativi di sottoprodotti generati dagli impianti di A e B al giorno e all'anno⁹¹.

	Quantità	Scarto tostato	Scarto crudo	Pellet	TOT
Stabilimento A	t/d t.q.	1.7	0.4	2.1	4.2
	t/y t.q.	626.8	156.7	766.5	1550.0
Stabilimento B	t/d t.q.	0.8	0.2	2.1	3.1
	t/y t.q.	280.0	70.0	780.0	1130.0

Tuttavia tramite questo progetto di tesi⁹² non è possibile conoscere i parametri relativi agli autoconsumi degli impianti e alcune caratteristiche dei sistemi di *upgrading*, perciò si sono utilizzati i valori che vengono forniti dal *software* (ricavati da letteratura scientifica); nel caso dei valori espressi sotto forma di range sono stati scelti i valori relativi alla portata minore per via delle portate annuali (descritte nella Tabella 3.4) dei sottoprodotti generati dai due impianti.

⁹¹ Duretti, op. cit., p. 65.

⁹² Ibidem.

3.3 Valutazione ambientale e confronti

Lo scopo di questo elaborato è stato quello di effettuare una valutazione ambientale ed una valutazione economica, descritta nel capitolo successivo, su impianti potenziali per la produzione di biogas e/o biometano, alimentati con i sottoprodotti derivanti dal processo di produzione del caffè, che si realizza nei due stabilimenti descritti nel paragrafo precedente, ossia gli stabilimenti A e B. Queste valutazioni iniziali permettono di comprendere meglio le conseguenze, sia positive che negative, della realizzazione di questi impianti.

La valutazione ambientale per gli impianti destinati alla produzione di biogas e/o di biometano consiste nel quantificare le emissioni, espresse in termini di CO_{2eq}, connesse alle attività dell'impianto; come descritto precedentemente, il calcolo delle emissioni è stato effettuato tramite l'impiego del modello di calcolo MCBioCH₄ che, per il bilancio ambientale, considera un sistema di LCA semplificato e quindi comprende nel calcolo non solamente le attività direttamente connesse all'impianto, ma anche quelle derivanti dalla produzione del substrato alimentato. I risultati di questo modello forniscono una quantificazione sia delle emissioni prodotte che delle emissioni evitate dell'interno impianto. In questo modo è possibile comprendere se l'impatto sull'ambiente del sistema sia positivo, quando le emissioni evitate sono maggiori di quelle prodotte, oppure negativo.

Per ciascuno stabilimento sono state valutate tipologie impiantistiche differenti, in modo da individuare quale sia la soluzione più conveniente.

3.3.1 Stabilimento A

Per quanto riguarda lo stabilimento A, è stato valutato in primo luogo un impianto destinato a produrre biogas che impiega un sistema cogenerativo, il quale produce sia energia elettrica che energia termica. I risultati della valutazione ambientale ottenuti per questa configurazione impiantistica sono descritti nella Tabella 3.5.

Tabella 3.5: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biogas alimentato con gli scarti dell'impianto A.

Emissioni impianto biogas (B-H)	
	tCO_{2eq}/y
<i>Emissioni prodotte coltivazione substrati</i>	609.66
<i>Emissione prodotte trasporto substrato</i>	0.96
<i>Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo</i>	44.52
<i>Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore</i>	38.74
<i>Emissioni prodotte CH₄ incombusto CHP</i>	1.23
<i>Emissioni evitate EE immessa in rete</i>	-897.01

<i>Emissioni evitate ET immessa in rete</i>	-492.13
<i>Totale</i>	-694.04
	tCO₂eq/y
<i>Tot emissioni prodotte</i>	695.10
<i>Tot emissioni evitate</i>	-1389.14
<i>Totale</i>	-694.04

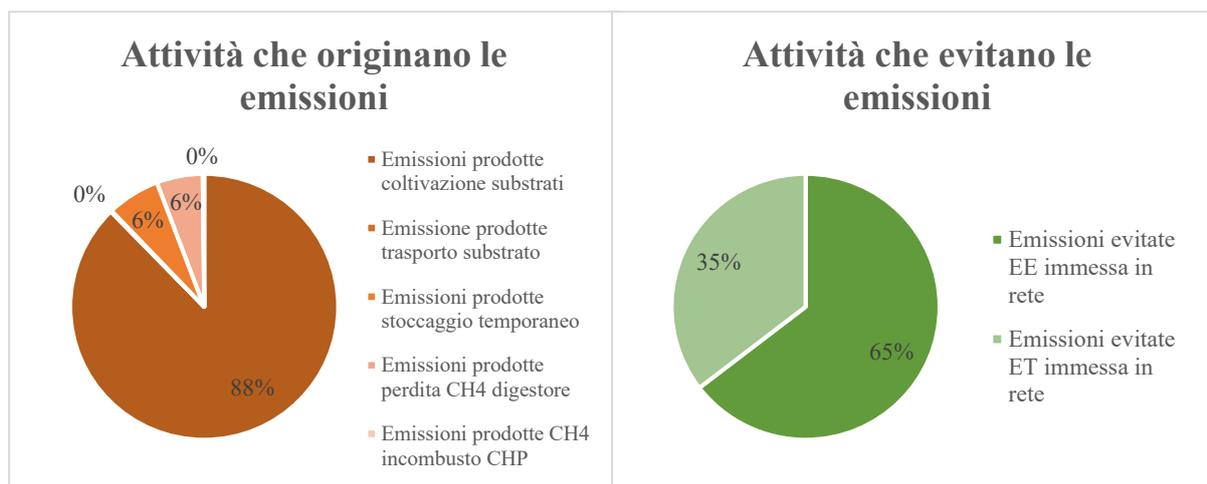


Figura 3.10: Contributi nelle emissioni totali delle attività che originano e che evitano le emissioni.

In questo caso le emissioni prodotte derivano principalmente dall'attività di coltivazione del substrato alimentato, che consistono in circa l'88% delle emissioni prodotte totali; mentre le emissioni dovute al trasporto del substrato risultano essere le minori, perché si è considerato di realizzare l'impianto all'interno dello stabilimento dove viene prodotto il substrato alimentato al digestore, infatti nel modello di calcolo è stata utilizzata una distanza da coprire minima pari a 1 km. Le altre attività che concorrono alla produzione di emissioni in atmosfera sono lo stoccaggio temporaneo del substrato, le perdite di metano del digestore e il processo di cogenerazione (CHP); tuttavia queste voci contribuiscono solo in piccola parte alle emissioni totali. Inoltre, dal momento che tramite questa configurazione viene prodotta sia energia elettrica che energia termica, esse vengono impiegate per soddisfare i bisogni energetici dell'impianto, evitando così di doverle prelevare dalla rete esterna, ciò non comporta solo un risparmio energetico, ma consente anche di evitare di dare origine ad ulteriori emissioni. Le emissioni evitate derivano in particolar modo dal risparmio dell'energia termica.

Successivamente si è valutato un impianto, sempre alimentato con i sottoprodotti dell'impianto A, ma destinato a produrre biometano tramite il sistema di *upgrading* della

separazione con membrane (MB); è stata scelta la tecnologia MB poiché permette di ottenere buoni risultati con richieste energetiche non eccessive, inoltre non utilizza agenti o solventi per effettuare la separazione. In questa tipologia impiantistica viene generato biometano che può essere impiegato come biocarburante per i trasporti oppure può essere immesso all'interno della rete nazionale del gas naturale; in questo studio si sono valutate le emissioni per entrambe le condizioni.

Tabella 3.6: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'autotrazione e alimentato con gli scarti dello stabilimento A.

Emissioni per impianto biometano usato come biocarburante	
	tCO₂eq/y
<i>Emissioni prodotte coltivazione substrati</i>	609.66
<i>Emissione prodotte trasporto substrato</i>	0.10
<i>Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo</i>	43.90
<i>Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore</i>	38.74
<i>Emissioni prodotte prelievo EE digestore</i>	32.44
<i>Emissioni prodotte prelievo ET digestore</i>	163.90
<i>Emissioni prodotte perdite CH₄ upgrading</i>	180.22
<i>Emissioni prodotte prelievo EE upgrading</i>	68.93
<i>Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio</i>	91.90
<i>Emissioni evitate sostituzione gas naturale</i>	-1444.15
Totale	-214.37
	tCO₂eq/y
Tot emissioni prodotte	1229.78
Tot emissioni evitate	-1444.15
Totale	-214.37

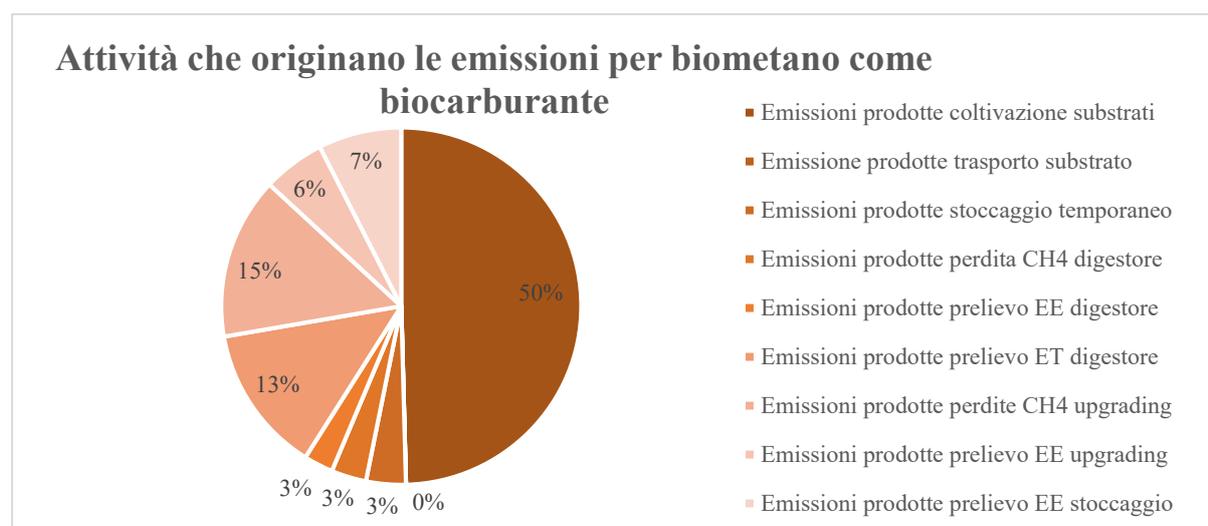


Figura 3.11: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione.

La prima configurazione del biometano osservata è quella in cui il prodotto è destinato all'autotrazione; in questo caso alcune delle voci relative alle emissioni sono differenti rispetto a quella precedente poiché le attività svolte sono differenti, tuttavia il quantitativo di emissioni maggiori deriva sempre dalla coltivazione del substrato e quello minimo è connesso al trasporto del substrato. Mentre le nuove attività che danno origine alle emissioni sono il prelievo di energie elettrica e termica per il digestore, il processo di *upgrading* e il prelievo di energia elettrica per l'*upgrading* e per lo stoccaggio del biometano; fra queste nuove voci il prelievo di energia termica dalla rete necessaria al riscaldamento del reattore e il processo di *upgrading* costituiscono una componente non trascurabile delle emissioni prodotte. Invece per quanto riguarda le emissioni evitate, in questo caso, tutte derivano dalla sostituzione del gas naturale con il biometano generato dalla digestione anaerobica.

L'altra configurazione impiantistica osservata è quella in cui il biometano viene immesso in rete, in questo caso è possibile osservare che le emissioni prodotte sono le medesime presenti nel caso precedente ad eccezione dell'energia elettrica prelevata per lo stoccaggio del biometano, poiché in questo caso esso, dopo la fase di *upgrading*, viene inviato direttamente in rete. Per quanto riguarda le voci uguali fra le due configurazioni i valori ottenuti dal calcolo del modello sono molto simili fra di loro; infatti più del 50% delle emissioni deriva dalla coltivazione dei substrati e il contributo del trasporto del substrato alimentato risulta essere solo 0.1 tCO_{2eq}/y. Infine anche in questa configurazione l'attività che permette di evitare la produzione di emissioni è la sostituzione del gas naturale con il biometano prodotto.

Tabella 3.7: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'immissione in rete e alimentato con gli scarti dello stabilimento A.

Emissioni per impianto biometano immesso nella rete nazionale	
	tCO_{2eq}/y
<i>Emissioni prodotte coltivazione substrati</i>	609.66
<i>Emissione prodotte trasporto substrato</i>	0.10
<i>Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo</i>	43.90
<i>Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore</i>	38.74
<i>Emissioni prodotte prelievo EE digestore</i>	32.44
<i>Emissioni prodotte prelievo ET digestore</i>	180.98
<i>Emissioni prodotte perdite CH₄ upgrading</i>	180.22
<i>Emissioni prodotte prelievo EE upgrading</i>	68.93
<i>Emissioni evitate sostituzione gas naturale</i>	-1444.15
Totale	-289.19
	tCO_{2eq}/y

Tot emissioni prodotte	1154.96
Tot emissioni evitate	-1444.15
Totale	-289.19

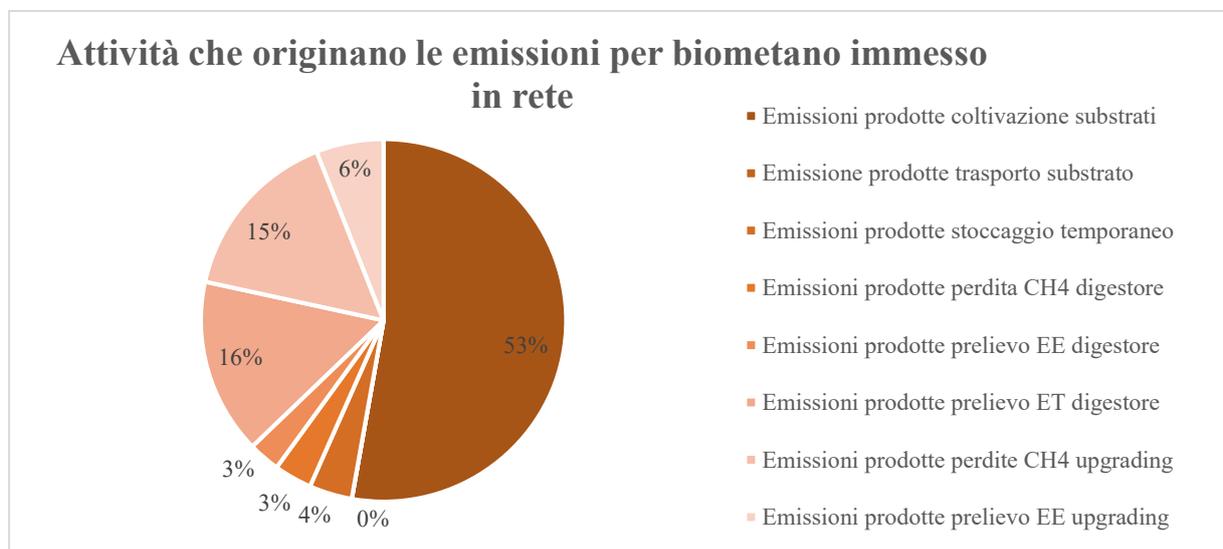


Figura 3.12: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete.

Come è possibile notare dai risultati, descritti sopra, il totale delle emissioni prodotte ed evitate nelle due soluzioni dell'impianto per il biometano sono molto simili fra di loro; per questo motivo nel confronto fra le soluzioni per lo stabilimento A si sono considerate solamente la configurazione per il biogas e la configurazione per il biometano che viene immesso nella rete nazionale del gas naturale.

Dal confronto descritto dalla Figura 3.13 è possibile notare che le emissioni evitate sono molto simili in tutte e due le configurazioni osservate, anche se risultano leggermente maggiori nel caso di biometano immesso in rete. Mentre per quanto riguarda le emissioni prodotte è possibile osservare che la configurazione del biogas genera un quantitativo di emissioni notevolmente inferiore rispetto alla configurazione del biometano, poiché nel caso del biogas il sistema cogenerativo permette di produrre energia elettrica e termica in grado di soddisfare i fabbisogni dell'impianto, condizione non possibile per l'impianto per il biometano che quindi deve prelevarle dalla rete.

Per quanto riguarda le emissioni totali è possibile osservare che in entrambe le configurazioni impiantistiche bilancio delle emissioni risulta negativo, cioè le emissioni evitate sono maggiori di quelle prodotte e quindi ne deriva un notevole beneficio per l'ambiente; il valore

di emissioni totali maggiore si ottiene nel caso dell'impianto per il biogas, poiché, partendo da emissioni evitate circa uguali, le emissioni prodotte in questa configurazione sono minori. Quindi, per lo stabilimento A, l'impianto per la produzione del biogas rappresenta la configurazione impiantistica più favorevole dal punto di vista ambientale.

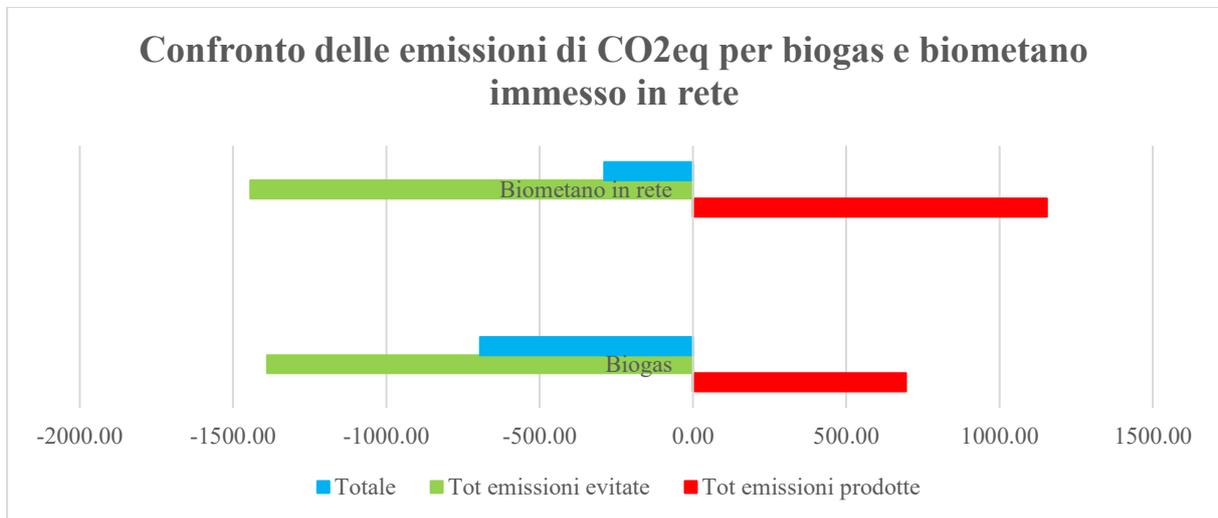


Figura 3.13: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di biogas e biometano immesso in rete nello stabilimento A.

3.3.2 Stabilimento B

Nel caso dello stabilimento B la valutazione ambientale è stata effettuata su due impianti destinati alla produzione di biometano che impiegano due sistemi di *upgrading* differenti: separazione a membrane (MB) e assorbimento fisico tramite lavaggio pressurizzato con acqua (PWS); si è scelto di valutare queste due tecniche di purificazione del biogas poiché sono le più diffuse a livello industriale, infatti il sistema PWS è impiegato nel 35,5% degli impianti di produzione del biometano e il sistema MB nel 20% degli impianti. Inoltre in questo caso non si è valutato l'impianto per la produzione del biogas poiché la portata giornaliera dei sottoprodotti generati da questo stabilimento dà origine ad una portata di biogas che richiede un sistema di cogenerazione CHP di taglia inferiore rispetto a quella minima presa in considerazione dal modello.

In primo luogo si sono valutate le due tecnologie di *upgrading* nel caso in cui il biometano prodotto venisse impiegato come biocarburante nel sistema di autotrazione.

Tabella 3.8: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'autotrazione, ottenuto tramite tecnologie di MB e PWS e alimentato con gli scarti dello stabilimento B.

Biocarburante			
MB		PWS	
	[tCO ₂ eq/ y]		[tCO ₂ eq/ y]
Emissioni prodotte coltivazione substrati	450.0	Emissioni prodotte coltivazione substrati	450.0
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.1	Emissioni prodotte trasporto substrati	0.1
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	30.0	Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	30.0
Emissioni prodotte perdita CH ₄ digestore	26.5	Emissioni prodotte perdita CH ₄ digestore	26.5
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.2	Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.2
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	111.3	Emissioni prodotte prelievo ET digestore	97.0
Emissioni prodotte perdita CH ₄ upgrading	123.1	Emissioni prodotte perdita CH ₄ upgrading	123.1
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	47.1	Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	65.9
Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio biometano	62.8	Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio biometano	62.8
Emissioni evitate sostituzione gas naturale autotrazione	-986.7	Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7
Totale	-113.7	Totale	-109.2

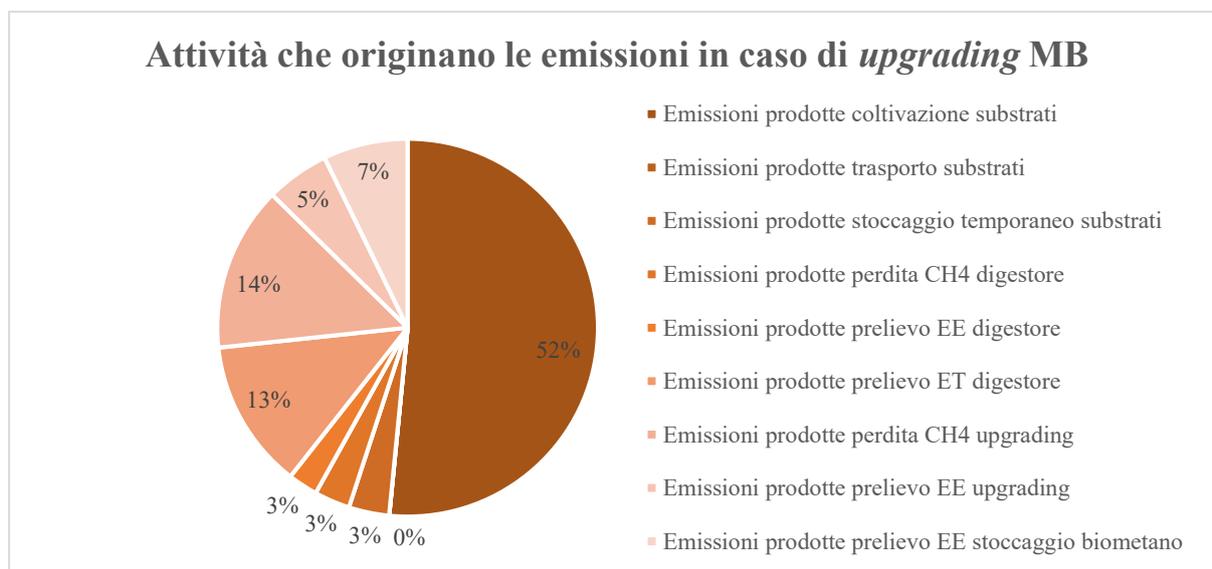


Figura 3.14: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione ottenuto con tecnologia MB.

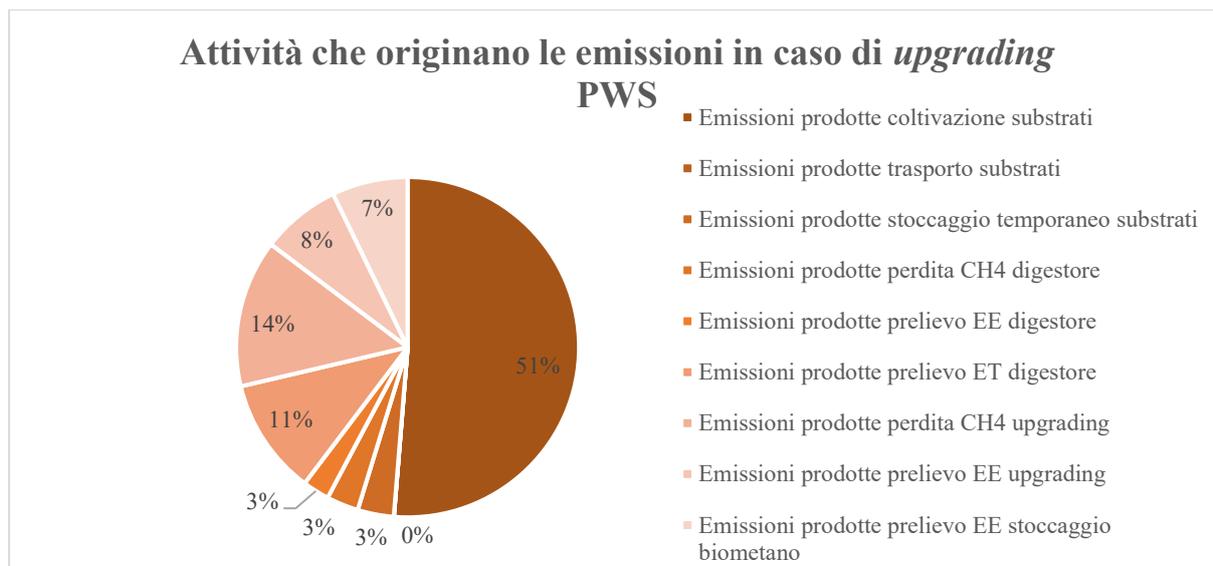


Figura 3.15: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'autotrazione ottenuto con tecnologia PWS.

Le attività che originano le emissioni in atmosfera sono le stesse in entrambe le configurazioni poiché il biometano è destinato allo stesso scopo; inoltre sono le stesse voci che sono state considerate nella configurazione impiantistica del biometano usato come biocarburante nello stabilimento A. Osservando i risultati ottenuti è possibile notare che in entrambe le configurazioni impiantistiche le voci presentano valori molto simili fra loro; tuttavia sono presenti un paio di attività che variano da questo andamento, dal momento che i sistemi di purificazione usano tecnologie e metodi differenti. In particolar modo si può notare che le emissioni, prodotte a seguito del prelievo di energia termica dalla rete necessaria al riscaldamento del digestore, sono maggiori per la tecnologia MB, poiché l'energia termica recuperata da questo sistema è inferiore rispetto a quello ottenuto dal sistema PWS; inoltre si può osservare che le emissioni generate per il prelievo di energia elettrica necessaria al sistema di *upgrading* sono maggiori per l'impianto PWS, il quale comporta un consumo energetico maggiore rispetto a MB.

Inoltre dai dati si nota, che come accade per gli impianti dello stabilimento A, l'attività che genera la maggior parte delle emissioni prodotte è le coltivazioni dei substrati alimentati nel reattore e il trasporto dei substrati è quella che ne genera di meno poiché anche nello stabilimento B si è ipotizzato di realizzare gli impianti all'interno dello stesso stabilimento. Invece per quanto riguarda le emissioni evitate, esse derivano tutte dalla sostituzione del gas naturale da parte del biometano prodotto dalla digestione anaerobica.

Queste due configurazioni sono state poi confrontate a livello di emissioni totali e si è potuto osservare che dal momento che il quantitativo di biometano prodotto tramite le due tecnologie di *upgrading* è lo stesso il valore delle emissioni evitate risulta lo stesso, mentre i valori delle emissioni prodotte sono simili, ma tuttavia variano fra i due casi. Analizzando i risultati si può notare che in entrambi i casi le emissioni totali risultano negative, cioè le emissioni evitate sono superiori a quelle prodotte, tuttavia quelle relative al sistema MB risultano essere leggermente superiori; quindi per il biometano usato come biocarburante la tecnologia di *upgrading* migliore dal punto di vista ambientale risulta essere quella della separazione a membrana (MB).

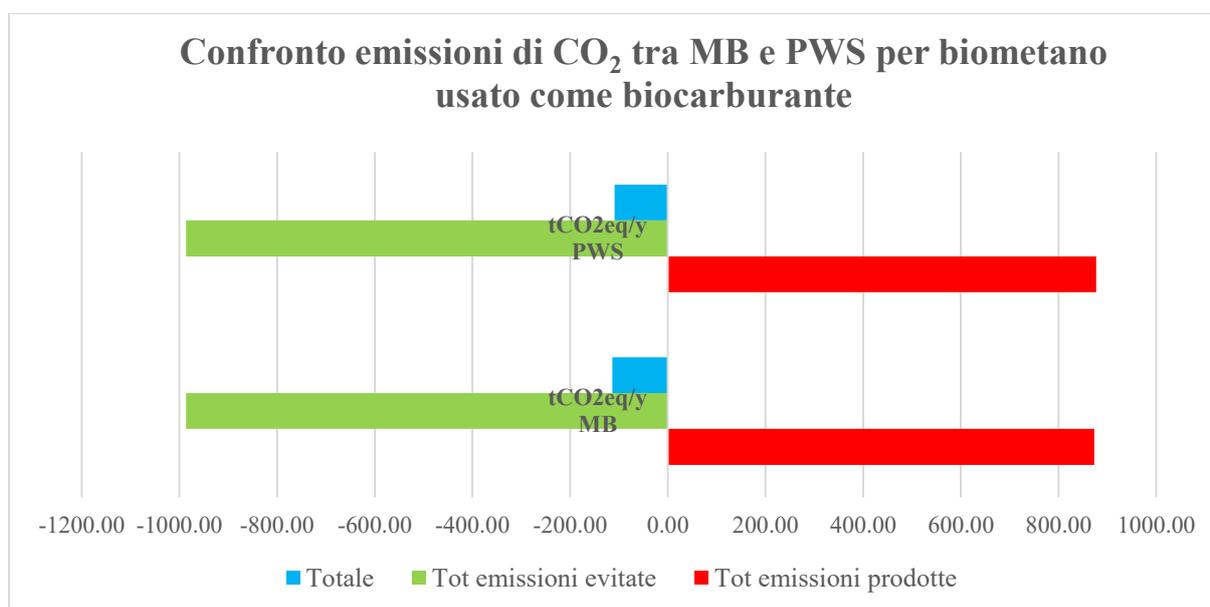


Figura 3.16: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB e PWS, nel caso di biometano usato come biocarburante e prodotto nello stabilimento B.

Successivamente si sono valutate le due tecnologie di *upgrading* nel caso in cui il biometano venisse immesso nella rete nazionale del gas naturale.

Tabella 3.9: Emissioni correlate all'impianto per la produzione di biometano destinato all'immissione in rete, ottenuto tramite tecnologie di MB e PWS e alimentato con gli scarti dello stabilimento B.

Immissione in rete			
MB		PWS	
	[tCO ₂ eq/y]*		[tCO ₂ eq/y]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	450.0	Emissioni prodotte coltivazione substrati	450.0
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.1	Emissioni prodotte trasporto substrati	0.1
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	30.0	Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	30.0
Emissioni prodotte perdita CH ₄	26.5	Emissioni prodotte perdita CH ₄	26.5

digestore		digestore	
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.2	Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.2
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	123.0	Emissioni prodotte prelievo ET digestore	112.8
Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	123.1	Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	123.1
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	47.1	Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	65.9
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7	Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7
Totale	-164.8	Totale	-156.1

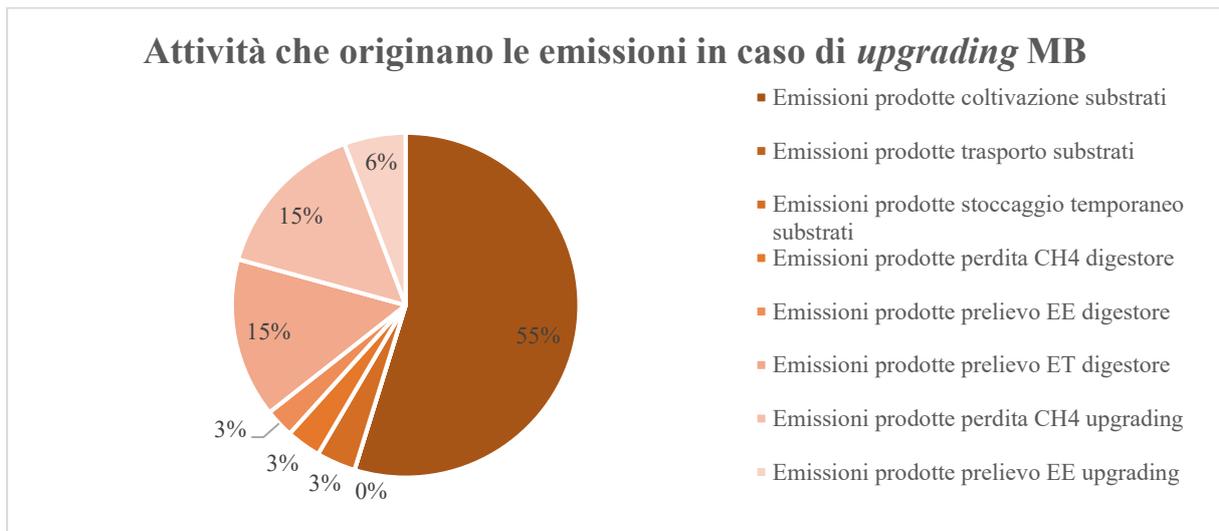


Figura 3.17: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete ottenuto con tecnologia MB.

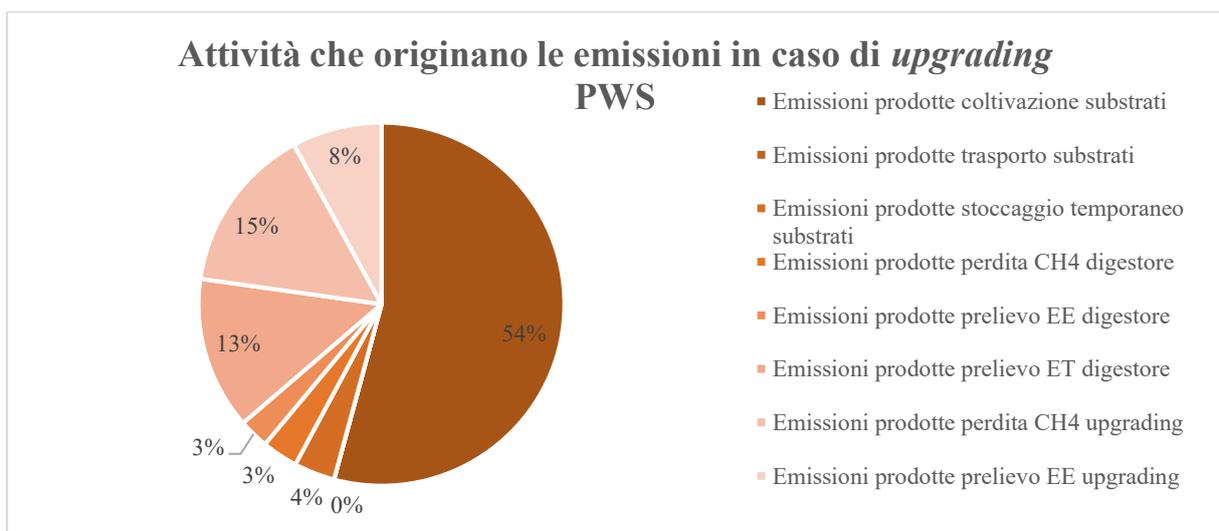


Figura 3.18: Contributi delle attività nelle emissioni prodotte per la produzione del biometano destinato all'immissione in rete ottenuto con tecnologia PWS.

Anche in questo caso, come nella condizione precedente, le voci relative alle emissioni sono le stesse individuate nel caso dell'impianto destinato a produrre biometano da immettere in rete visto per lo stabilimento A. Inoltre dal momento che in entrambe le configurazioni il biometano ottenuto è destinato ad essere immesso in rete le attività che originano le emissioni in atmosfera sono le stesse. Dai dati descritti nella Tabella 3.9 si può notare che i termini che differiscono fra i due sistemi sono gli stessi che si sono riscontrati nel caso in cui il biometano venga utilizzato come biocarburante, poiché le tecniche di purificazione analizzate sono le stesse. Anche in queste soluzioni più della metà delle emissioni prodotte è riconducibile alla coltivazione del substrato alimentato, mentre le altre attività dell'impianto contribuiscono in minor quantità alla totalità delle emissioni; oltretutto, come osservato in tutti gli impianti destinati alla produzione di biometano, le emissioni evitate derivano esclusivamente dall'impiego del biometano invece che del gas naturale.

Successivamente si è effettuato un confronto fra le tecnologie e si è potuto osservare che le emissioni prodotte sono le stesse poiché, come visto in precedenza, i quantitativi di biometano prodotti sono gli stessi in entrambe le tecnologie; mentre le emissioni prodotte sono molto simili, ma quelle generate nel sistema PWS risultano leggermente superiori a quelle del MB e per questo motivo le emissioni totali, anche se entrambe negative, risultano di poco maggiori nel caso del MB. Quindi anche per il biometano immesso in rete la tecnologia di *upgrading* più vantaggiosa, dal punto di vista della valutazione ambientale, è la separazione a membrane.

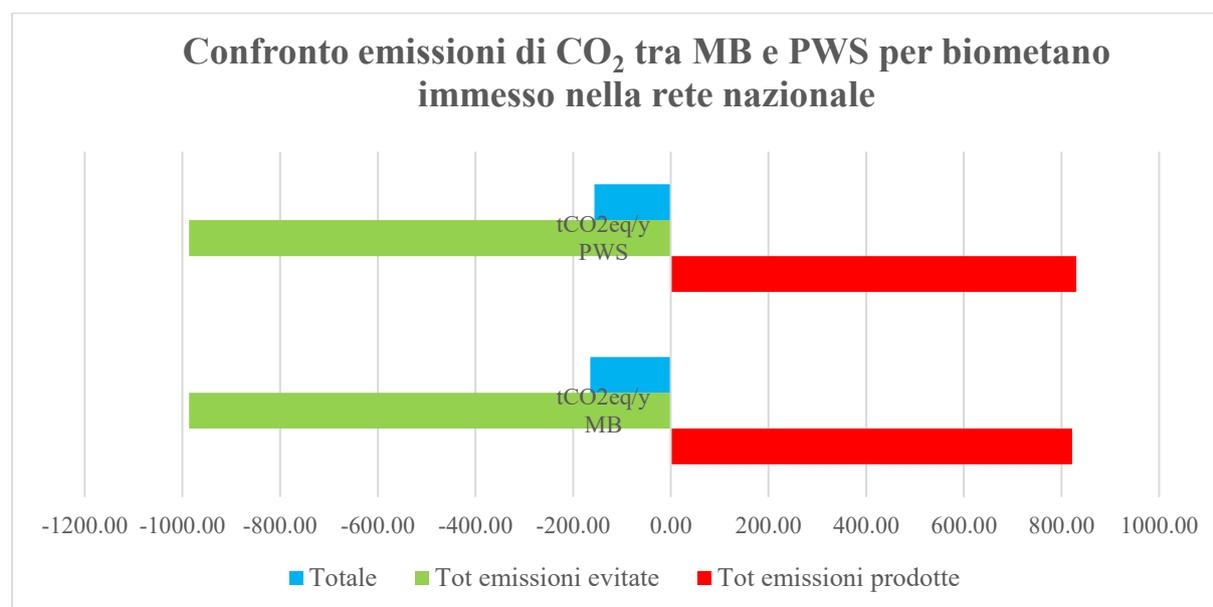


Figura 3.19: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB e PWS, nel caso di biometano immesso nella rete nazionale e prodotto nello stabilimento B.

Dal momento che, sia per il biometano adoperato come biocarburante nell'autotrazione che per il biometano immesso in rete, la soluzione più conveniente, dal punto di vista ambientale, risulta essere l'adozione di un sistema di separazione tramite membrane si è voluto osservare quale delle due soluzioni per il biometano risulti maggiormente vantaggiosa per quanto riguarda la valutazione ambientale.

Osservando i risultati mostrati nella Figura 3.20, si può notare che le emissioni totali evitate sono le stesse in entrambi i casi poiché il quantitativo di biometano prodotto è lo stesso, mentre le emissioni prodotte risultano essere minori nel caso di biometano immesso in rete; quindi si evince che le emissioni totali saranno maggiori proprio nel caso in cui il biometano viene immesso nella rete.

Pertanto la soluzione più favorevole per lo stabilimento B, dal punto di vista delle emissioni evitate in atmosfera, risulta essere un impianto per la produzione di biometano che impiega la tecnologia di *upgrading* della separazione con membrane (MB) e che immette il biometano nella rete nazionale del gas naturale.

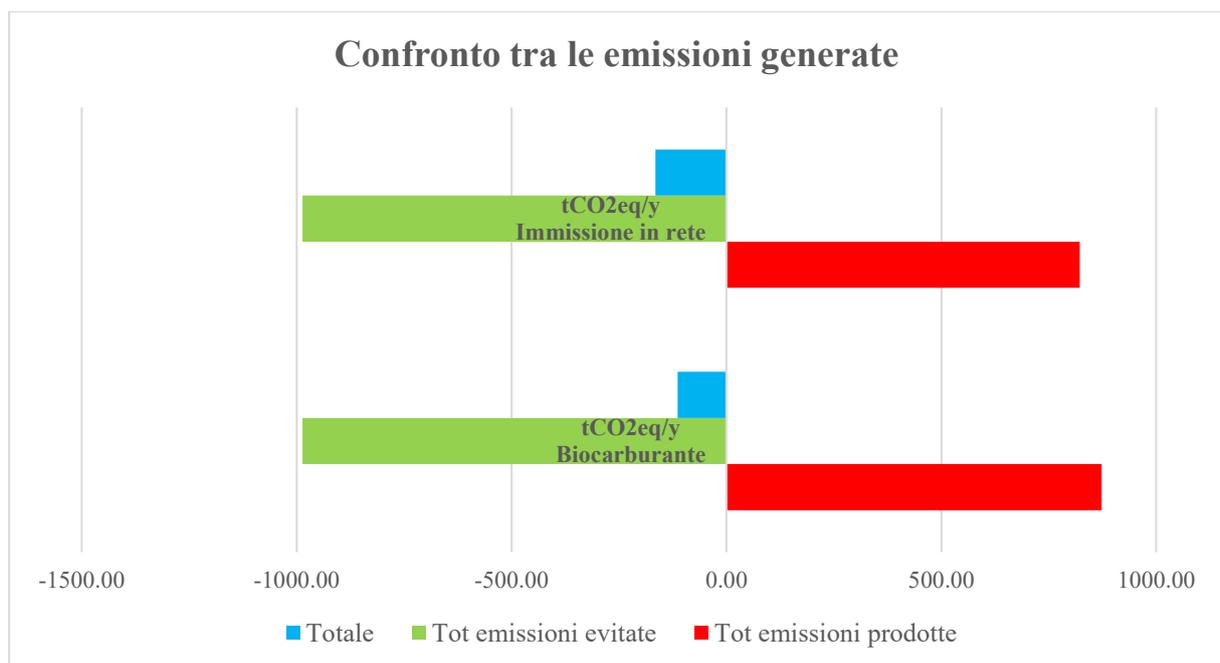


Figura 3.20: Confronto delle emissioni totali prodotte ed evitate per le configurazioni di MB nel caso di biometano prodotto nello stabilimento B ed immesso nella rete nazionale o utilizzato per l'autotrazione.

4. Valutazione economica

L'obiettivo di questo elaborato, come già descritto nel capitolo precedente, è quello di valutare, sia a livello ambientale che a livello economico, diverse soluzioni impiantistiche per produrre biogas e/o biometano, che impiegano come substrato di alimentazione i sottoprodotti derivanti dal processo di produzione del caffè dei due stabilimenti di una grossa società italiana produttrice di caffè. Nel capitolo precedente si è proceduto alla valutazione ambientale delle diverse configurazioni impiantistiche in modo da comprendere quale fosse la loro impronta ecologica, espressa in termini di tonnellate di CO_{2eq} emesse in atmosfera ogni anno; mentre in questo capitolo viene realizzata la valutazione economica, svolta per individuare una redditività economica preliminare delle diverse tipologie impiantistiche adottabili. In questo modo, prendendo in considerazione entrambe le valutazioni, è possibile comprendere quale di esse rappresenti la soluzione più conveniente.

Per realizzare la valutazione economica sono stati considerati i costi di investimento iniziali, i costi di gestione e infine i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica nel caso in cui l'impianto produca solo biogas oppure del biometano nel caso in cui l'impianto abbia un sistema di *upgrading*; inoltre, dal momento che sia l'energia elettrica derivante dal biogas che il biometano rappresentano delle fonti energetiche rinnovabili, lo Stato mette a disposizione degli incentivi per favorirne lo sviluppo. I ricavi, in questo elaborato, sono stati calcolati sia tenendo conto degli incentivi che in assenza di essi.

Le configurazioni impiantistiche considerate per la valutazione economica sono le stesse che sono state analizzate nella valutazione ambientale, cioè, nel caso dello stabilimento A:

- Impianto per la produzione di biogas che comprende un sistema cogenerativo (CHP);
- Impianto per la produzione di biometano, ottenuto con sistema di *upgrading* a membrane (MB) e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale.

Mentre per lo stabilimento B sono stati valutati solamente impianti destinati alla produzione di biometano, ottenuto tramite due tecnologie di *upgrading* differenti:

- Separazione a membrane (MB);
- Assorbimento fisico tramite lavaggio pressurizzato con acqua (PWS).

Le soluzioni per lo stabilimento B sono state osservate sia nel caso in cui il biometano sia destinato all'immissione in rete sia che venga impiegato come biocarburante nell'autotrazione.

4.1 Costi d'investimento

I costi di investimento rappresentano i costi iniziali che è necessario affrontare per poter realizzare l'impianto; dal momento che gli impianti destinati alla produzione del biogas presentano configurazioni impiantistiche diverse rispetto agli impianti destinati alla produzione di biometano anche i costi necessari alla loro realizzazione saranno differenti. In questo caso, i costi d'investimento per gli impianti di produzione del biogas sono stati individuati tramite uno studio⁹³ che ha effettuato un'analisi economica su una serie di impianti di produzione di biogas, dal quale è stato possibile ricavare un grafico dell'andamento dei costi in funzione della potenza elettrica installata (kW).

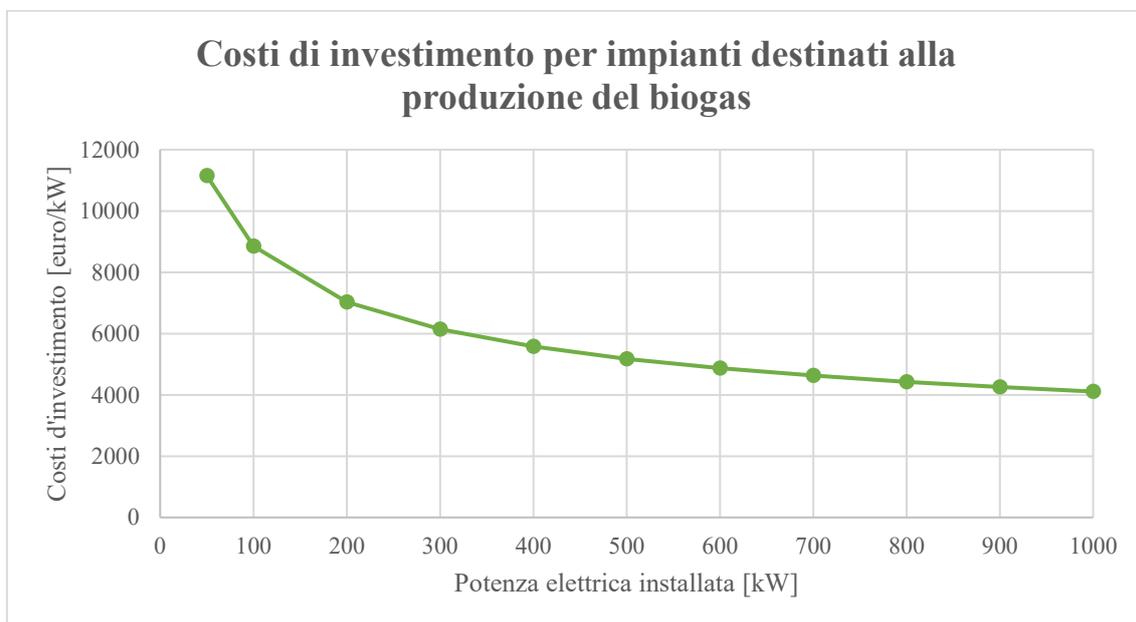


Figura 4.1: Relazione fra potenza elettrica installata e costi di investimenti per impianti per biogas⁹⁴.

Grazie al modello di calcolo, impiegato durante la valutazione ambientale, il quale realizza anche un bilancio energetico, è possibile conoscere la potenza dell'impianto che permette di ricavare i relativi costi d'investimento. Inoltre è nota la ripartizione dei costi per la parte fermentativa e per la parte del cogeneratore, che rispettivamente risultano essere il 65% e il 35% del totale dei costi d'investimento.

Per quanto riguarda i costi d'investimento nel caso di impianti destinati a produrre biometano, essi variano in funzione del sistema di *upgrading* che viene adoperato. Il valore dei costi di

⁹³ A. Ragazzoni, *Analisi economica di impianti per biogas alla luce dei nuovi incentivi*, Dipartimento di Scienze Agrarie (Dip.S.A.) Università di Bologna, a.2013.

⁹⁴ Ibidem.

investimento per la tecnologia di purificazione del biogas è stato ripreso da un elaborato di tesi in cui è stata studiata la convenienza economica di differenti sistemi di *upgrading* del biogas tramite l'impiego di un tool denominato "*Biomethane-Calculator*", il quale è stato sviluppato durante un progetto finanziato dall'Unione Europea per la diffusione dell'impiego del biometano come fonte di energia rinnovabile, definito "*IEE Biomethane regions*"⁹⁵. I risultati impiegati sono esposti nelle figure sottostanti.

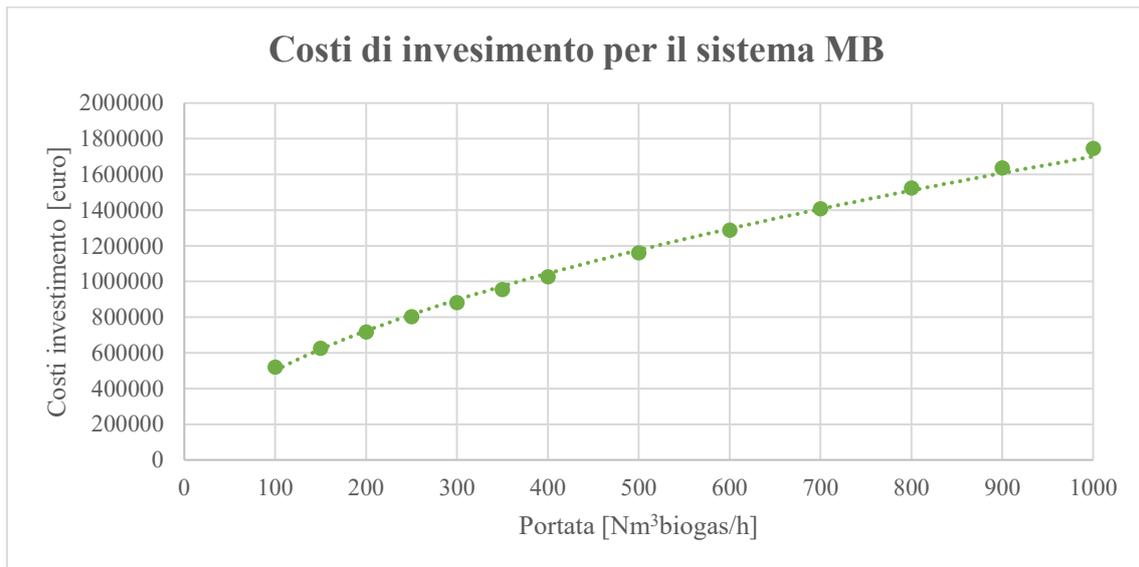


Figura 4.2: Relazione fra i costi di investimento per il sistema di upgrading MB e la portata oraria di biogas prodotto⁹⁶.

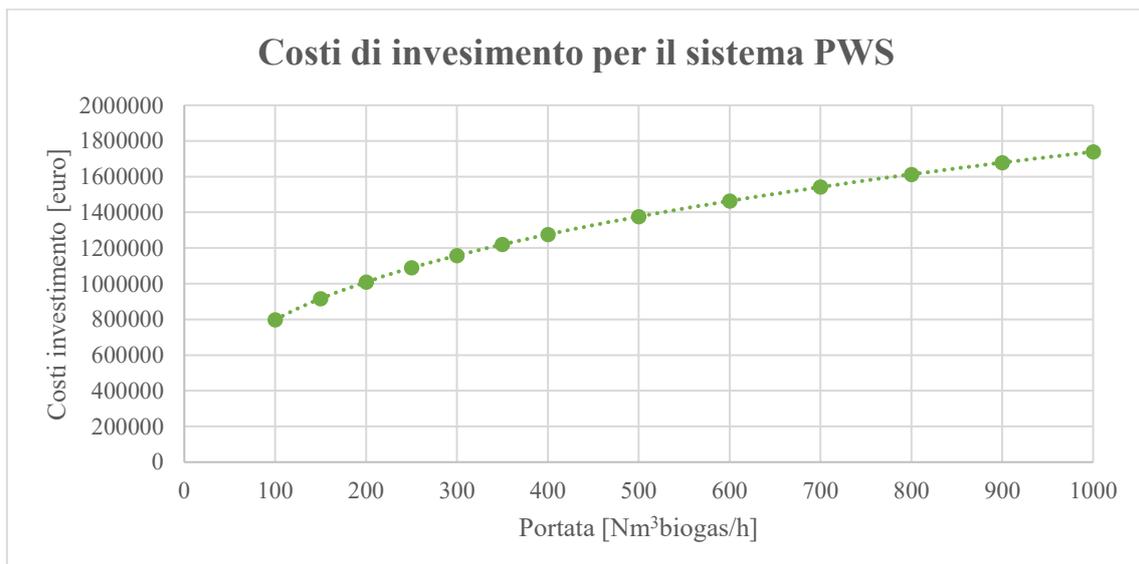


Figura 4.3: Relazione fra i costi di investimento per il sistema di upgrading PWS e la portata oraria di biogas prodotto⁹⁷.

⁹⁵ M. Marino, *Valutazione della convenienza economica dell'upgrading del biogas da discarica a biometano e i suoi conseguenti possibili utilizzi*, Università di Bologna, Tesi di Laurea Magistrale, a.2017.

⁹⁶ Ibidem.

Dal momento che per gli impianti per la produzione del biometano vengono valutati due sistemi di *upgrading*, ossia MB e PWS, per ciascuno di essi sono stati considerati differenti costi d'investimento poiché le strutture e le attrezzature necessarie sono differenti, quindi deriveranno spese diverse. Con i grafici descritti in precedenza si sono calcolati i costi di investimento per il processo di *upgrading* all'interno dell'impianto di produzione del biometano; a questi valori, in modo da ottenere i costi iniziali totali, sono stati sommati i costi di investimento per realizzare la fase di fermentazione, dal momento che anche in queste configurazioni si realizza la fase di digestione anaerobica.

Inoltre, dal momento che le fonti da cui sono stati ricavati i costi sono relativi ad anni passati, essi sono stati attualizzati al 2019 tramite il sistema di calcolo delle rivalutazioni monetarie fornito dal sito dell'Istat.

Tuttavia i costi di investimenti rappresentano solo la parte iniziale della spesa economica di questi impianti, poiché durante il loro esercizio si devono affrontare ulteriori costi, definiti costi operativi.

4.2 Costi operativi

I costi operativi o costi di gestione rappresentano i costi che si devono sostenere durante la vita dell'impianto per permetterne il corretto funzionamento; in questo caso i costi di gestione tengono conto dei costi relativi al personale, alla manutenzione generale e l'uso di prodotti. Questi costi vengono espressi in euro/anno perché sono spese che devono essere affrontate ogni anno in cui l'impianto lavora, a differenza dei costi di investimento che sono espressi in costi totali.

Per quanto riguarda l'impianto destinato alla produzione del biogas i costi operativi sono stati ricavati dallo stesso studio da cui sono stati ripresi i costi di investimento⁹⁸; il quale fornisce una curva rappresentante l'andamento dei valori dei costi operativi degli impianti presi in considerazione dallo studio. Anche per questi costi essi si ottengono in funzione della potenza elettrica installata nell'impianto.

⁹⁷ Ibidem.

⁹⁸ Ragazzoni, op. cit., p.88.

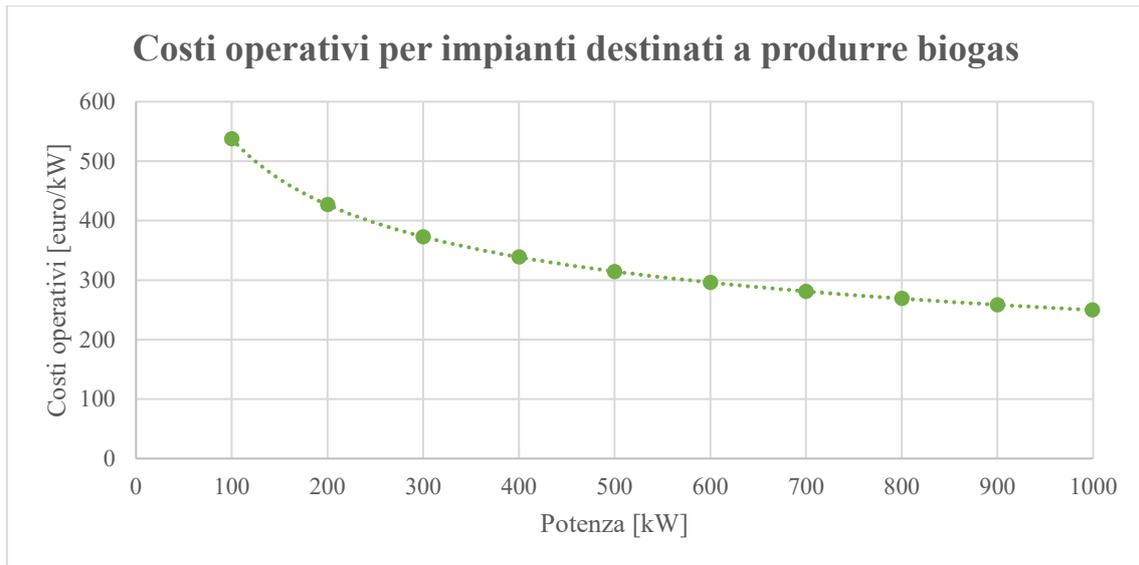


Figura 4.4: Relazione fra i costi di investimento unitari e la potenza elettrica installata per impianti per biogas⁹⁹.

Anche per quanto riguarda gli impianti destinati alla produzione di biometano i costi operativi sono stati ricavati dall'elaborato di tesi¹⁰⁰ visto in precedenza.

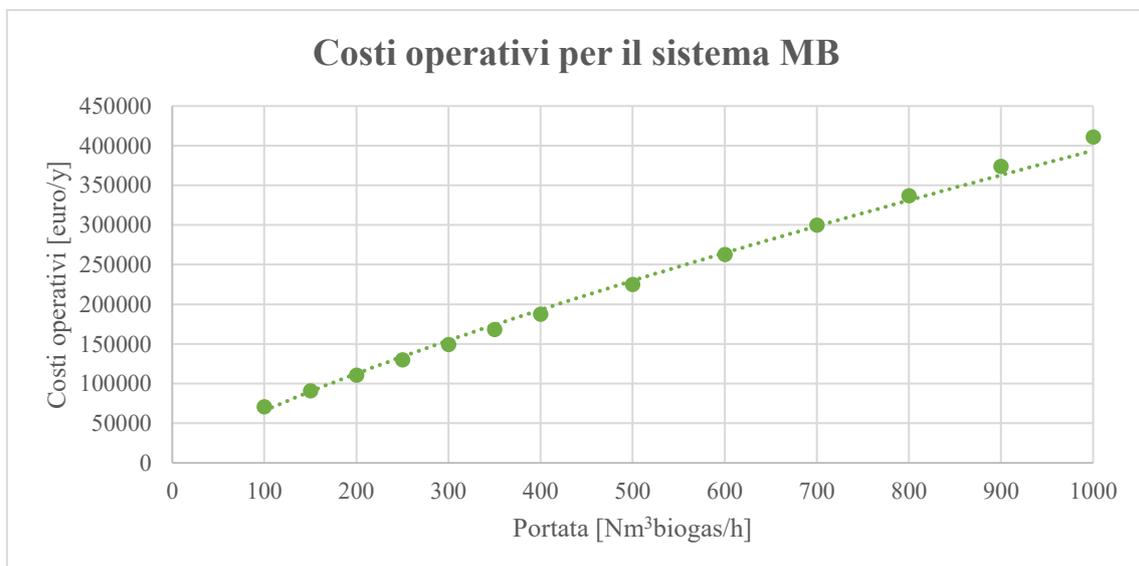


Figura 4.5: Relazione fra i costi operativi per il sistema di upgrading MB e la portata oraria di biogas prodotto¹⁰¹.

⁹⁹ Ibidem.

¹⁰⁰ Marino, op. cit., p.89.

¹⁰¹ Ibidem.

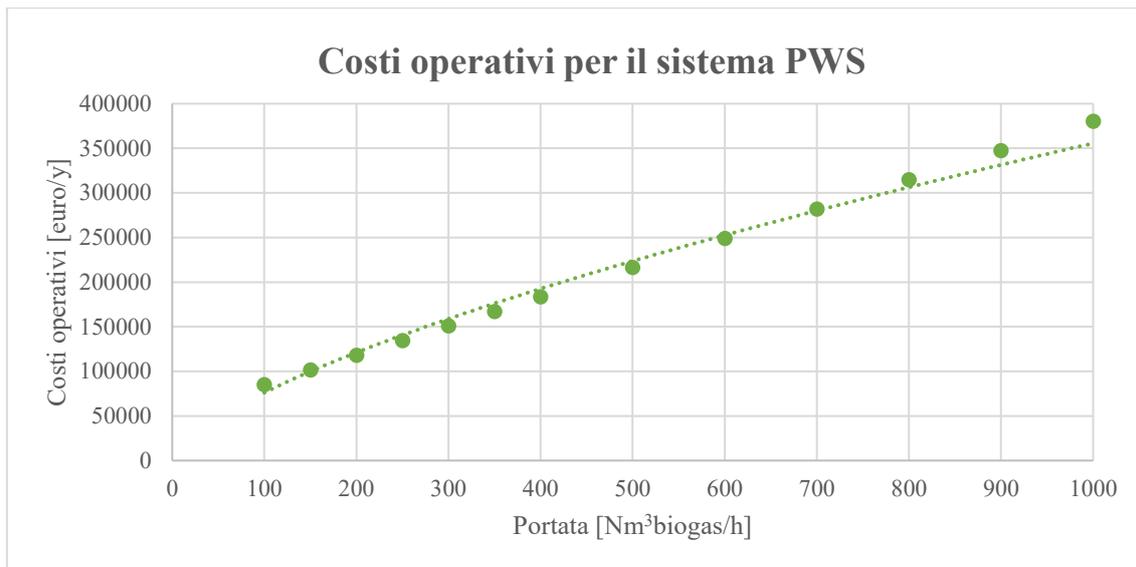


Figura 4.6: Relazione fra i costi operativi per il sistema di upgrading PWS e la portata oraria di biogas prodotto¹⁰².

Come per i costi di investimento anche i costi di gestione per gli impianti destinati alla produzione del biometano sono stati individuati tramite la portata oraria di biogas generato dalla fase fermentativa. In questo caso i valori ottenuti rappresentano quelli definitivi e non risulta necessario sommare altri fattori.

Anche per quanto riguarda i costi di gestione i valori delle fonti sono stati attualizzati all'anno attuale tramite il sistema di calcolo dell'Istat.

4.3 Ricavi

Dopo il calcolo dei costi d'investimento e dei costi di gestione, si è proceduto alla valutazione dei ricavi che derivano dalla vendita dei prodotti generati dagli impianti considerati, inoltre dal momento tali prodotti rappresentano delle fonti energetiche rinnovabili, essi possono ricevere degli incentivi da parte dello stato che incrementano le entrate; perciò si è proceduto al calcolo dei ricavi prima senza l'utilizzo di incentivi e poi tramite il loro impiego.

L'impianto destinato alla produzione del biogas produce, tramite il sistema cogenerativo, energia elettrica e energia termica in quantità in grado sia di soddisfare i fabbisogni dell'impianto che di essere immessi nella rete e ricavare quindi un guadagno, tuttavia in questo caso i ricavi derivano solo dall'immissione di energia elettrica in rete, poiché generalmente gli impianti sono isolati a meno che non siano presenti delle utenze nelle

¹⁰² Ibidem.

vicinanze, sarebbe necessario realizzare una rete di teleriscaldamento, che però non risulta economicamente vantaggiosa, e per questo l'energia termica in eccesso viene liberata e perduta. Per quanto riguarda l'energia elettrica i ricavi, senza incentivi, derivano dalla vendita al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) dell'energia elettrica in eccesso al prezzo di 43,4 €/MWh, dato dalla media dei valori dei prezzi dell'energia nelle 3 fasce orarie di consumo e riferiti al mese di giugno 2019 presso il Nord Italia, dal momento che gli stabilimenti si trovano nella regione Piemonte.

Invece per quanto riguarda gli impianti destinati alla produzione di biometano i ricavi senza incentivi derivano dalla vendita del biometano e dipendono dall'utilizzo a cui esso è destinato, cioè biocarburante per autotrazione oppure biometano immesso nella rete del gas naturale. Nel caso in cui il biometano viene impiegato come biocarburante il guadagno deriva dalla sua vendita sul mercato al prezzo di 0,8 €/kg riferito al mese di giugno del 2019, il quale rappresenta il prezzo medio pagato dall'utente finale per il gas naturale nel settore dei trasporti negli ultimi anni, tale valore è fornito dall'ufficio competente della Regione Lombardia; mentre nel caso in cui il biometano viene immesso in rete le entrate derivano dalla vendita del biometano al prezzo di 0,199 €/m³, che rappresenta il prezzo del gas naturale per le utenze definito dal SPU (Servizi per le Utenze).

Successivamente sono stati valutati gli incentivi applicabili alle configurazioni impiantistiche valutate in questo elaborato.

4.4 Incentivi per le fonti energetiche rinnovabili

Come già descritto in precedenza il biogas e il biometano rappresentano delle fonti di energia rinnovabili e perciò secondo la Normativa Italiana sono soggetti ad incentivi per cercare di favorirne la produzione. Gli incentivi variano nel caso in cui si produca biogas, biometano usato come biocarburante oppure biometano immesso in rete.

Per quanto riguarda gli incentivi inerenti all'energia generata dal biogas la normativa di riferimento è il D.M. 23/06/2016 (è presente un nuovo decreto: la legge 145 del 2018, tuttavia essa introduce innovazioni solo per impianti con potenze <300 kW, quindi non riguarda l'impianto A). Secondo il decreto del 2016 i nuovi impianti con potenza fino a 500 kW possono scegliere due modalità di incentivazione:

- Tariffa Omnicomprensiva (TO): è costituita da un'unica tariffa che remunera l'energia elettrica ritirata dal GSE (Tb), a cui si aggiungono possibili premi (Pr);

- Incentivo (I): esso viene individuato come la differenza fra la tariffa incentivante base (Tb) e il presso zonale orario dell'energia, poiché l'energia prodotta resta nella disponibilità dell'operatore; anche in questo caso vengono aggiunti gli eventuali premi disponibili per quell'impianto (Pr)¹⁰³.

Mentre gli impianti con potenza superiore a 500 kW possono accedere solamente alla seconda opzione, ossia l'incentivo.

In questo elaborato si è scelto di adottare come incentivo per l'impianto del biogas la Tariffa Omnicomprensiva, la quale tiene conto del valore dell'energia elettrica venduta quindi non è necessario sommare il valore del ricavo ottenuto senza incentivo. Per il calcolo della TO ci si avvale di una tabella fornita dal decreto in cui sono esposti i valori della tariffa di base (Tb) e gli eventuali premi (Pr) delle diverse fonti di energia rinnovabile in funzione della potenza dell'impianto.

Tabella 1 – Tariffe incentivanti base e premi stabiliti dal Decreto

Fonte rinnovabile	Potenza	PERIODO DI DIRITTO agli INCENTIVI	TARIFFA INCENTIVANTE BASE (Tb)	PREMI (Pr)								
				Totale incentivazione fluido geotermico con emissioni nulla	Premi 10 MW su aree nucleari	Abbuono 95% gas in condotti nel fluido in ingresso	Opere di connessione alla rete a proprie spese	Valore termoeconomico con frazione di integrazione tra 0,15 e 0,5	Valore termoeconomico con frazione di integrazione fra 0,5 e 0,15	Mancato decurtazione		
				art. 20 c. 1, l.6	art. 20 c. 1, l.6	art. 20 c. 1, l.6	art. 1, tab. 1.1	art. 21 c. 3, l.4)	art. 21 c. 3, l.4)	art. 1, punti a), b) e c)		
	kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	
Eolica	on-shore	1-Pr200	20	250								
		200-Pr1000	20	190								
		1000-Pr10000	20	140								
		10000-Pr100000	20	130								
	off-shore	1-Pr2000	20	440								
Idraulica	ad acqua fluente	P-Pr5000	25	150								
		1-Pr200	20	210								
		200-Pr1000	20	190								
		1000-Pr10000	20	150								
	in bacino o a serbatoio	P-Pr5000	20	90								
Oleonica (compresa maree e moto ondoso)	1-Pr10000	15	300									
	1-Pr1000	20	130	30	30	15						
Geotermica	1000-Pr10000	20	90	30	30	15						
	1-Pr1000	20	80	30	30	15						
Energia di scarto	1-Pr1000	20	90									
	1000-Pr10000	20	90									
Covenditori dai processi di depurazione	1-Pr1000	20	110									
	1000-Pr10000	20	80									
Biogas	prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1-Pr1000	20	170								
		100-Pr10000	20	130							7	
		1000-Pr10000	20	120							9	
		10000-Pr100000	20	92,150							4,950	
		P-Pr5000	20	20,750							6,750	
Biomasse	prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1-Pr1000	20	210								
		100-Pr10000	20	142,500							7,500	
		1000-Pr10000	20	109,250							5,750	
		1-Pr1000	20	240								
		1000-Pr10000	20	175,750							9,250	
Metanoli sostenibili	prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A, di rifiuti non provenienti da attività differenziate diversi da quelli di cui all'Allegato C	1-Pr1000	20	130								
		P-Pr5000	20	113,000							5,900	
		1-Pr1000	20	60								
		P-Pr5000	20	60								
		1-Pr1000	20	320								
Solare termoeconomico	1-Pr200	20	250						20	40		
	200-Pr10000	20	250						20	40		
	P-Pr5000	20	230						20	40		

(1) Tariffa con valore massimo pari a 200, nel caso la temperatura (T) del fluido geotermico sia maggiore di 151°C, la tariffa è pari a: 200 - (T - 151) * 0,75.

Per maggiori dettagli su livello di incentivazione, riduzioni e premi si rimanda al paragrafo 3.4

Figura 4.7: Valori della tariffa incentivante delle differenti fonti di energia rinnovabile fornita dal D.M. 23/06/2016.

¹⁰³ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fontirinnovabili/fereltriche/modalit%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016>, GSE.

Gli scarti di caffè che vengono utilizzati per la generazione di biogas appartengono ai sottoprodotti della filiera alimentare oppure sottoprodotti di origine biologica definiti nella Tabella 1 –A del decreto D.M. 23/06/2016. Quindi entrando nella tabella nella sezione del biogas e nella sottosezione dei sottoprodotti il valore della tariffa base è 180 euro/MWh, tuttavia secondo la normativa “*per gli impianti alimentati a biomasse e biogas, di potenza superiore a 300 kW, le tariffe di cui alla tabella sono ridotte del 5% qualora non sia rispettata almeno una delle seguenti condizioni:*

a) L'impianto opera in cogenerazione ad alto rendimento;

b) L'impianto rispetta i valori di emissione di cui all'allegato 5 al decreto 6 luglio 2012;

c) L'impianto effettua il recupero di almeno il 30% dell'azoto totale in ingresso all'impianto attraverso la produzione di fertilizzanti e rispetta le condizioni di cui alle lettere d) ed e) del comma 2 dell'articolo 26 del decreto 6 luglio 2012, verificate con le modalità di cui al comma 4 dello stesso articolo 26”¹⁰⁴.

Nel nostro caso alcuni elementi di questi elementi non sono noti, perciò si è deciso, in assetto cautelativo, di ridurre del 5% la Tb ricavata dalla tabella. Inoltre da tale tabella possibile individuare la presenza di eventuali premi da aggiungere alla Tb per ottenere la TO: in questo caso non sono presenti premi da aggiungere al valore quindi la TO finale rimane 171 euro/MWh.

Il biometano, come già detto, esso può essere impiegato in tre differenti modi:

- nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale;
- in impianti di distribuzione di metano per autotrazione;
- in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Per quanto riguarda gli incentivi inerenti il biometano, nel 2013 è stato emanato un decreto “Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 5 dicembre 2013” che ha attuato le direttive europee in merito all'impiego e all'incentivazione del biometano; tuttavia, dal momento che tale decreto non definiva gli elementi in modo particolareggiato, nel 2018 è stato emanato il decreto D.M. MiSE 2 marzo 2018, il quale è stato introdotto per trattare in modo più approfondito la questione del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti e per promuoverne l'utilizzo.

¹⁰⁴ D.M. 23/06/2016.

Nel caso del biometano immesso nella rete nazionale del gas naturale si fa ancora riferimento al decreto del 2013, il quale stabilisce quali sono i sistemi di incentivazione che possono essere adottati. Secondo tale decreto il calcolo dell'incentivo varia in base a come viene gestito il biometano:

- Il biometano può essere venduto direttamente sul mercato, in questo caso l'incentivo è previsto per impianti di produzione del biometano con capacità produttiva maggiore a 250 Sm³/h che impiegano sottoprodotti o rifiuti con una percentuale pari o superiore al 50% in peso; mentre per gli impianti con capacità produttiva inferiore a 250 Sm³/h non sono ancora stati definiti specifici requisiti di accesso¹⁰⁵. In questo caso l'incentivo si calcola in base al prezzo medio mensile del gas naturale relativo a ciascun mese in cui il biometano viene immesso in rete, perciò la remunerazione non è costante, ma è in funzione del prezzo di mercato del gas naturale e delle capacità di negoziazione del produttore.

$$A_1 = (2 * P_{media_{ambil}}) - P_{medio_{mbil}} \quad (4.1)$$

Dove A_1 è l'incentivo espresso in termini di €/MWh, $P_{media_{ambil}}$ è il prezzo medio annuo del gas naturale riferito all'anno 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale e $P_{medio_{mbil}}$ è il prezzo medio mensile del gas naturale nello stesso mercato.

Quota Sottoprodotti o Rifiuti (% in Peso)	Produzione (BM) nominale di Biometano in Sm ³ /h			
	BM < 250	250 < BM < 500	500 < BM < 1000	BM > 1.000
0 < Q < 50	Incentivo Base + 10%	-	-	-
50 < Q < 100	Incentivo Base + 10%	Incentivo Base + 10%	Incentivo Base	Incentivo Base - 10%
Q = 100	Incentivo Base + 10% + 50%	Incentivo Base + 10% + 50%	Incentivo Base + 50%	Incentivo Base - 10% + 50%

Figura 4.8: Schema di calcolo per gli incentivi nel caso di vendita diretta del biometano sul mercato per i nuovi impianti¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Negri, op. cit., p. 24.

¹⁰⁶ INNEA, Innovazione Energia Ambiente, <http://www.consorzioinnea.com/it/normativa/decreto-biometano.html>.

- Il biometano può essere ritirato da parte del GSE, tuttavia questa soluzione è disponibile solo per gli impianti di produzione del biometano con capacità produttiva inferiore o uguale a 500 Sm³/h. In questo caso il valore dell'incentivo è individuato in funzione del prezzo medio annuo del gas naturale dell'anno 2012, in questo modo l'incentivo remunerato all'impianto risulta costante nel tempo poiché è svincolato dal prezzo di mercato del gas naturale.

$$\text{Prezzo ritiro} = 2 * P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}} \quad (4.2)$$

Dove il Prezzo ritiro è l'incentivo espresso in termini di €/MWh a $P_{\text{medioa}_{\text{mbil}}}$ è il prezzo medio annuo del gas naturale riferito all'anno 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale.

Quota Sottoprodotti o Rifiuti (% in Peso)	Produzione (BM) nominale di Biometano in Sm ³ /h	
	BM < 250	250 < BM < 500
0 < Q < 50	Incentivo Base Ritiro GSE + 10%	-
50 < Q < 100	Incentivo Base Ritiro GSE + 10%	
Q = 100	Incentivo Base Ritiro GSE + 10% + 50%	

Figura 4.9: Schema di calcolo degli incentivi per il biometano generato da nuovi impianti di produzione e ritirato direttamente dal GSE.

Nel nostro elaborato dal momento che la capacità produttiva degli impianti considerati è inferiore a 250 Sm³/h si è deciso di utilizzare la seconda soluzione, cioè il ritiro del biometano da parte del GSE, che garantisce un'aliquota costante e semplifica il calcolo dell'incentivo poiché con tale sistema non è necessario modificare il valore dell'incentivo per ogni mese di funzionamento dell'impianto. Inoltre dal momento che il substrato alimentato nel digestore dei nostri impianti è costituito per il 100% in peso da sottoprodotti, in base allo schema di calcolo osservato in precedenza si ha il diritto ad un'ulteriore maggiorazione del 50%.

Mentre per quanto riguarda il biometano utilizzato come biocarburante, come già definito in precedenza, gli incentivi vengono individuati tramite il D.M. 2018. In questo caso per definire gli incentivi vengono impiegati i CIC, certificati di immissione in consumo di biocarburanti; il GSE, in funzione del quantitativo di biometano venduto, riconosce all'impianto di distribuzione un determinato numero di CIC, che quest'ultimo può trasferire ai soggetti obbligati, dividendo il ricavo con il produttore di biometano, a seconda degli accordi contrattuali prestabiliti. Quindi il valore dell'incentivo nel caso di biometano immesso in rete e destinato all'autotrazione è definito dal prodotto del valore di un CIC per il numero di CIC riconosciuti per il quantitativo di biocarburante prodotto; tuttavia la remunerazione totale per il produttore del biometano è data dalla somma dell'incentivo e il prezzo di vendita del biometano a un impianto di distribuzione di terzi oppure direttamente ai consumatori¹⁰⁷. Per poter calcolare il numero di CIC in funzione del biometano prodotto si impiega la seguente formula.

$$\text{Numero CIC} = \frac{(Q * h_{annue} * PCI)}{10} \quad (4.3)$$

Dove Numero CIC indica il numero di CIC ottenuti per il quantitativo di biometano prodotto, Q è la capacità produttiva dell'impianto (Sm³/h), h_{annue} è il numero di ore di funzionamento dell'impianto all'anno, PCI è una stima del potere calorifico inferiore del biometano pari a 0,008111 Gcal/Sm³ e 10 permette di trasformare la producibilità da Giga calorie a CIC. Per quanto riguarda il denominatore esso presenta tale valore poiché un CIC viene assegnato a ogni 10 GCal di biometano immesso a consumo, tuttavia per gli impianti che producono biometano di tipo avanzato è presente una maggiorazione definita *double* CIC e quindi viene assegnato un CIC per ogni 5 GCal di biometano immesso a consumo. Il numero di CIC, così individuato, viene poi moltiplicato per il valore di ciascun certificato (375 €/CIC) e poi sommato al prodotto del quantitativo di biometano generato e il prezzo medio mensile del gas naturale riconosciuto da GSE ridotto del 5%.

Nel nostro elaborato le sostanze che costituiscono il substrato alimentato nel digestore fanno parte di quelle materie prime, riportate nella parte A dell'Allegato 1, parte 2-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011, numero 28, che danno origine ad un biometano di tipo avanzato, perciò viene applicata la maggiorazione dei *double* CIC nel calcolo dei nostri incentivi. Inoltre il decreto stabilisce ulteriori maggiorazioni all'incentivo per gli impianti di liquefazione e per quegli impianti che sono stati riconvertiti, tuttavia queste casistiche non si

¹⁰⁷ Ibidem.

riferiscono alle nostre configurazioni impiantistiche quindi tali maggiorazioni non state considerate nel conteggio dell'incentivo.

4.5 Confronto economico per le soluzioni dei due stabilimenti

Per realizzare la valutazione economica delle configurazioni impiantistiche valutate per i due stabilimenti A e B, come definito in precedenza, sono stati calcolati gli elementi sopra descritti, ossia i costi d'investimento, i costi di gestione operativa e i ricavi con e senza incentivi. Tuttavia, dal momento che i costi di investimento sono complessivi ed espressi in €, mentre i costi di gestione e i ricavi sono espressi in termini di €/anno, per poter effettuare un confronto della redditività economica delle diverse soluzioni impiantistiche per ciascuno stabilimento si è deciso di calcolare il VAN (Valore Attuale Netto), definito anche NPV (*Net Present Value*), il quale rappresenta il valore attuale di una serie di flussi di cassa, i quali vengono sommati dopo l'attualizzazione; inoltre è possibile confrontare il VAN di differenti investimenti, normalizzati rispetto all'investimento iniziale per individuare la situazione più vantaggiosa.

Per procedere al calcolo del VAN sono state fatte alcune considerazioni iniziali, mantenute valide per ogni configurazione impiantistica di entrambi gli stabilimenti; in primo luogo si è proceduto al calcolo del VAN considerando un periodo di tempo pari a 20 anni, poiché è il periodo durante il quale vengono erogati gli incentivi, inoltre si è ipotizzato che il tempo necessario alla realizzazione dell'impianto sia di due anni e che dall'anno subito successivo al termine dell'installazione l'impianto venga messo in funzione. Oltretutto, come definito in precedenza, sono stati calcolati i flussi di cassa annui tenendo conto dei costi per l'investimento iniziale e i ricavi al netto dei costi operativi; tali flussi di cassa sono stati poi attualizzati con un tasso di attualizzazione pari al 3% annuo e successivamente, per ogni considerato, è stato determinato il valore cumulato.

4.5.1 Stabilimento A

Per quanto riguarda lo stabilimento A sono stati presi in considerazione due soluzioni impiantistiche, come già descritto in precedenza, cioè l'impianto destinato a produrre il biogas dal quale, tramite un sistema di cogenerazione, si ottiene energia elettrica che viene immessa nella rete nazionale e l'impianto destinato alla produzione di biometano, tramite un sistema di

upgrading a membrane (MB), che viene immesso direttamente nella rete nazionale del gas naturale.

I valori dei costi di investimento, dei costi di gestione e dei ricavi con e senza gli incentivi ottenuti per le due configurazioni tramite i sistemi descritti nei primi paragrafi del capitolo 4, sono descritti nella tabella seguente.

Tabella 4.1: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento A.

	Costi d'investimento [k€]	Costi di gestione [k€/y]	Ricavi senza incentivi [k€/y]	Ricavi con incentivi [k€/y]
Biogas	2026,51	122,85	115,60	455,02
Biometano	1929,59	88,35	87,55	551,62

Tramite questi valori si è proceduto al calcolo del VAN per entrambe le configurazioni impiantistiche considerando per ciascuna due casi: il primo in cui i ricavi non considerano gli incentivi e il secondo in cui invece si prendono in considerazione gli incentivi. Tuttavia si è osservato, che per entrambe le configurazioni, il caso in cui gli incentivi non sono compresi nei calcoli, il VAN che si ottiene risulta essere negativo, ciò significa che quella tipologia di impianto non è vantaggiosa dal punto di vista economico; per questo motivo per effettuare la valutazione economica e il confronto fra le soluzioni si è considerato solo il caso in cui i ricavi considerati contengono anche gli incentivi.

Tabella 4.2: Calcolo del VAN per l'impianto del biogas nello stabilimento A, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-1013	-1013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123
Ricavi lordi	0	0	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455
Ricavi netti	0	0	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Flussi di cassa	-1013	-1013	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
FdC attualizzati	-1013	-984	313	304	295	287	278	270	262	255	247	240	233	226	220	213	207	201	195	189	184
FdC cumulati	-1013	-1997	-1684	-1380	-1085	-798	-520	-250	12	267	514	754	987	1213	1433	1646	1853	2054	2249	2439	2622
VAN	2622																				

Tabella 4.3: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano nello stabilimento A, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-965	-965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88
Ricavi lordi	0	0	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
Ricavi netti	0	0	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
Flussi di cassa	-965	-965	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
FdC attualizzati	-965	-937	437	424	412	400	388	377	366	355	345	335	325	315	306	297	289	280	272	264	257
FdC cumulati	-965	-1901	-1465	-1041	-629	-230	158	535	901	1256	1601	1935	2260	2576	2882	3179	3468	3748	4020	4285	4541
VAN	4541																				

I valori ottenuti dal calcolo del VAN, per entrambe le configurazioni, sono stati poi utilizzati per ricavare dei grafici che permettono di individuare l'andamento dei flussi di cassa attualizzati e cumulati nel tempo nelle due soluzioni; inoltre tramite tali grafici è possibile effettuare più facilmente un confronto dal punto di vista economico delle due configurazioni impiantistiche.

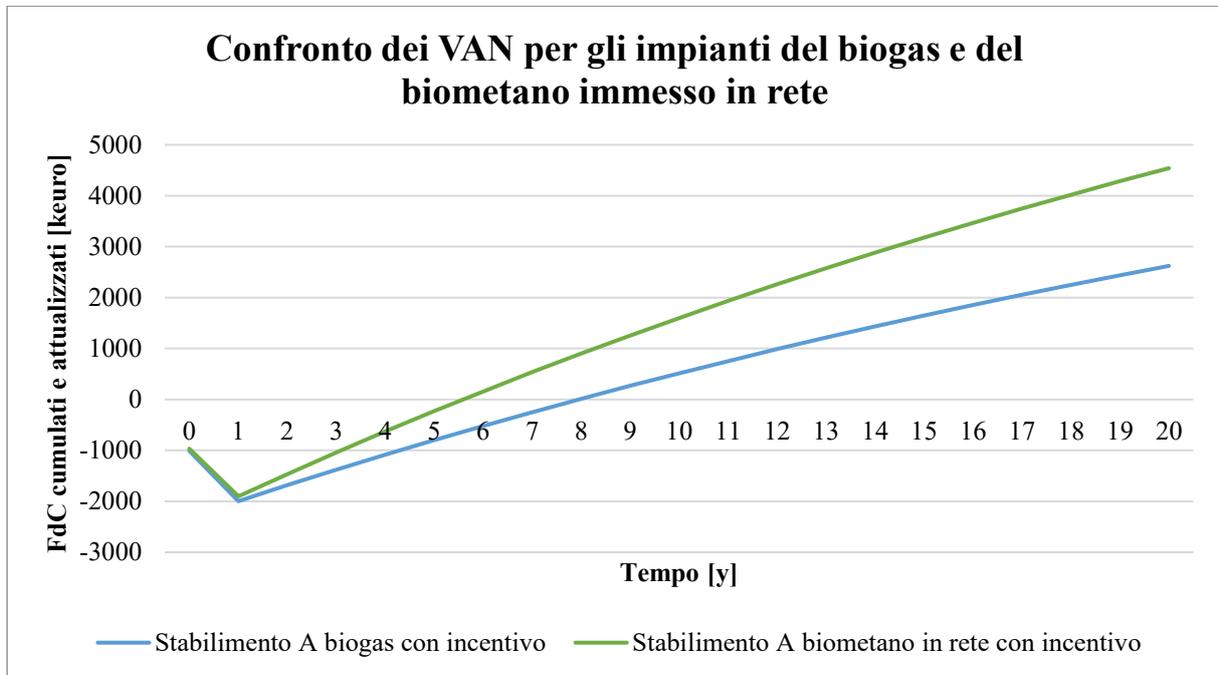


Figura 4.10: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due configurazioni impiantistiche considerate nello stabilimento A.

Come è possibile osservare dal grafico, esposto nella Figura 4.10, entrambe le curve inizialmente subiscono una depressione e i flussi di cassa risultano negativi poiché si devono affrontare i costi di investimento per realizzare l'impianto; inoltre è possibile notare che i costi iniziali delle due soluzioni sono molto simili, tuttavia l'impianto destinato a produrre biogas deve affrontare dei costi d'investimento maggiori rispetto a quello del biometano, poiché i macchinari necessari alla fase di cogenerazione risultano più costosi rispetto a quelli che invece servono per effettuare la fase di *upgrading* tramite membrane. Successivamente, una volta raggiunto il punto di minimo, le curve iniziano a crescere a seguito della messa in funzione dell'impianto che permette di ottenere ricavi netti con cui, in primo luogo, si va a ripagare l'investimento, infatti nella prima fase di crescita le curve risultano ancora in flussi di cassa negativi; quando l'investimento iniziale è stato completamente rifuso allora l'impianto inizia la fase di guadagno, e in questo caso le curve si trovano nella parte dei flussi di cassa positivi.

Inoltre tramite il grafico è possibile notare che l'impianto destinato alla produzione di biogas cresce più lentamente rispetto all'impianto destinato a produrre biometano, il quale riesce, non solo a restituire prima l'investimento iniziale, ma al termine dei 20 anni ottiene anche un guadagno maggiore; questo si verifica poiché i costi di gestione nel caso dell'impianto per il biogas sono maggiori rispetto all'altra soluzione, probabilmente a causa della maggiore manutenzione richiesta dall'impianto di cogenerazione. Inoltre tale risultato deriva anche dagli incentivi infatti, come si può osservare nella Tabella 4.1, i ricavi senza incentivi risultano maggiori per la soluzione del biogas, mentre aggiungendo gli incentivi la situazione viene capovolta e risultano maggiori i ricavi del biometano.

Perciò nel complesso la soluzione impiantistica che dal punto di vista economico risulta più vantaggiosa è quella per la produzione del biometano tramite un processo di *upgrading* a membrane e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale. Tale risultato però non è coerente con quello ottenuto durante la valutazione ambientale descritta nel capitolo precedente, durante la quale la soluzione più vantaggiosa per lo stabilimento A era risultata quella del biogas; dunque per capire quale configurazione impiantistica sia effettivamente la più adatta a questo in questo caso sarà necessario effettuare delle indagini più approfondite.

4.5.2 Stabilimento B

Per quanto riguarda lo stabilimento B sono state prese in considerazione due configurazioni impiantistiche, entrambe destinate a produrre biometano, ma utilizzando due sistemi di *upgrading* differenti: separazione con membrane (MB) e assorbimento fisico tramite lavaggio pressurizzato con acqua (PWS); entrambe queste soluzioni sono state considerate sia nel caso in cui il biometano sia immesso direttamente nella rete del gas naturale sia che venga impiegato come biocarburante nel settore dei trasporti.

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati dei costi d'investimento, dei costi di gestione e dei ricavi con e senza gli incentivi, relativi al caso in cui il biometano venga immesso nella rete nazionale del gas naturale per entrambi i sistemi di *upgrading*; tali valori sono stati ottenuti impiegando i sistemi descritti nei primi paragrafi di questo capitolo.

Tabella 4.4: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento B nel caso in cui il biometano sia immesso in rete.

	Costi d'investimento [k€]	Costi di gestione [k€/y]	Ricavi senza incentivi [k€/y]	Ricavi con incentivi [k€/y]
MB	1529,7	68,62	59,81	376,87
PWS	1828,4	79,05	59,81	376,87

In questo caso è possibile osservare che i ricavi sia con che senza incentivi risultano uguali per i due sistemi di *upgrading*, questo si verifica poiché il quantitativo di biometano ottenuto tramite i due sistemi di depurazione è lo stesso quindi la remunerazione che si ottiene risulta la medesima; ciò che varia sono i costi, in particolare si può notare che sia per i costi d'investimento che per i costi di gestione, la soluzione PWS risulta quella più onerosa, probabilmente a causa delle tecnologie e dei macchinari utilizzati per purificare il biogas che presentano un grado di complessità maggiore rispetto a quelle del MB.

Mentre nella tabella seguente vengono riportati i risultati dei costi e ricavi ottenuti per le due configurazioni impiantistiche nel caso in cui il biometano venga destinato all'impiego nel settore dell'autotrazione; anche in questo caso i valori descritti di seguito sono stati ricavati dai sistemi di calcolo descritti nei primi paragrafi del capitolo 4.

Tabella 4.5: Valori dei costi e dei ricavi ottenuti per le configurazioni impiantistiche considerate per lo stabilimento B nel caso in cui il biometano sia usato come biocarburante.

	Costi d'investimento [k€]	Costi di gestione [k€/y]	Ricavi senza incentivi [k€/y]	Ricavi con incentivi [k€/y]
MB	1529,7	68,62	268,84	341,94
PWS	1828,4	79,05	268,84	341,94

Osservando le Tabelle 4.4 e 4.5 è possibile notare che i costi di investimento e i costi di gestione per i due sistemi nel caso di biometano usato come biocarburante sono gli stessi che nel caso di biometano immesso in rete, poiché la strumentazione necessaria è la medesima in entrambi i casi. Invece ciò che si modifica sono i ricavi, poiché il metodo di calcolo utilizzato per ricavarli, sia che si considerino o meno gli incentivi, è differente in base al destino del biometano.

Anche in questo stabilimento, i valori dei costi e dei ricavi ottenuti sono stati impiegati per il calcolo del VAN e il confronto delle soluzioni impiantistiche, ciò si è effettuato valutando per ciascuna di esse due casi: il primo in cui i ricavi non comprendono gli incentivi e il secondo in cui invece gli incentivi vengono presi in considerazione; tuttavia, anche in questo caso, si è osservato che per alcune delle soluzioni impiantistiche il calcolo del VAN, nel caso senza incentivo, porta ad un valore negativo del suddetto parametro e quindi ad un impianto non economicamente vantaggioso. Dunque, come realizzato per lo studio dello stabilimento A, anche per lo stabilimento B si è deciso di effettuare il confronto utilizzando solo i casi in cui i ricavi comprendono anche gli incentivi.

In primo luogo si vanno ad osservare le soluzioni impiantistiche in cui il biometano viene immesso nella rete del gas naturale.

Tabella 4.6: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema MB nello stabilimento B e immesso in rete, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
Ricavi lordi	0	0	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
Ricavi netti	0	0	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Flussi di cassa	-765	-765	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
FdC attualizzati	-765	-743	291	282	274	266	258	251	243	236	229	223	216	210	204	198	192	187	181	176	171
FdC cumulati	-765	-1507	-1217	-935	-661	-395	-137	114	357	593	823	1045	1262	1472	1675	1873	2065	2252	2433	2609	2779
VAN	2779																				

Tabella 4.7: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema PWS nello stabilimento B e immesso in rete, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
Ricavi lordi	0	0	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
Ricavi netti	0	0	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298
Flussi di cassa	-914	-914	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298
FdC attualizzati	-914	-888	281	273	265	257	249	242	235	228	222	215	209	203	197	191	186	180	175	170	165
FdC cumulati	-914	-1802	-1521	-1248	-984	-727	-478	-235	0	228	450	665	874	1076	1273	1465	1650	1830	2005	2175	2340
VAN	2340																				

I valori dei flussi di cassa ottenuti per i due sistemi di *upgrading* sono stati impiegati per generare dei grafici rappresentanti l'andamento dei flussi di cassa attualizzati e cumulati degli impianti nel tempo, i quali permettono di realizzare un confronto economico delle due soluzioni impiantistiche considerate.

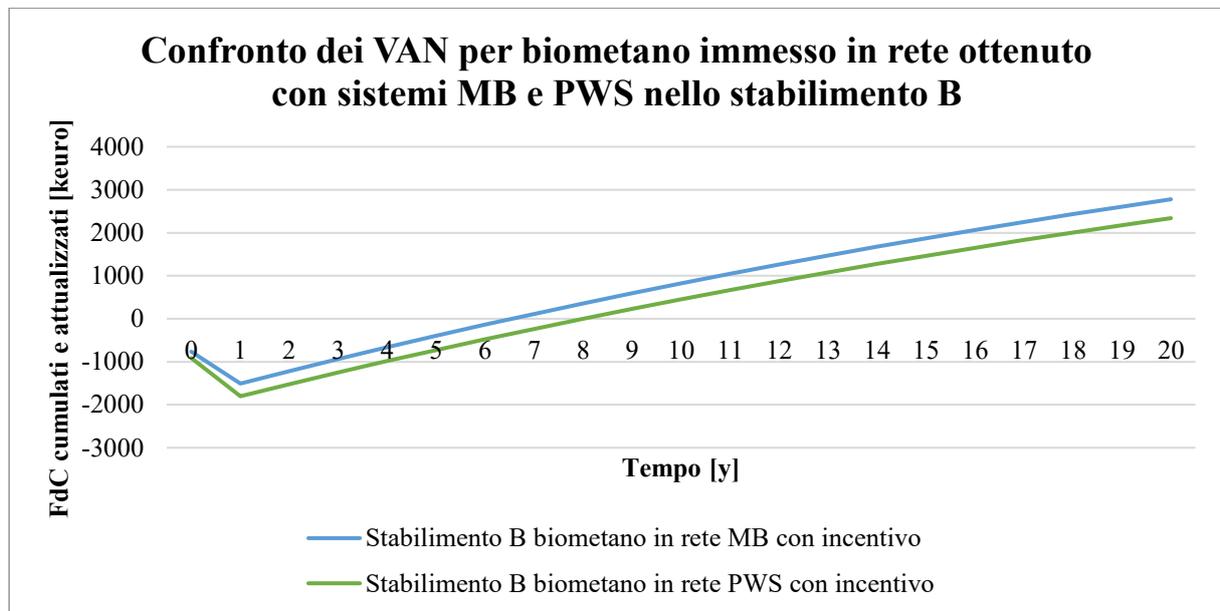


Figura 4.11: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due soluzioni di *upgrading* (MB e PWS) considerate nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga immesso in rete.

L'andamento delle due curve rappresentate nel grafico è lo stesso osservato per gli impianti studiati nello stabilimento A, infatti in entrambi i casi le curve subiscono un iniziale depressione dovuta ai costi d'investimento e una successiva ripresa grazie alla messa in funzione dell'impianto, la quale permette non solo di rifondere l'investimento iniziale, ma anche di ottenere un successivo guadagno. Per il caso dello stabilimento B è possibile notare che l'impianto che impiega il sistema MB presenta un abbassamento della curva inferiore rispetto all'impianto che utilizza PWS poiché, come già visto precedentemente, i costi d'investimento per l'MB sono inferiori rispetto al PWS; inoltre è possibile notare che l'andamento delle curve è lo stesso, solo che quella relativa al sistema PWS risulta essere spostata più in basso, ciò si verifica poiché i ricavi delle sue soluzioni sono gli stessi, mentre i costi di gestione per il sistema MB sono inferiori rispetto al sistema PWS e quindi la prima soluzione riesce a restituire prima l'investimento iniziale e a garantire un profitto maggiore.

Dunque il sistema MB, nel caso in cui il biometano venga immesso nella rete nazionale del gas naturale, risulta essere la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista economico; inoltre, come descritto nel capitolo precedente, la soluzione MB è risultata essere anche quella più favorevole dal punto di vista ambientale, perciò i risultati delle due valutazioni in questo caso risultano essere congruenti.

A questo punto si vanno a descrivere i valori ottenuti per le soluzioni impiantistiche considerate, nel caso in cui il biometano venga impiegato come biocarburante nel settore degli autotrasporti.

Tabella 4.8: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema MB nello stabilimento B ed usato come biocarburante, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
Ricavi lordi	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Ricavi netti	0	0	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Flussi di cassa	-765	-765	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
FdC attualizzati	-765	-743	258	250	243	236	229	222	216	209	203	197	192	186	181	175	170	165	161	156	151
FdC cumulati	-765	-1507	-1250	-1000	-757	-521	-292	-70	146	355	559	756	948	1134	1315	1490	1660	1826	1986	2142	2294
VAN	2294																				

Tabella 4.9: Calcolo del VAN per l'impianto del biometano prodotto con sistema PWS nello stabilimento B ed usato come biocarburante, nel caso in cui si considerino gli incentivi.

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costi investimento	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costi di gestione	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
Ricavi lordi	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Ricavi netti	0	0	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
Flussi di cassa	-914	-914	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
FdC attualizzati	-914	-888	248	241	234	227	220	214	208	201	196	190	184	179	174	169	164	159	154	150	146
FdC cumulati	-914	-1802	-1554	-1313	-1080	-853	-633	-419	-212	-10	186	375	560	739	913	1081	1245	1404	1559	1709	1854
VAN	1854																				

Come per il biometano immesso in rete, anche nel caso in cui il biometano venga destinato al settore degli autotrasporti i valori dei flussi di cassa (FdC) ottenuti sono stati adoperati per realizzare dei grafici che descrivano l'andamento dei FdC attualizzati e cumulati nel tempo e che permettono di effettuare più facilmente i confronti fra le configurazioni impiantistiche selezionate.

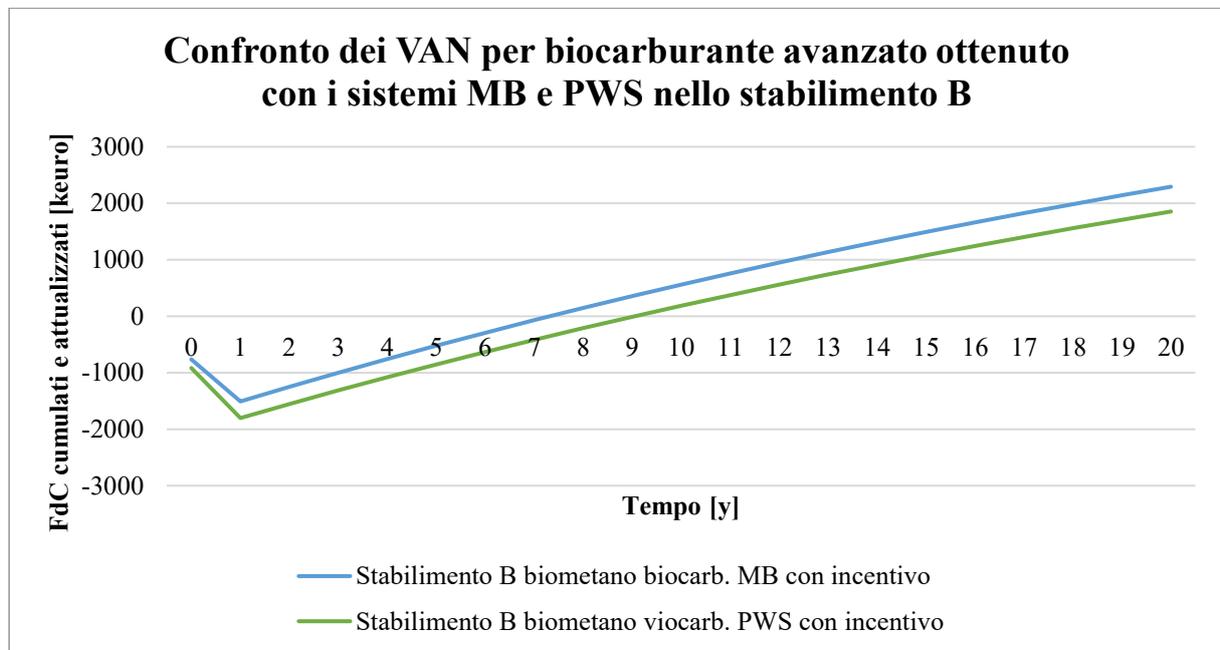


Figura 4.12: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per le due soluzioni di upgrading (MB e PWS) considerate nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga usato come biocarburante.

Osservando le curve nel grafico sovrastante, si può notare che il loro andamento è lo stesso delle curve rappresentate in Figura 4.11, poiché i costi di investimento e di gestione per i due sistemi di *upgrading*, come già definito in precedenza, sono i medesimi sia nel caso in cui il biometano sia destinato alla rete che al settore dei trasporti; ciò che varia sono i ricavi consideranti gli incentivi che risultano essere di poco inferiori nel caso in cui il biometano è destinato all'autotrazione, poiché il sistema di incentivazione garantisce un minor contributo rispetto al caso precedente. Tuttavia in entrambe le situazioni i valori dei ricavi sono uguali per i due sistemi di purificazione del biogas poiché, come già affermato in precedenza, il quantitativo di biometano generato dai due impianti durante l'anno è lo stesso.

In conclusione si nota che, anche per il caso del biometano destinato al settore dei trasporti, il sistema di *upgrading* a membrane (MB) rappresenta la soluzione più favorevole dal punto di vista economico poiché permette di restituire prima l'investimento iniziale e al termine del periodo considerato garantisce un guadagno maggiore; inoltre riprendendo i risultati del

capitolo precedente, ossia della valutazione ambientale, la soluzione a membrane (MB) rappresentava anche in quel caso la soluzione più vantaggiosa.

Dal momento che, in questo stabilimento indipendentemente dal destino del biometano, la soluzione di *upgrading* più conveniente risulta essere quella della separazione tramite membrane (MB) si è deciso di confrontare l'impianto per biometano a MB nel caso in cui il biometano sia immesso in rete oppure sia destinato al settore dei trasporti.

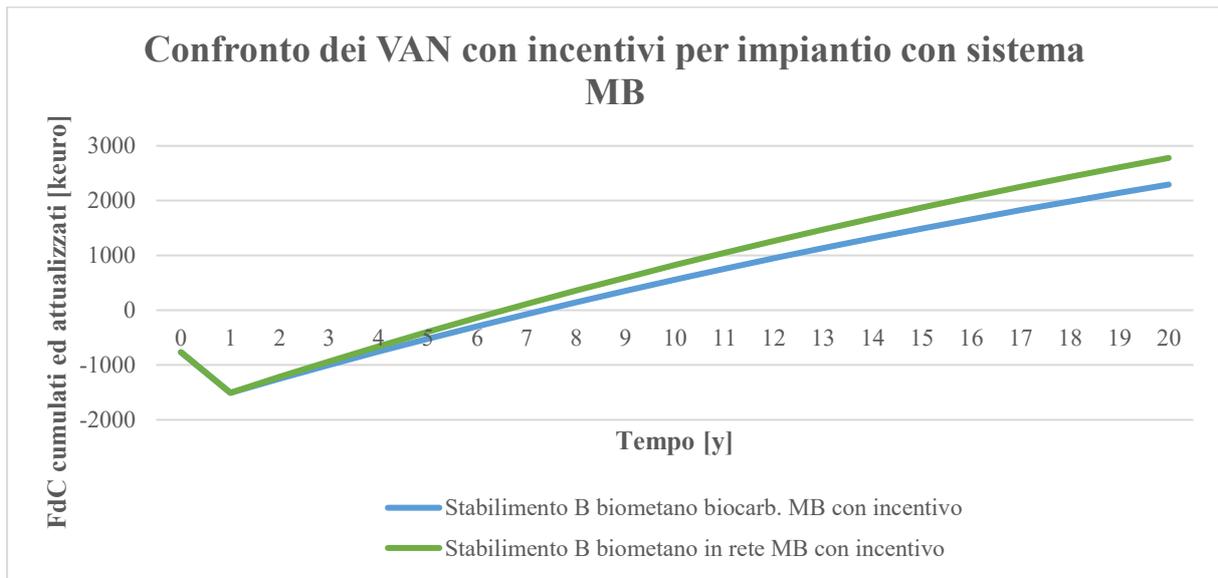


Figura 4.13: Confronto fra i valori di VAN ottenuti per la soluzione di *upgrading* MB considerata nello stabilimento B nel caso in cui il biometano venga immesso in rete oppure usato come biocarburante, considerando gli incentivi.

Dalle tabelle descritte in precedenza si era già notato che sia i costi di investimento che i costi di gestione erano uguali nei due casi e ciò che variava erano i ricavi; inoltre si era osservato che i ricavi con gli incentivi per il caso in cui il biometano è impiegato come biocarburante sono inferiori rispetto al caso del biometano immesso in rete. Dunque da queste considerazioni è facile intuire che la soluzione economicamente più vantaggiosa è quella in cui il biometano è immesso nella rete nazionale del gas naturale, come ci viene anche confermato dal grafico, rappresentato in Figura 4.13, in cui la curva relativa a questo caso raggiunge un guadagno maggiore nell'arco del periodo considerato.

Tale risultato ottenuto nella valutazione economica, inoltre, risulta coerente con quello ottenuto nella valutazione ambientale per lo stabilimento B, perciò si può definire che la soluzione più conveniente per questo stabilimento è un impianto destinato alla produzione di biometano, tramite sistema MB, il quale viene immesso nella rete nazionale del gas naturale.

Conclusioni

Il presente elaborato di tesi è stato realizzato con lo scopo di valutare dal punto di vista ambientale ed economico alcune soluzioni impiantistiche per produrre biogas o biometano, alimentate dagli scarti dei processi produttivi di due stabilimenti di una grossa società italiana produttrice di caffè. A tale scopo, in primo luogo sono state individuate le configurazioni impiantistiche da valutare per ciascuno stabilimento; per quanto riguarda lo stabilimento A si sono considerate due configurazioni impiantistiche: un impianto destinato alla produzione di biogas che viene impiegato per produrre energia termica ed elettrica e un impianto destinato alla produzione di biometano tramite l'impiego della tecnologia di *upgrading* a membrane (MB) destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale. Per quanto riguarda lo stabilimento B sono stati considerati solo impianti per la produzione di biometano, ottenuto tramite due sistemi di *upgrading*: PWS e MB; entrambi sono stati valutati sia per il caso in cui il biometano sia immesso in rete che nel caso in cui venga destinato al settore dei trasporti; l'impianto per la sola produzione del biogas, in questo stabilimento, non è stato considerato poiché i quantitativi di scarti generati dall'impianto B non sono sufficienti ad alimentare un motore cogenerativo.

Una volta individuate le soluzioni impiantistiche si è proceduto ad effettuare su di esse una valutazione ambientale, in cui sono state valutate, tramite il *software* MCBioCH₄, le emissioni prodotte ed evitate relative alla configurazione impiantistica considerata; in secondo luogo è stata effettuata una valutazione economica per comprendere i costi e ricavi connessi alla realizzazione e al funzionamento di ciascuna soluzione impiantistica presa in considerazione.

Per quanto riguarda lo stabilimento A, i dati ottenuti nella valutazione ambientale mostrano che l'impianto più favorevole dal punto di vista ambientale è quello destinato alla sola produzione di biogas, dal momento che il quantitativo di emissioni evitate risulta maggiore rispetto al caso dell'impianto destinato alla produzione di biometano. Mentre, i risultati conseguiti nella valutazione economica definiscono che la soluzione economicamente più vantaggiosa risulta essere l'impianto per la produzione di biometano, poiché i costi di gestione risultano essere inferiori ed i ricavi superiori rispetto all'altra configurazione considerata. Perciò, dal momento che le due valutazioni effettuate hanno fornito risultati non coerenti fra loro, sarebbe opportuno realizzare ulteriori verifiche per poter determinare quale sia la soluzione migliore per questo stabilimento.

Per quanto riguarda lo stabilimento B, è stata individuata una coerenza nei risultati ottenuti nelle due valutazioni, infatti in entrambi i casi la soluzione più vantaggiosa è risultata essere quella di un impianto per la produzione di biometano, ottenuto tramite la tecnologia di *upgrading* a membrane (MB), e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale.

Inoltre, si è osservato che in entrambi gli stabilimenti la presenza degli incentivi statali risulta fondamentale per poter realizzare un impianto conveniente anche dal punto di vista economico, infatti senza gli incentivi quasi la totalità delle configurazioni impiantistiche considerate dopo 20 anni presentano ancora dei VAN negativi.

I risultati ottenuti da questo elaborato dimostrano che anche gli impianti destinati alla produzione di biometano possono essere vantaggiosi e questo risulta importante poiché ancora oggi, si tende a preferire impianti destinati alla sola produzione del biogas, dal momento che questi utilizzano tecnologie meno complesse e, in alcuni casi, più economiche. Nonostante questo la produzione di biometano risulta importante poiché può essere impiegato come biocarburante di tipo sostenibile, oppure essere immesso nella rete del gas naturale e quindi sostituire il metano naturale estratto con una fonte rinnovabile.

Nel presente elaborato sono state effettuate delle valutazioni su soluzioni impiantistiche che impiegano la digestione anaerobica tradizionale, dal momento che il modello di calcolo impiegato MCBioCH₄ non prevede l'alternativa della digestione anaerobica in pressione, tuttavia, considerando i vantaggi della digestione anaerobica in pressione (PDA) osservati in letteratura, potrebbe risultare interessante per studi futuri valutare queste configurazioni impiantistiche che impiegano la PDA e confrontare i risultati con quelli ottenuti in questo elaborato per capire le potenzialità di questa ulteriore soluzione.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare tutti i relatori che mi hanno aiutato nella realizzazione della mia tesi, in particolar modo esprimo la mia gratitudine alla Prof.ssa Deborah Panepinto e all' Ing. Marco Ravina che con la loro esperienza e disponibilità mi hanno seguita e supportata durante la realizzazione della tesi.

Un grande ringraziamento va a miei genitori che con il loro costante sostegno mi hanno permesso di raggiungere questo risultato. Inoltre ringrazio tutta la mia famiglia per il supporto e la pazienza che hanno avuto con me, in particolare i miei zii e mia cugina Elisa.

Inoltre vorrei ringraziare il mio ragazzo Alessandro che mi ha aiutato e confortato nei momenti più difficili, le mie amiche Gloria e Michela che mi sono sempre state accanto e mi hanno rallegrato nei momenti più difficili.

Un grazie va anche alle mie amiche e compagne di corso, in particolare Mariachiara e Monica, che mi hanno fatto trascorrere il periodo della magistrale velocemente e in allegria. Infine voglio ringraziare le mie coinquiline Elena, Elisa e Michela con cui trascorro sempre momenti indimenticabili.

Bibliografia

Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), *Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi*, a. 2005.

Banzato D., *Biometano: lo stato dell'arte normativo*, Dipartimento di Ingegneria Civile Edile ed Ambientale, Università degli Studi di Padova, a. 2017.

Bär K., Merkle W., Tuczinski M., Saravia F., Horn H., Ortloff F., Graf F., Lemmer A., Kolb T., *Development of an innovative two-stage fermentation process for high-calorific biogas at elevated pressure*, in «Biomass and Bioenergy», n. 115, a. 2018, pp. 186-194.

Bonomo L., *Trattamenti delle acque reflue*, McGraw-Hill, a. 2008.

Budzianowski W. M., Budzianowska D. A., *Economic analysis of biomethane and bioelectricity generation from biogas using different support schemes and plant configurations*, in «Energy», n. 88, a. 2015, pp. 658-666.

Budzianowski W. M., Postawa K., *Renewable energy from biogas with reduced carbon dioxide footprint: Implications of applying different plant configurations and operating pressures*, in «Renewable and Sustainable Energy Reviews», n. 68, a. 2017, pp. 852-868.

Castellana C., *Implementazione di un modello di calcolo per la caratterizzazione dei flussi massici ed energetici negli impianti di produzione di biogas e biometano*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2017.

Castelli S., *Biomasse ed energia. Produzione, gestione e processi di trasformazione*, Maggioli Editore, a. 2011.

Chen Y., *Biomethane Production in an Innovative Two-Phase Pressurized Anaerobic Digestion System*, University of Hohenheim, Tesi di Dottorato, a. 2014.

Chen Y., Rößler B., Zielonka S., Lemmer A., Wonneberger A., Jungbluth T., *The pressure effects on two-phase anaerobic digestion*, in «Applied Energy», n. 116, a. 2014, pp. 409-415.

Cianci S., *Analisi dei Rischi ed Analisi di Redditività per la Produzione di Energia da Fonti Rinnovabili: Biogas, Biometano e Fotovoltaico*, Università degli studi di Padova, Corso di Laurea Magistrale in Economia e Direzione Aziendale, a. 2015.

Consorzio Italiano Biogas, a. 2018, <https://www.consorziobiogas.it/consorzio/>.

Consorzio Monviso Agroenergia, *Politiche europee sull'energia rinnovabile*, <http://www.monvisoenergia.it/politiche-europee-sullenergia-rinnovabile/>.

Cory T., Kreycik K., Williams C., *Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design Couture*, in «National Renewable Energy Laboratory», a. 2010, U.S. Dept. of Energy.

Cotroneo T., *Effetto dei Pretrattamenti sulla Digestione Anaerobica dei Fanghi di Supero*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2018.

Decreto 11 novembre 1999, “*Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.*”

Decreto 10 ottobre 2014, “*Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati.*”

Decreto 23 giugno 2016, “*Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.*”

Decreto 2 marzo 2018, “*Approvazione del glossario contenente l'elenco non esaustivo delle principali opere edilizie realizzabili in regime di attività edilizia libera, ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 25 novembre 2016, n. 222.*”

Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Duretti S., *Digestione anaerobica di scarti della produzione di caffè: prove sperimentali in alimentazione discontinua e semicontinua in regime termofilo*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2019.

Energypedia, 2019, [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_\(FIP\)#Italy](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_(FIP)#Italy).

Ente Nazionale per la Meccanizzazione Agricola, *Studio per Biomasse ed Energia*, a. 2011.

FAO, *FAO Statistical Pocketbook Coffee*, Rome, a. 2015, www.fao.org/publications.

Frigerio M., *Biometano per autotrazione: tecnologie, analisi energetica, analisi economica e calcolo degli incentivi*, Politecnico di Milano, Corso di Laurea specialistica in Ingegneria Energetica, a. 2009.

Fouepi P., *Analisi della redditività degli impianti per la produzione di biogas alla luce delle nuove tariffe incentivanti*, Università degli Studi di Padova, Tesi di Laurea, a. 2010.

Gestore Mercati Energetici, <https://www.mercatoelettrico.org/It/default.aspx>.

Gestore Servizio Energia, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/CV/CosaSonoCv.aspx>.

Gestore Servizio Energia, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20DEDICATO/Altri%20contenuti/Prezzi%20medi%20RID%20%28aggiornato%2006-19%29.pdf.

Gestore Servizio Energia, *Accesso agli incentivi*, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-l-145-2018-biogas>.

Gestore Servizio Energia, *Biometano*, <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/biometano/>.

Gestore Servizio Energia, a. 2014, *Procedure Applicative del D.M. 6 Luglio 2012 Contendenti i Regolamenti Operativi per le Procedure d'asta e per le Procedure di Iscrizione ai Registri*.

GSE, *Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. Procedure applicative del D.M. 23 giugno 2016. A. 2016*.

GSE, *Procedure Applicative DM 2 marzo 2018*, a. 2018.

Goulding D., Power N., *Which is the preferable biogas utilisation technology for anaerobic digestion of agricultural crops in Ireland: Biogas to CHP or biomethane as a transport fuel?*, in «Renewable energy», n. 53, a. 2013, pp. 121-131.

Hakawati R., Smyth B. M., McCullough G., De Rosa F., Rooney D., *What is the most energy efficient route for biogas utilization: Heat, electricity or transport?*, in «Applied Energy», n. 206, a. 2017, pp. 1076-1087.

Info Biogas, *Procedure applicative decreto Biometano*, <https://infobiogas-bts.it/procedure-applicative-decreto-biometano/>.

INNEA, *Innovazione Energia Ambiente, Il Decreto Biometano*, <http://www.consorzioinnea.com/it/normativa/decreto-biometano.html>.

Istat, *Rivalutazioni e documentazione su prezzi, costi e retribuzioni contrattuali*, <http://rivaluta.istat.it:8080/Rivaluta/?jsessionid=739C22DCF344B81057E4988830875BB5>.

Latif M. A., Mehta C. M., Batstone D. J., *Enhancing soluble phosphate concentration in sludge liquor by pressurised anaerobic digestion*, in «Water Research», n. 145, a. 2018, pp. 660-666.

Legge 30 dicembre 2018, n. 145, *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021*.

Lindeboom R.E.F., Zagt C.E., Shin S.G., Weijma J., Plugge C.M., Van Lier J.B., *Autogenerative High Pressure Digestion: Future Potentials and Constraints*, in «<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A0bbd0066-681f-43f6-bdfd-fdaab5dd77c6>», a. 2013.

Lorenzatto E., *Produzione di biogas da scarti del processo di lavorazione del caffè: indagini sperimentali e valutazioni energetiche e ambientali*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2018.

Maisano N., Murano R., Ceotto E., *I nuovi incentivi per la produzione di biometano*, a. 2019.

Maresca L., *Aspetti Economici del Trattamento Combinato di Fanghi di Depurazione e Forsu Presso i Digestori Esistenti*, Progetto C-Step - Allegato 7, a. 2012.

Marino M., *Valutazione della convenienza economica dell'upgrading del biogas da discarica a biometano e i suoi conseguenti possibili utilizzi*, Università di Bologna, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2017.

Mateescu C., *Influence of the hydrostatic pressure on biogas production in anaerobic digesters*, in «Romanian Biotechnological Letters», vol. 21, n.5, a. 2016.

Mazzeo S., *Progettazione ed analisi tecnico-economica di un impianto a digestione anaerobica per la produzione di biometano*, Politecnico di Torino, Tesi di Laurea Magistrale, a. 2018.

Ministero dello sviluppo economico, novembre 2017, *La Strategia Energetica Nazionale 2017*, <https://www.mise.gov.it/index.php/it/194-comunicatistampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017>.

Negri A. N., *Meccanismi di incentivazione della produzione di Biometano*, GSE, a. 2015.

Paolini V., Petracchini F., Segreto M., Tomassetti L., Naja N., Cecinato A., *Environmental Impact of Biogas: A short review of current knowledge*, in «Journal of Environmental Science and Health», Vol. 53, n. 10, a. 2018, pp. 899-906.

Piccinini S., *Studio di Fattibilità della Filiera del Biometano da Effluenti Zootecnici e/o da Discarica per Autotrazione/Immissione in Rete*, Centro Ricerche Produzioni Animali C.R.P.A. S.p.A., a. 2009.

Piccinini S., Bonazzi G., Fabbri C., Sassi D., Schiff M. C., Soldano M., Verzellesi F., *Energia dal biogas*, AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali, a. 2008.

Ragazzoni A., *Analisi della redditività degli impianti per la produzione di biogas alla luce delle nuove tariffe incentivanti*, Dipartimento di Scienze Agrarie (Dip.S.A.) Università di Bologna, a. 2013.

Ragazzoni A., *Analisi economica di impianti per biogas alla luce dei nuovi incentivi*, Dipartimento di Scienze Agrarie (Dip.S.A.) Università di Bologna, a. 2013.

Ravina M., Castellana C., Panepinto D., Zanetti M.C., *MCBioCH4: A computational model for biogas and biomethane evaluation*, in «Journal of Cleaner Production», n. 227, a. 2019, pp. 739-747.

Reichhalter H., Bozzo A., Del Savio S., Guerra T., *Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano*, TiS innovation park, a. 2011.

Rete Clima, *“Piano 20 20 20”: il Pacchetto Clima – Energia 20 20 20*, <https://www.reteclima.it/piano-20-20-20-il-pacchetto-clima-energia-20-20-20/>.

Salvioli L., *Ecco come funzionano gli incentivi alle energie rinnovabili nel resto del mondo*, marzo 2011, https://www.ilsole24ore.com/art/tecnologie/2011-03-03/incentivi-rinnovabili181301.shtml?refresh_ce=1.

Scarlat N., Dallemand JF., Fahl F., *Biogas: Development and perspective in Europe*, in «Renewable energy», n. 129, a. 2018, pp. 457-472.

Servizi per Utenze, *Aggiornamento prezzi all'ingrosso del gas (PSV e PFOR) – Aprile 2019*, <http://serviziperutenze.it/aggiornamento-prezzi-allingrosso-del-gas-psv-e-pfor-aprile-2019/>, 12 giugno 2019.

Sun Q., Li H., Yan J., Liu L., Yu Z., Yu X., *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning upgrading and utilisation*, in «Renewable and Sustainable Energy Reviews», n. 51, a. 2015, pp. 521-532.

Vaglio L., *Ecco come funzionano gli incentivi alle energie rinnovabili nel resto del mondo*, in «Il Sole 24 Ore», 10 settembre 2015, https://st.ilsole24ore.com/art/tecnologie/2011-03-03/incentivi-rinnovabili-181301.shtml?refresh_ce=1.

Allegati

Allegato I

Caratteristiche dell'impianto per la produzione del biogas, alimentato con gli scarti dello stabilimento A, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

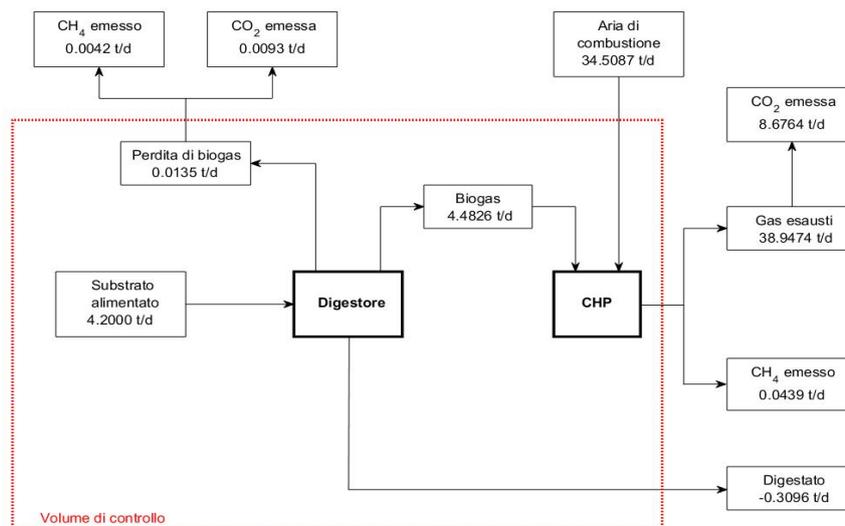
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VS/D M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm ³ /tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	4.2000	0.93	0.9300	3.63	970	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HRT [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH ₄ nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO ₂ nel biogas [%]
8000.00	55.00	35.00	0.30	55.00	45.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm ³ /d]	CH ₄ nel biogas prodotto [t/d]	CH ₄ nel biogas prodotto [Nm ³ /d]	Perdita di CH ₄ [t/d]	Perdita di CO ₂ [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	4.4961	0.0135	4.4826	3513.032	1.3793	1932.1675	0.0042	0.0093	-0.31

CARATTERISTICHE DEL PROCESSO DI COMBUSTIONE DEL BIOGAS NELL'UNITÀ CHP:	
CH ₄ incombusto [%]	Eccesso aria di combustione rispetto alla quantità stechiometrica [%]
1.78	45

FLUSSI IN INGRESSO ED IN USCITA DALL'UNITÀ CHP:								
Substrati alimentati	Aria stech. [mol/h]	Aria di comb. [mol/h]	Consumo di aria [t/d]	Emissione CH ₄ [t/d]	Emissione CO ₂ già presente nel biogas [t/d]	Emissione CO ₂ da comb. CH ₄ [t/d]	Gas Esauti [t/d]	Emissione totale CO ₂ [t/d]
Mix scarti caffè	34194	49581	34.5087	0.0439	2.0172	6.6592	38.95	8.6764



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	4.2000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1556	0.3111	0.1089	1.0747	8000.0000	0.3582

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari ***	EE prelevata da rete per autoconsumi [MWh/y]	ET prelevata da rete per autoconsumi [MWh/y]
[MWh/y]	110.873	159.2024	636.8097	796.0122	0.0000	0.0000
%	4.00	20.00	80.00	25.00		

* Il valore percentuale si riferisce all'energia elettrica prodotta dalla CHP.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

*** Il valore percentuale si riferisce all'energia termica prodotta dalla CHP.

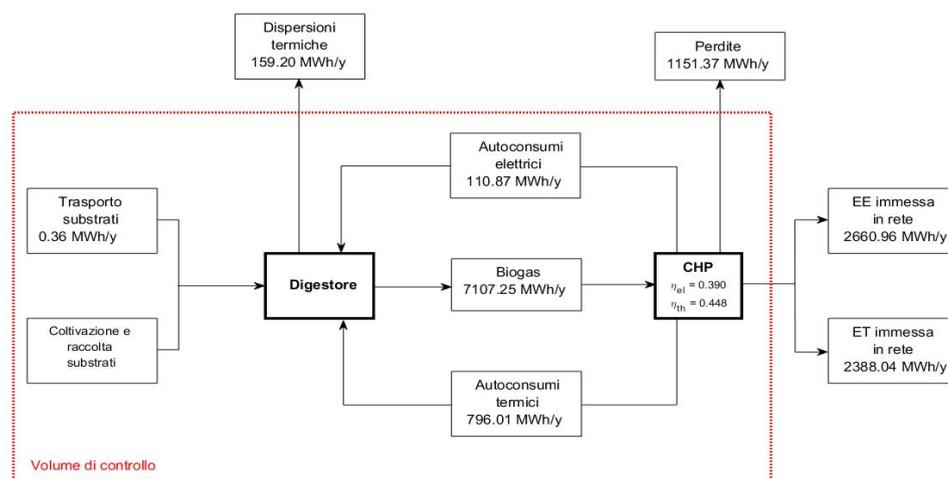
CARATTERISTICHE CHP E BIOGAS IN INGRESSO:			
Biogas in ingresso CHP [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
4.4826	55.0000	45.0000	7107.25

ENERGIA PRODOTTA DA CHP:						
Potenza elettrica CHP* [MW]	Potenza termica CHP* [MW]	Rendimento elettrico CHP* [%]	Rendimento termico CHP* [%]	EE prodotta da CHP [MWh/y]	ET prodotta da CHP [MWh/y]	EE media giornaliera prodotta da CHP [MWh/d]
0.6350	0.7300	39.0000	44.8000	2771.8281	3184.0487	8.3155

* Si riferiscono a CHP engine esistenti in commercio.

FLUSSI ENERGETICI CHP:				
EE prelevata da CHP per autoconsumi impianto [MWh/y]	ET prelevata da CHP per autoconsumi impianto [MWh/y]	EE immessa in rete [MWh/y]	ET immessa in rete [MWh/y]	Perdite CHP [MWh/y]
110.8731	796.0122	2660.9550	2388.0366	1151.3748

ENERGIA PRELEVATA ED IMMESA IN RETE:			
EE immessa in rete [MWh/y]	ET immessa in rete [MWh/y]	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
2660.9550	2388.0366	0.0000	0.0000



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO₂eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO₂eq/ha]	EF N₂O [tCO₂eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO₂eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH₄ [gCO₂eq/gCH₄]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO₂eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO₂eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO₂eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO₂eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO₂eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO₂eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO₂eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO₂eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO₂eq/y]*	[tCO₂eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	609.6583	0.4068
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0956	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	44.5198	0.0297
Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore	38.7354	0.0258
Emissioni prodotte CH₄ incombusto CHP	1.2288	0.0008
Emissioni evitate EE immessa in rete	-897.0079	-0.5985
Emissioni evitate ET immessa in rete	-492.1313	-0.3284
Totale	-694.9014	-0.4637

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato II

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano prodotto con sistema di *upgrading* a membrane (MB) e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, alimentato con gli scarti dello stabilimento A, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

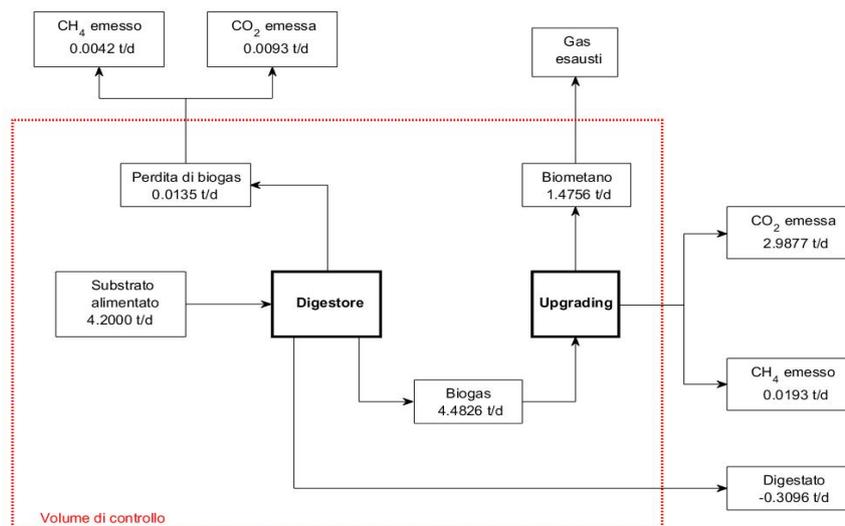
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm ³ /tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	4.2000	0.9300	0.9300	3.6326	970	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH ₄ nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO ₂ nel biogas [%]
8000.00	55.00	35.00	0.30	55.00	45.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm ³ /d]	CH ₄ nel biogas prodotto [t/d]	CH ₄ nel biogas prodotto [Nm ³ /d]	Perdita di CH ₄ [t/d]	Perdita di CO ₂ [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	4.4961	0.0135	4.4826	3513.032	1.3793	1932.1675	0.0042	0.0093	-0.3096

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH ₄ nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO ₂ ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH ₄ nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO ₂ [t/d]	Emissione CH ₄ [t/d]
Mix scarti caffè	1.49657	0.02095	1.47561	3651.06312	2.9877	0.0193



BILANCIO ENERGETICO				
CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:				
Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	4.2000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:						
Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1556	0.3111	0.1089	1.0747	8000.0000	0.3582

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:				
	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	92.3943	177.6813	710.7252	888.4065
%	1.30	20.00	80.00	12.50

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:			
Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
4.4826	55.00	45.00	7107.2516

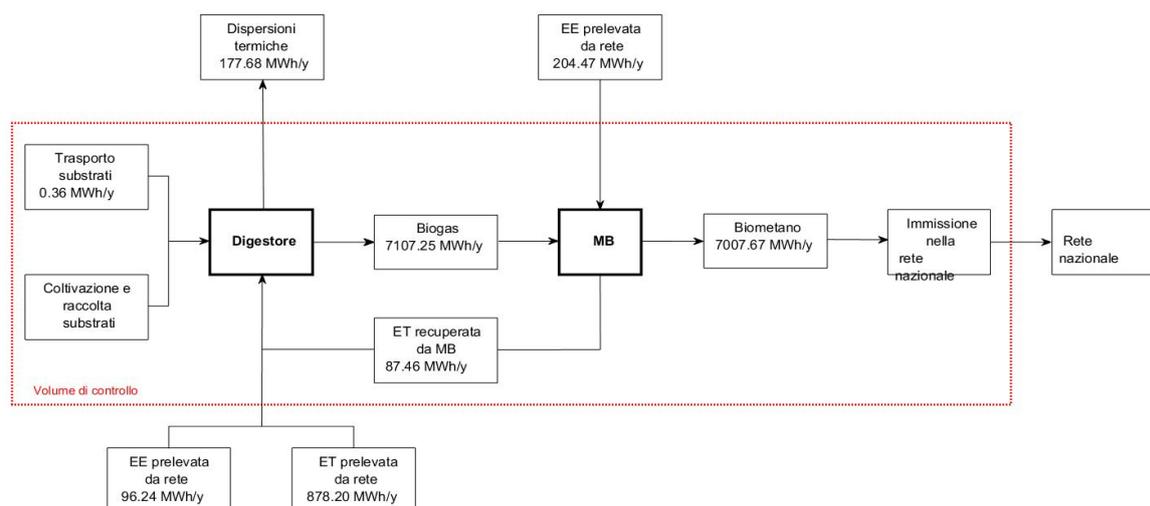
CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:		
Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.4756	3.00	7007.67

IMPIANTO MB:		
	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/Nm3_biometano]	0.3000	0.1337
[MWh/y]	196.2941	87.4641

BIOMETANO IMMESSO IN RETE:	
EE compressione biometano [MWh/y]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]:
0.0000	0.0000

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:		
Sezioni impianto	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
<i>Impianto biogas</i>	96.2440	878.1951
<i>Impianto MB</i>	204.4730	0.0000
<i>Biometano in rete</i>	0.0000	0.0000
Totale	300.7171	878.1951

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]	Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]
96.00	92.00



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	Mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO2eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO2eq/ha]	EF N2O [tCO2eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO2eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH4 [gCO2eq/gCH4]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO2eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO2eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO2eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO2eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO2eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO2eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO2eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO2eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO2eq/y]*	[tCO2eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	609.6583	0.4068
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0956	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	43.8960	0.0293
Emissioni prodotte perdita CH4 digestore	38.7354	0.0258
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	32.4439	0.0216
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	180.9802	0.1208
Emissioni prodotte perdita CH4 upgrading	180.2230	0.1203
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	68.9279	0.0460
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-1444.1535	-0.9636
Totale	-289.1933	-0.1930

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato III

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano, prodotto tramite sistema di *upgrading* a membrane (MB) e destinato all'utilizzo come biocarburante nel settore dell'autotrazione, alimentato con gli scarti dello stabilimento A, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

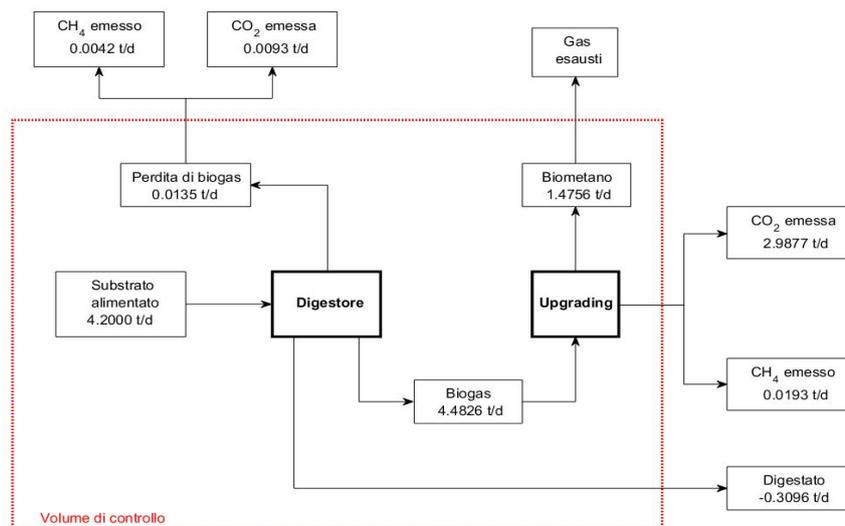
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm3/tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	4.2000	0.9300	0.9300	3.6326	970	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]
8000.00	55.00	35.0	0.30	55.00	45.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm3/d]	CH4 nel biogas prodotto [t/d]	CH4 nel biogas prodotto [Nm3/d]	Perdita di CH4 [t/d]	Perdita di CO2 [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	4.4961	0.0135	4.4826	3513.032	1.3793	1932.1675	0.0042	0.0093	-0.3096

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH4 nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO2 ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH4 nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO2 [t/d]	Emissione CH4 [t/d]
Mix scarti caffè	1.49657	0.02095	1.47561	3651.06312	2.9877	0.0193



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	4.2000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1556	0.3111	0.1089	1.0747	8000.0000	0.3582

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	92.3943	177.6813	710.7252	888.4065
%	1.3000	20.0000	80.0000	12.5000

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:

Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
4.4826	55.00	45.00	7107.2516

CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:		
Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.4756	3.00	7007.6652

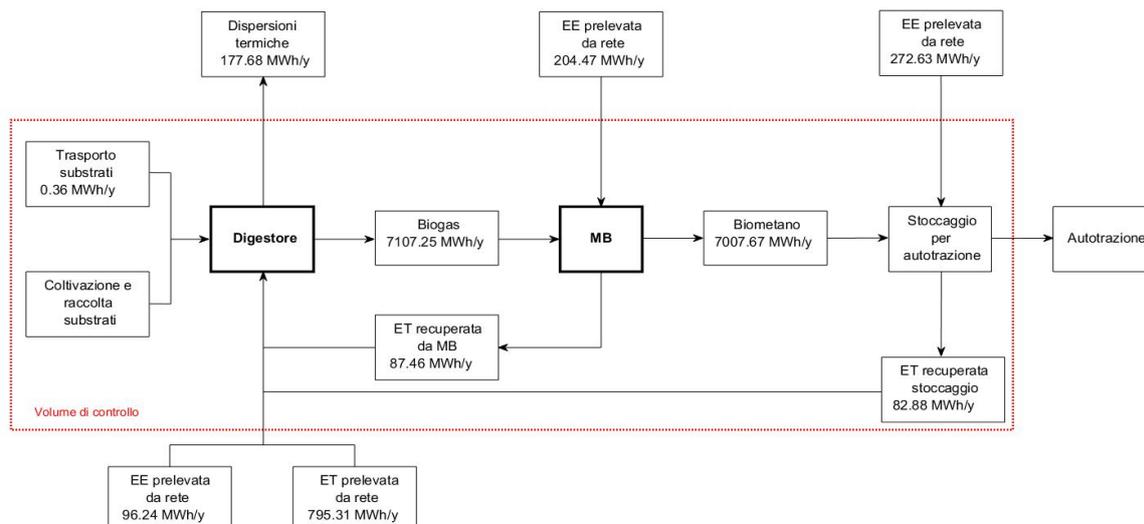
IMPIANTO MB:		
	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/Nm3_biometano]	0.3000	0.1337
[MWh/y]	196.2941	87.4641

BIOMETANO STOCCATO PER AUTOTRAZIONE:	
	EE compressione biometano
[kWh/Nm3 biometano]	0.4000
[MWh/y]	261.7255

Temperatura del biometano in ingresso (T1) [°C]	Pressione del biometano in ingresso (P1) [atm]	Rendimento recupero di calore [%]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]
30.0	9.8692	0.80	82.8837

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:		
Sezioni impianto	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
<i>Impianto biogas</i>	96.2440	795.3114
<i>Impianto MB</i>	204.4730	0.0000
<i>Stoccaggio biometano</i>	272.6307	0.0000
Totale	573.3478	795.3114

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]	Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]
96.00	92.00



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	Mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO2eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO2eq/ha]	EF N2O [tCO2eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO2eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH4 [gCO2eq/gCH4]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO2eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO2eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO2eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO2eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO2eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO2eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO2eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO2eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO₂eq/y]*	[tCO₂eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	609.6583	0.4068
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0956	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	43.8960	0.0293
Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore	38.7354	0.0258
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	32.4439	0.0216
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	163.8993	0.1094
Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	180.2230	0.1203
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	68.9279	0.0460
Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio biometano	91.9038	0.0613
Emissioni evitate sostituzione gas naturale autotrazione	-1444.1535	-0.9636
Totale	-214.3704	-0.1430

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato IV

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano prodotto con sistema di *upgrading* a membrane (MB) e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, alimentato con gli scarti dello stabilimento B, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

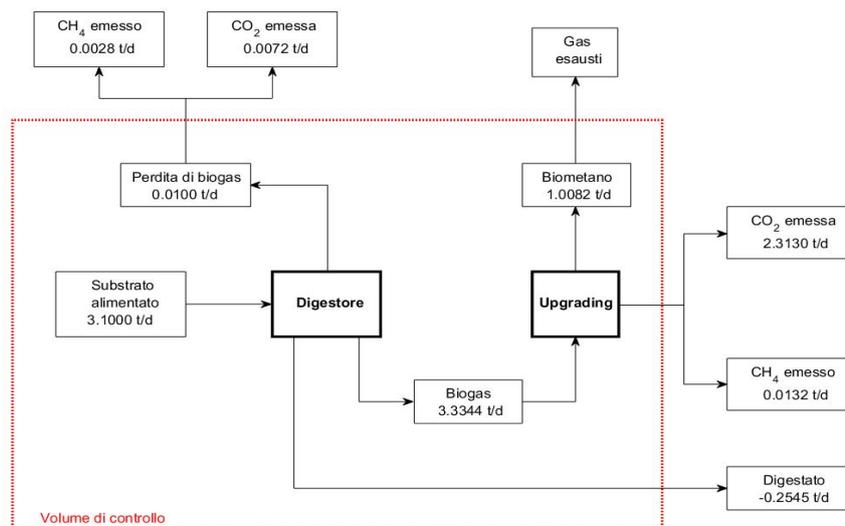
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm3/tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	3.1000	0.93	0.9200	2.65	960	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]
8000.00	55.00	34	0.30	52.00	48.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm3/d]	CH4 nel biogas prodotto [t/d]	CH4 nel biogas prodotto [Nm3/d]	Perdita di CH4 [t/d]	Perdita di CO2 [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	3.3444	0.0100	3.3344	2538.627	0.9423	1320.0859	0.0028	0.0072	- 0.255

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH4 nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO2 ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH4 nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO2 [t/d]	Emissione CH4 [t/d]
Mix scarti caffè	1.02248	0.01431	1.00816	2494.46133	2.3130	0.0132



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	3.1000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1148	0.2296	0.0804	0.7933	8000.0000	0.2644

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	63.1250	121.3943	485.5772	606.9715
%	1.30	20.00	80.00	12.50

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:

Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
3.3344	52.00	48.00	4855.7720

CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:

Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.0082	3.00	4787.97

IMPIANTO MB:

	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/Nm3_biometano]	0.3000	0.1410
[MWh/y]	134.1175	63.0558

BIOMETANO IMMESSO IN RETE:

EE compressione biometano [MWh/y]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]:
0.0000	0.0000

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:

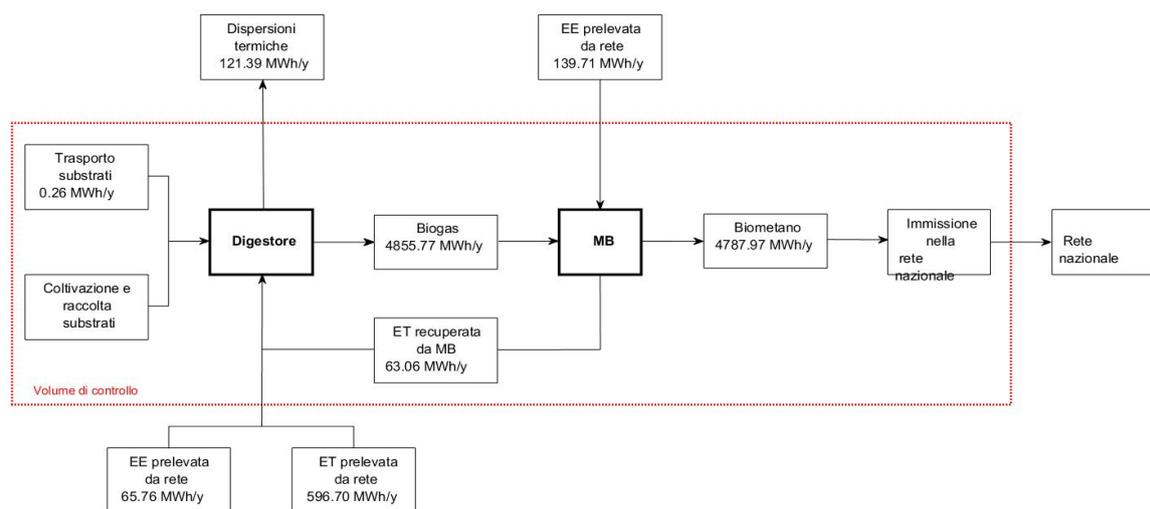
Sezioni impianto	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
<i>Impianto biogas</i>	65.7552	596.6958
<i>Impianto MB</i>	139.7057	0.0000
<i>Biometano in rete</i>	0.0000	0.0000
<i>Totale</i>	205.4609	596.6958

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]

96.00

Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]

92.00



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	Mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO₂eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO₂eq/ha]	EF N₂O [tCO₂eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO₂eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH₄ [gCO₂eq/gCH₄]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO₂eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO₂eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO₂eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO₂eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO₂eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO₂eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO₂eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO₂eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO₂eq/y]*	[tCO₂eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	449.9859	0.4036
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0705	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	29.9918	0.0269
Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore	26.4646	0.0237
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.1661	0.0199
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	122.9683	0.1103
Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	123.1311	0.1105
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	47.0948	0.0422
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7143	-0.8851
Totale	-164.8412	-0.1479

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato V

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano prodotto con sistema di *upgrading* PWS e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, alimentato con gli scarti dello stabilimento B, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

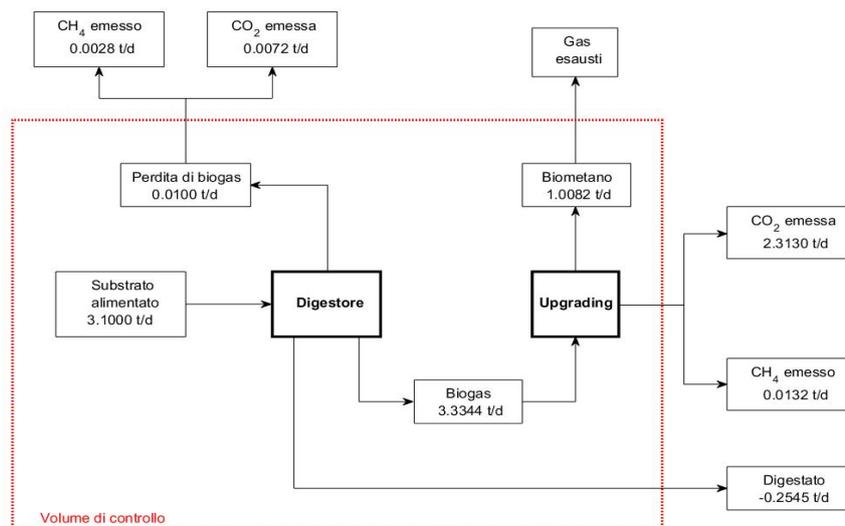
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm3/tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	3.1000	0.9300	0.9200	2.6524	960	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]
8000.00	55.00	34.00	0.30	52.00	48.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm3/d]	CH4 nel biogas prodotto [t/d]	CH4 nel biogas prodotto [Nm3/d]	Perdita di CH4 [t/d]	Perdita di CO2 [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	3.3444	0.0100	3.3344	2538.627	0.9423	1320.0859	0.0028	0.0072	-0.255

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH4 nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO2 ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH4 nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO2 [t/d]	Emissione CH4 [t/d]
Mix scarti caffè	1.02248	0.01431	1.00816	2494.46133	2.3130	0.0132



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	3.1000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1148	0.2296	0.0804	0.7933	8000.0000	0.2644

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	63.1250	121.3943	485.5772	606.9715
%	1.30	20.00	80.00	12.50

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:

Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
3.3344	52.00	48.00	4855.7720

CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:

Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.0082	3.00	4787.97

IMPIANTO PWS:

	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/m3 biogas]	0.2000	0.1100
[MWh/y]	187.7368	103.2552

BIOMETANO IMMESSO IN RETE:

EE compressione biometano [MWh/y]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]
0.0000	0.0000

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:

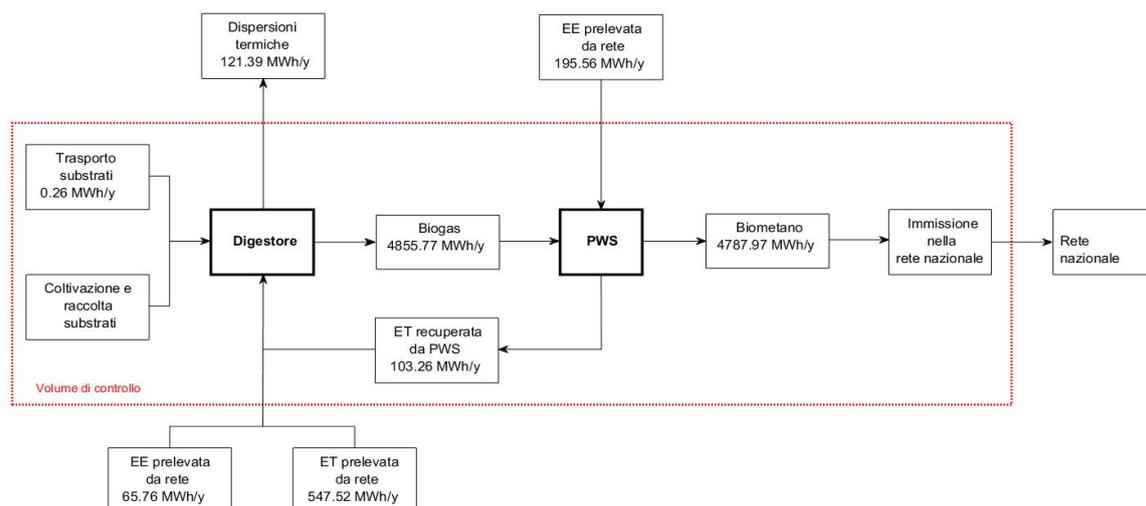
	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
Impianto biogas	65.7552	547.5177
Impianto PWS	195.5591	0.0000
Biometano in rete	0.0000	0.0000
Totale	261.3144	547.5177

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]

96.00

Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]

92.00



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	Mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO2eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO2eq/ha]	EF N2O [tCO2eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO2eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH4 [gCO2eq/gCH4]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO2eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO2eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO2eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO2eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO2eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO2eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO2eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO2eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO2eq/y]*	[tCO2eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	449.9859	0.4036
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0705	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	29.9918	0.0269
Emissioni prodotte perdita CH4 digestore	26.4646	0.0237
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.1661	0.0199
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	112.8335	0.1012
Emissioni prodotte perdita CH4 upgrading	123.1311	0.1105
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	65.9230	0.0591
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7143	-0.8851
Totale	-156.1477	-0.1401

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato VI

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano prodotto con sistema di *upgrading* a membrane (MB) e destinato all'utilizzo come biocarburante nel settore dell'autotrazione, alimentato con gli scarti dello stabilimento B, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH₄.

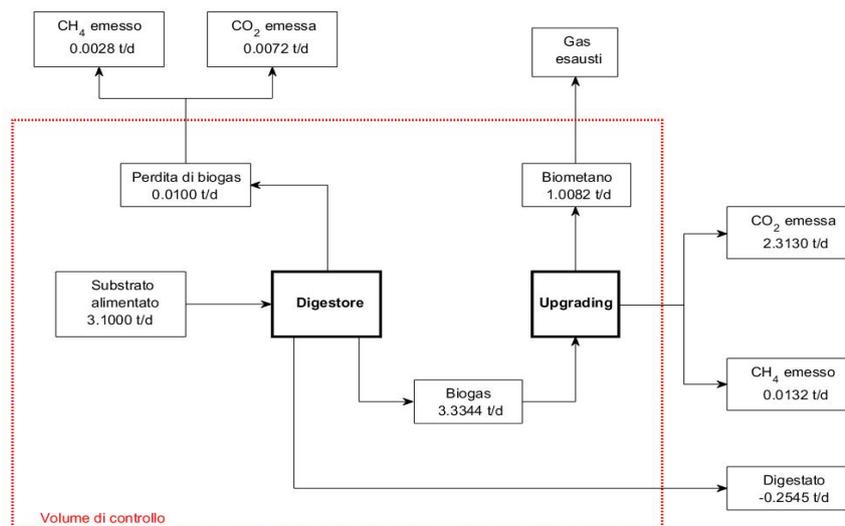
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm ³ /tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	mix scarti caffè	3.1000	0.9300	0.9200	2.6524	960	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH ₄ nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO ₂ nel biogas [%]
8000.00	55.00	34	0.30	52.00	48.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm ³ /d]	CH ₄ nel biogas prodotto [t/d]	CH ₄ nel biogas prodotto [Nm ³ /d]	Perdita di CH ₄ [t/d]	Perdita di CO ₂ [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	3.3444	0.0100	3.3344	2538.627	0.9423	1320.0859	0.0028	0.0072	-0.255

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH ₄ nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO ₂ ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH ₄ nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO ₂ [t/d]	Emissione CH ₄ [t/d]
Mix scarti caffè	1.02248	0.01431	1.00816	2494.46133	2.3130	0.0132



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	3.1000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1148	0.2296	0.0804	0.7933	8000.0000	0.2644

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	63.1250	121.3943	485.5772	606.9715
%	1.3000	20.0000	80.0000	12.5000

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:

Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
3.3344	52.00	48.00	4855.7720

CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:

Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.0082	3.00	4787.9697

IMPIANTO MB:

	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/Nm3_biometano]	0.3000	0.1410
[MWh/y]	134.1175	63.0558

BIOMETANO STOCCATO PER AUTOTRAZIONE:

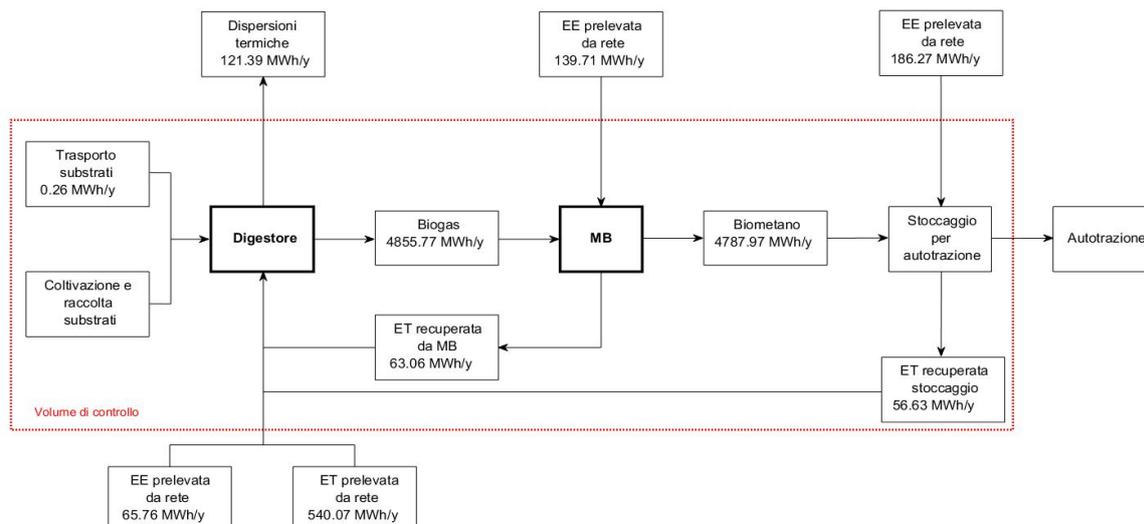
	EE compressione biometano
[kWh/Nm3 biometano]	0.4000
[MWh/y]	178.8233

Temperatura del biometano in ingresso (T1) [°C]	Pressione del biometano in ingresso (P1) [atm]	Rendimento recupero di calore [%]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]
30.0	9.8692	0.80	56.6301

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:

Sezioni impianto	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
<i>Impianto biogas</i>	65.7552	540.0657
<i>Impianto MB</i>	139.7057	0.0000
<i>Stoccaggio biometano</i>	186.2742	0.0000
Totale	391.7352	540.0657

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]	Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]
96.00	92.00



BILANCIO AMBIENTALE			
PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:			
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO2eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO2eq/ha]	EF N2O [tCO2eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO2eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:	
GWP CH4 [gCO2eq/gCH4]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO2eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO2eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO2eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO2eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO2eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO2eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO2eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO2eq/kWh th]	206.0820

BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO₂eq/y]*	[tCO₂eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	449.9859	0.4036
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0705	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	29.9918	0.0269
Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore	26.4646	0.0237
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.1661	0.0199
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	111.2978	0.0998
Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	123.1311	0.1105
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	47.0948	0.0422
Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio biometano	62.7930	0.0563
Emissioni evitate sostituzione gas naturale autotrazione	-986.7143	-0.8851
Totale	-113.7186	-0.1020

* Le emissioni prodotte hanno valore positivo, quelle evitate hanno valore negativo.

Allegato VII

Caratteristiche dell'impianto per la produzione di biometano prodotto con sistema di *upgrading* PWS e destinato all'utilizzo come biocarburante nel settore dell'autotrazione, alimentato con gli scarti dello stabilimento B, ottenute con il modello di calcolo MCBioCH4.

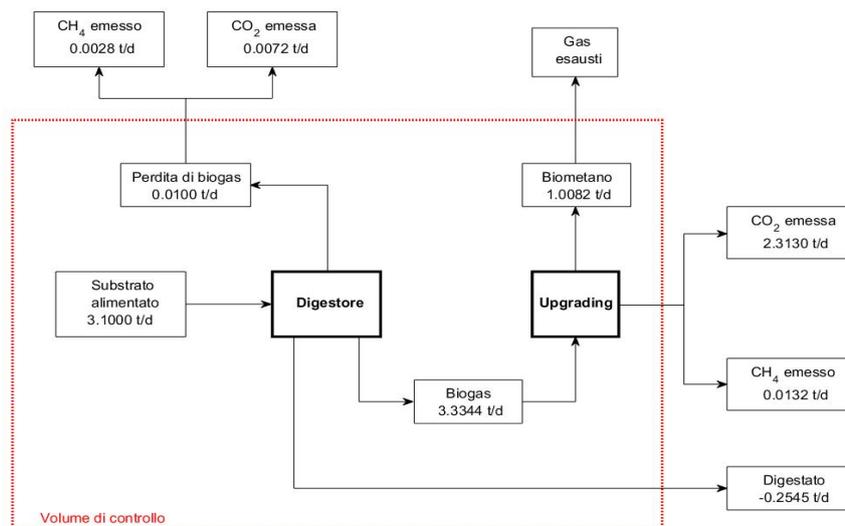
BILANCIO DI MASSA							
CARATTERISTICHE SUBSTRATI ALIMENTATI:							
Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Massa alimentata [t/d]	DM [-]	VSD M [-]	VS [t/d]	Resa biogas [Nm3/tVS]	Resa agricola [t/ha]
Mix scarti caffè	Mix scarti caffè	3.1000	0.9300	0.9200	2.6524	960	3

CARATTERISTICHE DIGESTORE:					
Ore annue di funzionamento [h/y]	Temperatura [°C]	HR T [d]	Perdita presunta di biogas [%]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]
8000.00	55.00	34	0.30	52.00	48.00

FLUSSI IN USCITA DAL DIGESTORE:									
Substrati alimentati	Biogas atteso [t/d]	Perdita di biogas [t/d]	Biogas prodotto [t/d]	Biogas prodotto [Nm3/d]	CH4 nel biogas prodotto [t/d]	CH4 nel biogas prodotto [Nm3/d]	Perdita di CH4 [t/d]	Perdita di CO2 [t/d]	Digestato [t/d]
Mix scarti caffè	3.3444	0.0100	3.3344	2538.627	0.9423	1320.0859	0.0028	0.0072	-0.255

CARATTERISTICHE UPGRADING BIOGAS:	
Perdita di CH4 nel processo di upgrading [%]	Percentuale massima di CO2 ammessa nel biometano [%]
1.40	3.00

FLUSSI IN USCITA DA IMPIANTO DI UPGRADING:						
Substrati alimentati	Biometano atteso [t/d]	Perdita di CH4 nell'upgrading [t/d]	Biometano prodotto [t/d]	Flusso di biometano prodotto [mol/h]	Emissione CO2 [t/d]	Emissione CH4 [t/d]
Mix scarti caffè	1.02248	0.01431	1.00816	2494.46133	2.3130	0.0132



BILANCIO ENERGETICO

CARATTERISTICHE TRASPORTO SUBSTRATI ALIMENTATI:

Substrati alimentati	Massa trasportata [t/d]	Distanza da coprire [km]	Capacità utile autobotte [t]	Consumo gasolio autobotte [l/km]
Mix scarti caffè	3.1000	1.0000	27.0000	0.3500

SPESA ENERGETICA TRASPORTO:

Substrati alimentati	Viaggi [viaggi /d]	Distanza percorsa A/R [km/d]	Consumo gasolio [l/d]	Consumo energetico giornaliero [kWh/d]	Ore annue di funzionamento impianto [h/y]	Consumo energetico annuo [MWh/y]
Mix scarti caffè	0.1148	0.2296	0.0804	0.7933	8000.0000	0.2644

AUTOCONSUMI IMPIANTO BIOGAS:

	Autoconsumi elettrici *	Dispersione termica digestore **	ET riscaldamento substrati **	Autoconsumi termici ausiliari *
[MWh /y]	63.1250	121.3943	485.5772	606.9715
%	1.30	20.00	80.00	12.50

* Il valore percentuale si riferisce all'energia contenuta nel biogas prodotto.

** Il valore percentuale si riferisce agli autoconsumi termici ausiliari.

CARATTERISTICHE BIOGAS PRODOTTO:

Biogas prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CH4 nel biogas [%]	Percentuale in volume di CO2 nel biogas [%]	Energia contenuta nel biogas [MWh/y]
3.3344	52.00	48.00	4855.7720

CARATTERISTICHE BIOMETANO PRODOTTO:		
Biometano prodotto [t/d]	Percentuale in volume di CO2 nel biometano prodotto [%]	Energia contenuta nel biometano prodotto [MWh/y]
1.0082	3.00	4787.97

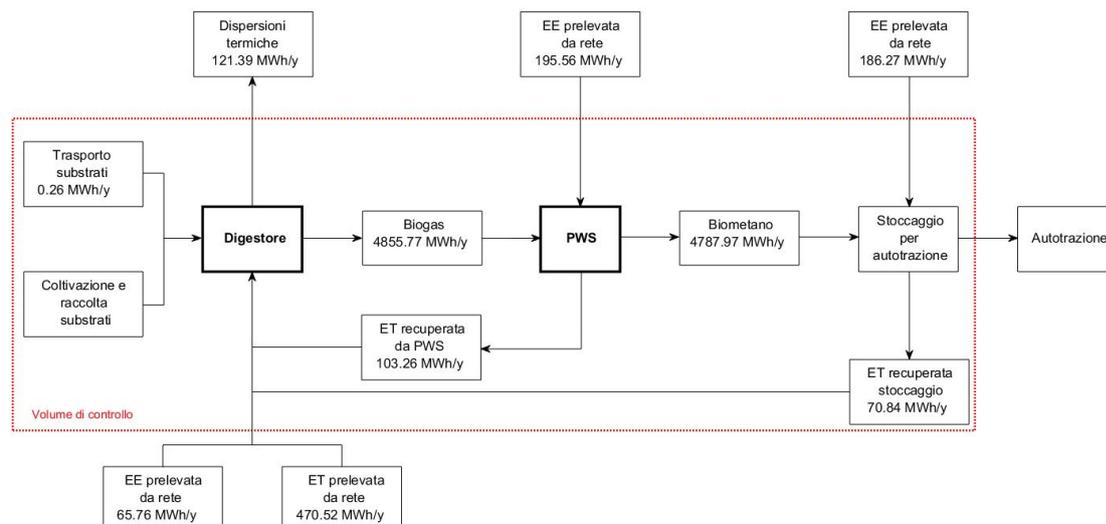
IMPIANTO PWS:		
	EE richiesta	ET recuperata
[kWh/m3 biogas]	0.2000	0.1100
[MWh/y]	187.7368	103.2552

BIOMETANO STOCCATO PER AUTOTRAZIONE:	
	EE compressione biometano
[kWh/Nm3 biometano]	0.4000
[MWh/y]	178.8233

Temperatura del biometano in ingresso (T1) [°C]	Pressione del biometano in ingresso (P1) [atm]	Rendimento recupero di calore [%]	ET recuperata da compressione biometano [MWh/y]
30.0	6.0000	0.80	70.8381

ENERGIA PRELEVATA DA RETE:		
	EE prelevata da rete [MWh/y]	ET prelevata da rete [MWh/y]
Impianto biogas	65.7552	470.5198
Impianto PWS	195.5591	0.0000
Stoccaggio biometano	186.2742	0.0000
Totale	447.5886	470.5198

Efficienza di conversione EE per prelievo da rete [%]	Efficienza di conversione ET per prelievo da rete [%]
96.00	92.00



BILANCIO AMBIENTALE

PARAMETRI ED EF COLTIVAZIONE SUBSTRATI:

Substrati alimentati	Tipologia substrato alimentato	Substrato assimilato BA	Coltivazione
Mix scarti caffe	Mix scarti caffe	Altro	si
Diesel [l/ha]	N fertilizzante [kg N/ha]	P fertilizzante [kg P/ha]	K fertilizzante [kg K/ha]
95.0000	90.5585	8.2854	18.2517
EF operazioni agricole [tCO2eq/ha]	EF produzione fertilizzante NPK [tCO2eq/ha]	EF N2O [tCO2eq/ha]	EF totale coltivazione [tCO2eq/ha]
0.3275	0.2769	0.7020	1.3064

ALTRI PARAMETRI ED EF:

GWP CH4 [gCO2eq/gCH4]	28.00
pci diesel [MJ/l diesel]	39.4000
EF diesel [gCO2eq/MJ diesel]	87.5000
EF produzione N fertilizzante [g CO2eq/kg N]	2900.0000
EF produzione P fertilizzante [g CO2eq/kg P]	710.0000
EF produzione K fertilizzante [g CO2eq/kg K]	460.0000
EF trasporto substrati [gCO2eq/MJ biogas o biometano]	74.1000
EF stoccaggio substrati [gCO2eq/MJ diesel]	1.7400
EF produzione EE (mix nazionale) [gCO2eq/kWh e]	337.1000
EF produzione ET (gas naturale) [gCO2eq/kWh th]	206.0820

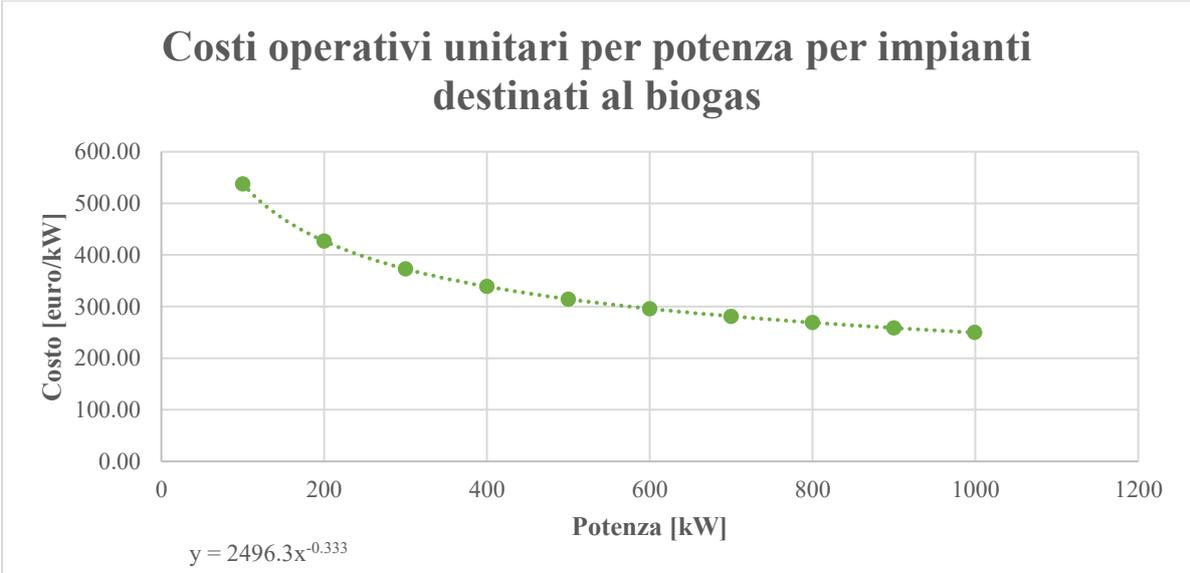
BILANCIO AMBIENTALE:		
	[tCO₂eq/y]*	[tCO₂eq/t biogas]*
Emissioni prodotte coltivazione substrati	449.9859	0.4036
Emissioni prodotte trasporto substrati	0.0705	0.0001
Emissioni prodotte stoccaggio temporaneo substrati	29.9918	0.0269
Emissioni prodotte perdita CH₄ digestore	26.4646	0.0237
Emissioni prodotte prelievo EE digestore	22.1661	0.0199
Emissioni prodotte prelievo ET digestore	96.9656	0.0870
Emissioni prodotte perdita CH₄ upgrading	123.1311	0.1105
Emissioni prodotte prelievo EE upgrading	65.9230	0.0591
Emissioni prodotte prelievo EE stoccaggio biometano	62.7930	0.0563
Emissioni evitate sostituzione gas naturale	-986.7143	-0.8851
Totale	-109.2226	-0.0980

Allegato VIII

Metodi per il calcolo dei costi di investimento e di gestione nel caso d'impianto destinato alla produzione del biogas.

Costi di investimento	
$C = ((P/P_0)^{2/3}) * C_0$	
Po (kW)	1000
Co (euro)	4108000
Costo investimento fermentazione	Costo investimento cogeneratore
65%	35%

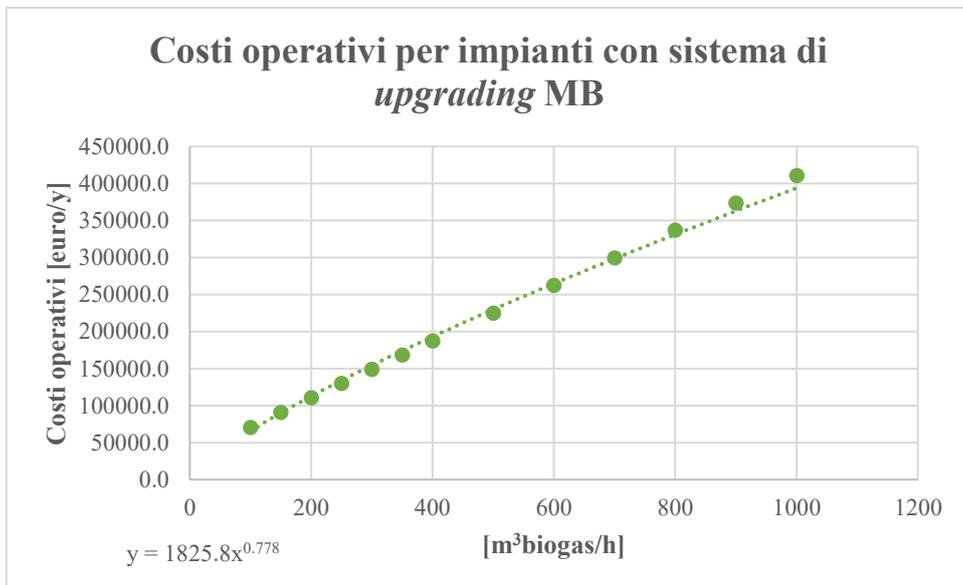
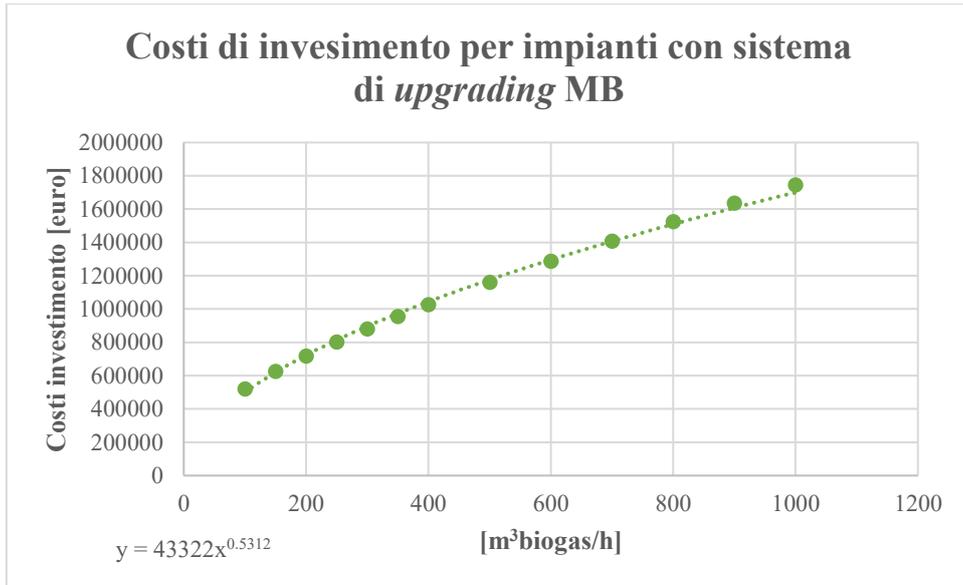
Costi di gestione										
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	999
Potenza (kw)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	999
Costo totale (euro)	53781	85372	111866	135521	157258	177583	196804	215127	232644	249467
Costo unitario per potenza (euro/kW)	537.82	426.86	372.90	338.81	314.52	295.97	281.15	268.91	258.56	249.72
Costo unitario per energia (euro/kWh)	0.067	0.053	0.046	0.042	0.039	0.037	0.035	0.034	0.032	0.031
Costo unitario per energia (euro/MWh)	66.755	53.404	46.215	42.107	39.026	36.972	34.918	33.891	31.837	30.81



Allegato IX

Metodi per il calcolo dei costi di investimento e di gestione per impianti destinati alla produzione di biometano tramite sistema di *upgrading* a membrane (MB).

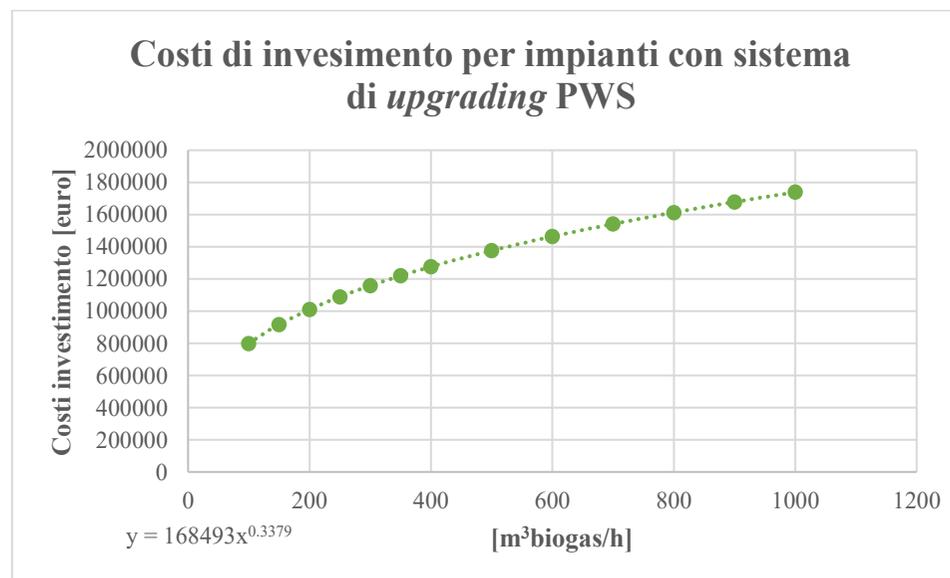
Costi di investimento													
<i>Nm³biogas/h</i>	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Costo investimento [euro]	519801	624832	717217	801592	880314	954778	1025883	1160349	1286979	1407704	1523776	1636058	1745180
Costo di gestione													
<i>Nm³biogas/h</i>	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Costo gestione operativa [euro/y]	70750	90825	110498	129915	149152	168253	187248	224990	262484	299790	336947	373983	410919

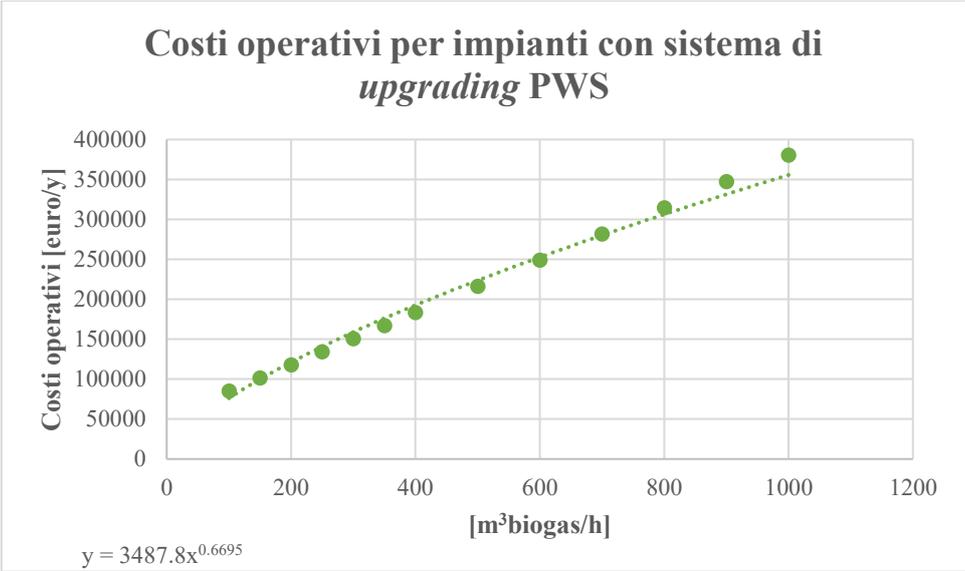


Allegato X

Metodi per il calcolo dei costi di investimento e di gestione per impianti destinati alla produzione di biometano tramite sistema di *upgrading* PWS.

Costi di investimento													
<i>Nm³biogas/h</i>	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
<i>Costo investimento [euro]</i>	798771	916067	1009594	1088665	1157848	1219759	1276058	1376001	1463441	1541694	1612853	1678341	1739172
Costo di gestione													
<i>Nm³biogas/h</i>	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
<i>Costo gestione operativa [euro/y]</i>	85095	101486	117879	134271	150664	167055	183448	216232	249017	281801	314584	347369	380153





Allegato XI

Bilancio economico per la realizzazione dell'impianto destinato alla produzione di biogas per lo stabilimento A.

Bilancio economico per l'impianto destinato al biogas			
Costi di investimento			
$C = ((P/Po)^{2/3}) * Co$			
<i>Po [kW]</i>	1000		
<i>Co [euro]</i>	4108000		
<i>EE prodotta da CHP [MWh/y]</i>	2771.83		
<i>Potenza impianto [kW]</i>	346.48		
		Fermentazione 65%	Cogenerazione 35%
<i>C [euro]</i>	2026506.39	1317229.15	461030.20
<i>C [keuro]</i>	2026.51	1317.23	461.03
Costi di gestione			
<i>Costo [euro/MWh]</i>	44.32		
<i>Costo [euro/y]</i>	122846.97		
<i>Costo [keuro/y]</i>	122.85		
Ricavi senza incentivi			
<i>EE immessa in rete [MWh/y]</i>	2660.96		
<i>EE prelevata da rete [MWh/y]</i>	0.00		
<i>Prezzo energia venduta [euro/MWh]</i>	43.44		
<i>Ricavi senza incentivi [euro/y]</i>	115600.76		
<i>Ricavi senza incentivi [keuro/y]</i>	115.60		
Ricavi con incentivi			
<i>Tb [euro/MWh]</i>	180.00		
	-5%	171.00	
<i>Premi [euro/MWh]</i>	0		
<i>TO [euro/MWh]</i>	171.00		
<i>Ricavi con incentivi [euro/y]</i>	455023.31		
<i>Ricavi con incentivi [keuro/y]</i>	455.02		

Allegato XII

Bilancio economico per la realizzazione dell'impianto per il biometano tramite sistema MB e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, per lo stabilimento A.

Bilancio economico per l'impianto destinato al biometano	
Costi di investimento	
<i>Biometano prodotto [t/d]</i>	1.48
<i>Biometano prodotto [Nm3/d]</i>	2209.00
<i>Biometano prodotto [Nm3/h]</i>	92.04
<i>Biogas prodotto [t/d]</i>	4.48
<i>Biogas prodotto [Nm3/d]</i>	3513.03
<i>Biogas prodotto [Nm3/h]</i>	146.38
<i>Costo investimento MB [euro]</i>	612359.71
<i>Costo investimento MB [keuro]</i>	612.36
<i>Costo investimento fermentatore biogas [euro]</i>	1317229.151
<i>Costo inv. Totale [euro]</i>	1929588.86
<i>Costo inv. Totale [keuro]</i>	1929.59
Costi di gestione	
<i>Costo investimento MB [euro/y]</i>	88346.53
<i>Costo investimento MB [keuro/y]</i>	88.35
Ricavi senza incentivi	
<i>Biometano prodotto [Sm3/h]</i>	85.75
<i>Biometano prodotto [Sm3/y]</i>	686012.86
<i>PCI metano [Gcal/Smc]</i>	0.008111
<i>1 Gcal</i>	1.162
<i>Biometano prodotto [MWh/y]</i>	6465.7
<i>Prezzo gas naturale giu-2019 [euro/MWh]</i>	13.54
<i>Ricavo vendita biometano [euro/y]</i>	87545.02
<i>Ricavo vendita biometano [keuro/y]</i>	87.55
Ricavi con incentivi	
<i>Prezzo gas naturale giu-2019 [euro/MWh]</i>	13.54
<i>Calcolo Incentivo</i>	
<i>P2012 [euro/MWh]</i>	28.52
<i>Pgiugno2019 [euro/MWh]</i>	13.54
<i>Incentivo [euro/MWh]=</i>	
<i>(2*P2012-Pgiugno2019)</i>	43.5
<i>Increment. Per taglie fino a 500 [euro/MWh]</i>	4.35
<i>Magg. Per uso esclusivo sott. [euro/MWh]</i>	23.925
<i>Tot increm+magg. [euro/MWh]</i>	28.275
<i>Tariffa incentivo [euro/MWh]</i>	85.315
<i>Ricavo vendita con incentivo [euro/y]</i>	551617.69
<i>Ricavo vendita con incentivo [keuro/y]</i>	551.62

Allegato XIII

Bilancio economico per la realizzazione degli impianti per la produzione di biometano, ottenuto sia tramite il sistema MB che quello PWS, per lo stabilimento B.

Costi di investimento		
	<i>MB</i>	<i>PWS</i>
<i>Biometano prodotto [t/d]</i>	1.01	1.01
<i>Biometano prodotto [Nm3/d]</i>	1509.22	1509.22
<i>Biometano prodotto [Nm3/h]</i>	62.88	62.88
<i>Biogas prodotto [t/d]</i>	3.33	3.33
<i>Biogas prodotto [Nm3/d]</i>	2538.63	2538.63
<i>Biogas prodotto [Nm3/h]</i>	105.78	105.78
<i>Costo investimento [euro]</i>	515303.63	814005.978
<i>Costo investimento [keuro]</i>	515.3	814.0
<i>Costo investimento fermentatore biogas [euro]</i>	1014390.14	1014390.14
<i>Costo inv. Totale [euro]</i>	1529693.77	1828396.12
<i>Costo inv. Totale [keuro]</i>	1529.7	1828.4
Costi di gestione		
	<i>MB</i>	<i>PWS</i>
<i>Costo investimento [euro/y]</i>	68616.217	79045.8519
<i>Costo investimento [keuro/y]</i>	68.62	79.05
Ricavi senza incentivi		
Biometano in rete		
	<i>MB</i>	<i>PWS</i>
<i>Biometano prodotto [Sm3/h]</i>	58.59	58.59
<i>Biometano prodotto [Sm3/y]</i>	468694.32	468694.32
<i>PCI metano [Gcal/Smc]</i>	0.008111	0.008111
<i>1 Gcal</i>	1.162	1.162
<i>Biometano prodotto [MWh/y]</i>	4417.4	4417.4
<i>Prezzo gas naturale giu-2019 [euro/MWh]</i>	13.54	13.54
<i>Ricavo vendita biometano [euro/y]</i>	59812.08	59812.08
<i>Ricavo vendita biometano [keuro/y]</i>	59.81	59.81
Biometano biocarburante		
	<i>MB</i>	<i>PWS</i>
<i>Biometano prodotto [t/d]</i>	1.01	1.01
<i>Biometano prodotto [t/h]</i>	0.042	0.042
<i>Biometano prodotto [kg/h]</i>	42.01	42.01
<i>Biometano prodotto [kg/y]</i>	336053.8	336053.8
<i>Prezzo biocarburante [euro/kg]</i>	0.8	0.8
<i>Ricavo vendita biometano [euro/y]</i>	268843.06	268843.06
<i>Ricavo vendita biometano [keuro/y]</i>	268.84	268.84

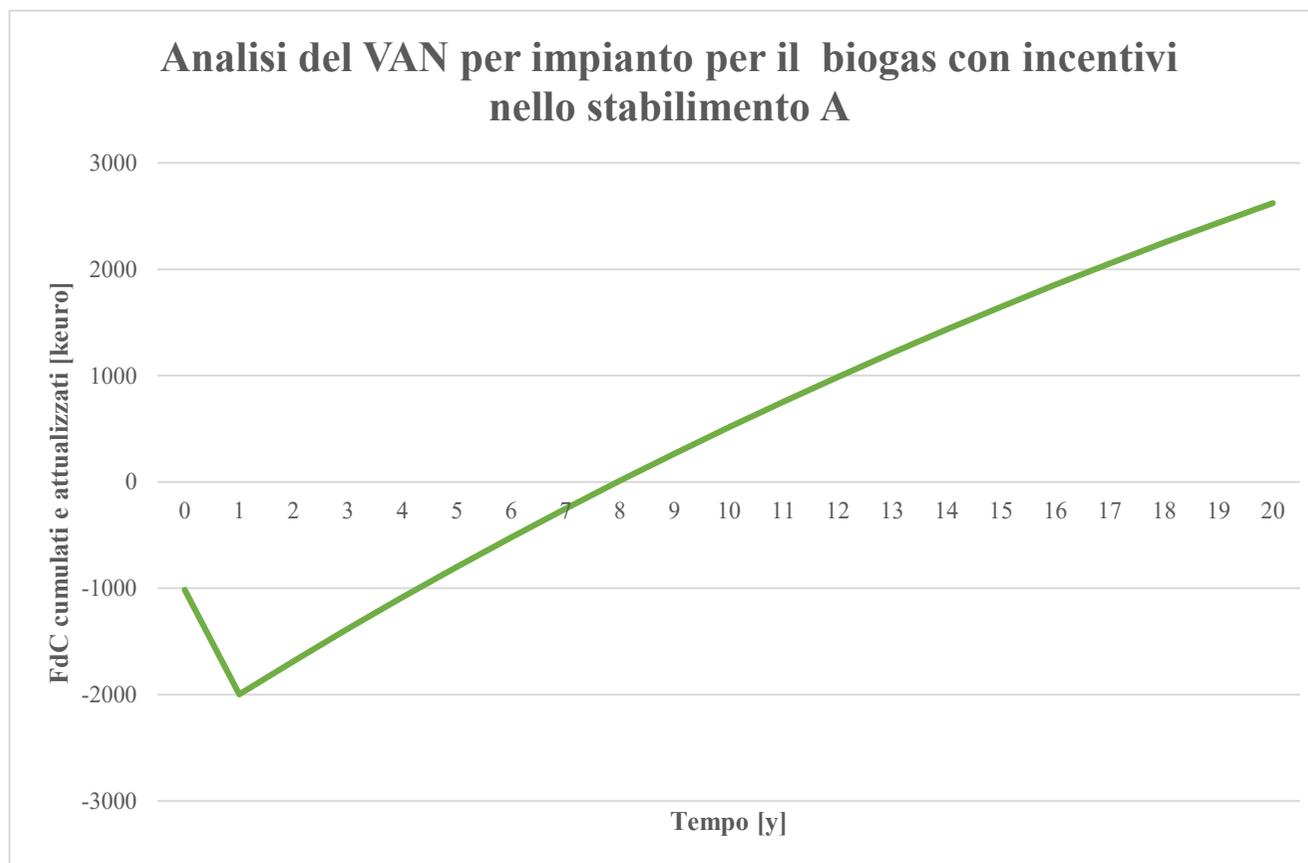
Ricavi con incentivi		
Biometano in rete		
	MB	PWS
<i>P2012 [euro/MWh]</i>	28.52	28.52
<i>Pgiugno2019 [euro/MWh]</i>	13.54	13.54
<i>Incentivo [euro/MWh]=</i> <i>(2*P2012-Pgiugno2019)</i>	43.5	43.5
<i>Increm. Per taglie fino a 500 [euro/MWh]</i>	4.35	4.35
<i>Magg. Per uso esclusivo sott. [euro/MWh]</i>	23.925	23.925
<i>Tot increm+magg. [euro/MWh]</i>	28.275	28.275
<i>Tariffa incentivo [euro/MWh]</i>	85.315	85.315
<i>Ricavo vendita con incentivo [euro/y]</i>	376873.52	376873.52
<i>Ricavo vendita con incentivo [keuro/y]</i>	376.87	376.87
Biometano biocarburante		
	MB	PWS
<i>Biometano prodotto [Sm3/h]</i>	58.59	58.59
<i>Ore annue [h/y]</i>	8000	8000
<i>CIC</i>	760.32	760.32
<i>Incentivo [euro/y]</i>	285118.47	285118.47
<i>Incentivo [keuro/y]</i>	285.12	285.12
<i>Prezzo gas naturale giu-2019 [euro/MWh]</i>	13.54	13.54
<i>Riduzione 5%</i>	12.86	12.86
<i>Biometano prodotto [MWh/y]</i>	4417.44	4417.44
<i>Ricavo [euro/y]</i>	56821.47	56821.47
<i>Ricavo [keuro/y]</i>	56.82	56.82
<i>Ricavo con incentivi [euro/y]</i>	341939.95	341939.95
<i>Ricavo con incentivi [keuro/y]</i>	341.94	341.94

Allegato XIV

Calcolo del VAN con e senza incentivi, per l'impianto destinato alla produzione di biogas per lo stabilimento A.

Impianto per il biogas senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-1013	-1013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
<i>Ricavi netti</i>	0	0	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
<i>Flussi di cassa</i>	-1013	-1013	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
<i>FdC attualizzato</i>	-1013	-984	-7	-7	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-4	-4	-4	-4
<i>FdC cumulato</i>	-1013	1997	2004	2010	2017	2023	2029	2035	2041	2046	2052	2057	2062	2067	2072	2076	1068	2085	2090	2094	2098
<i>VAN</i>	-2098																				

Impianto per il biogas con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-1013	-1013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455
<i>Ricavi netti</i>	0	0	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
<i>Flussi di cassa</i>	-1013	-1013	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
<i>FdC attualizzato</i>	-1013	-984	313	304	295	287	278	270	262	255	247	240	233	226	220	213	207	201	195	189	184
<i>FdC cumulato</i>	-1013	-1997	-1684	-1380	-1085	-798	-520	-250	12	267	514	754	987	1213	1433	1646	1853	2054	2249	2439	2622
<i>VAN</i>	2622																				

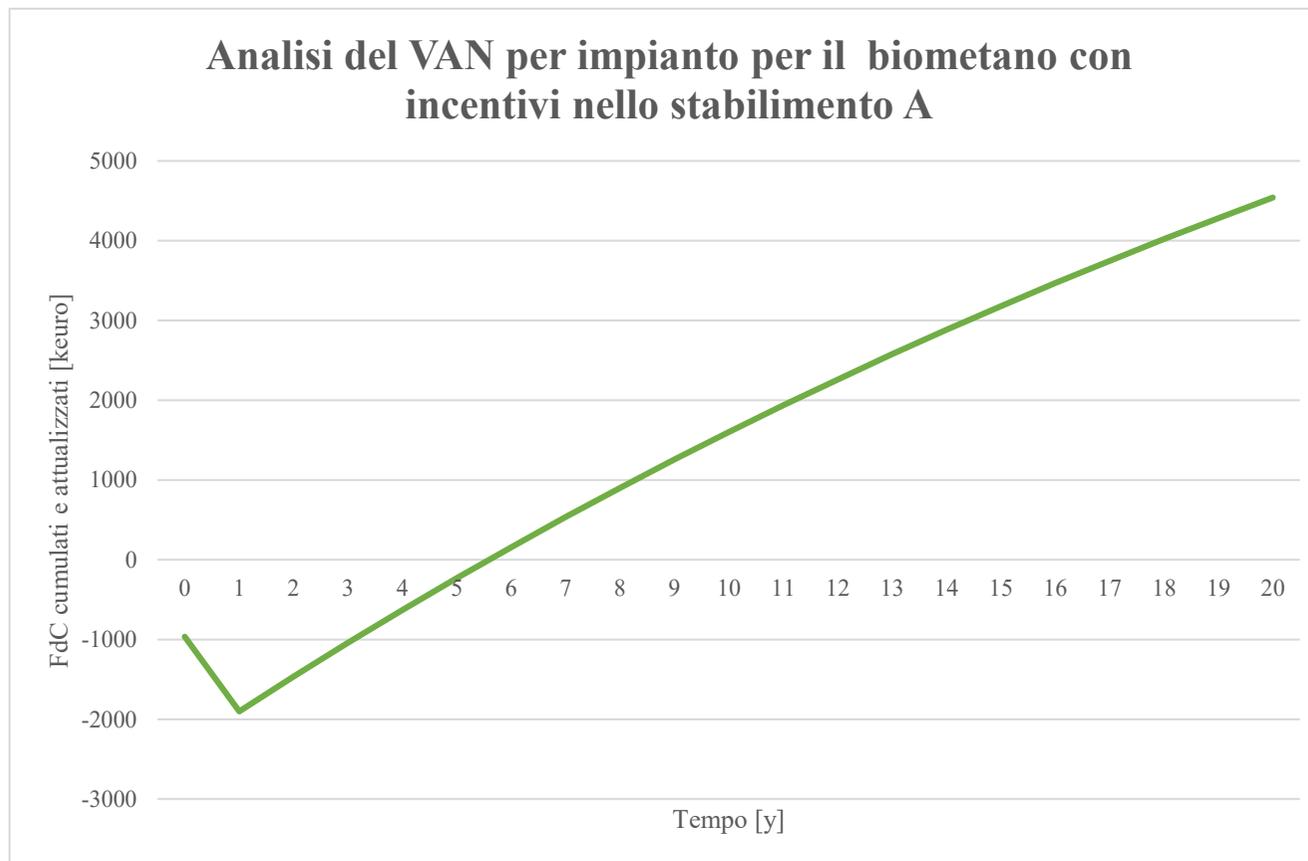


Allegato XV

Calcolo del VAN con e senza incentivi, per l'impianto destinato alla produzione di biometano, tramite sistema MB, per lo stabilimento A.

Impianto per il biometano senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-965	-965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
<i>Ricavi netti</i>	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
<i>Flussi di cassa</i>	-965	-965	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
<i>FdC attualizzato</i>	-965	-937	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
<i>FdC cumulato</i>	-965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>VAN</i>	-1913																				

Impianto per il biometano con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-965	-965	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
<i>Ricavi netti</i>	0	0	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
<i>Flussi di cassa</i>	-965	-965	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
<i>FdC attualizzato</i>	-965	-937	437	424	412	400	388	377	366	355	345	335	325	315	306	297	289	280	272	264	257
<i>FdC cumulato</i>	-965	-1901	-1465	-1041	-629	-230	158	535	901	1256	1601	1935	2260	2576	2882	3179	3468	3748	4020	4285	4541
<i>VAN</i>	4541																				

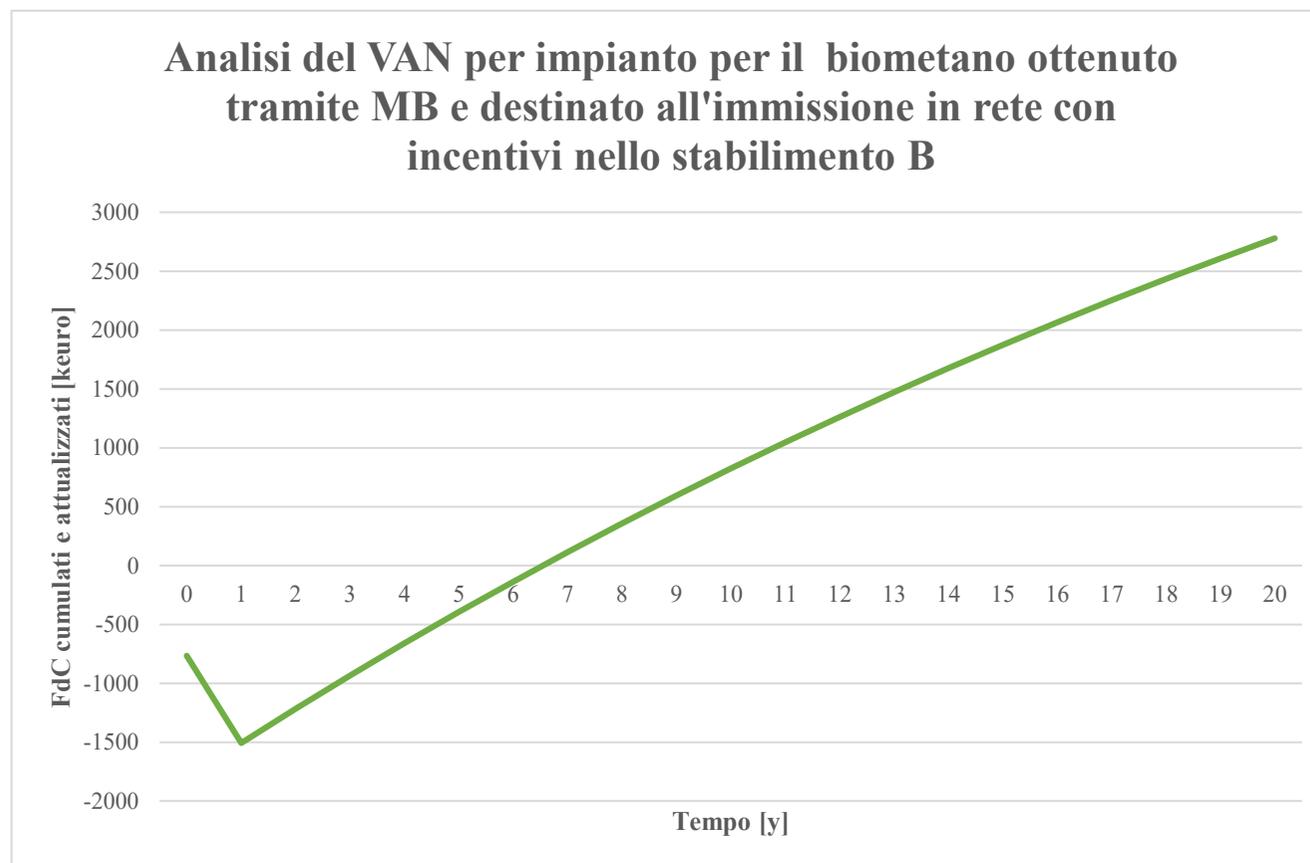


Allegato XVI

Calcolo del VAN con e senza incentivi per l'impianto per la produzione di biometano, tramite sistema MB e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, per lo stabilimento B.

Impianto per il biometano con sistema MB senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
<i>Ricavi netti</i>	0	0	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
<i>Flussi di cassa</i>	-765	-765	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
<i>FdC attualizzato</i>	-765	-743	-8	-8	-8	-8	-7	-7	-7	-7	-7	-6	-6	-6	-6	-6	-5	-5	-5	-5	-5
<i>FdC cumulato</i>	-765	-1507	-1516	-1524	-1532	-1539	-1547	-1554	-1561	-1567	-1574	-1580	-1587	-1593	-1598	-1604	-845	-1615	-1620	-1625	-1630
<i>VAN</i>	-1630																				

Impianto per il biometano con sistema MB con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
<i>Ricavi netti</i>	0	0	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>Flussi di cassa</i>	-765	-765	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>FdC attualizzato</i>	-765	-743	291	282	274	266	258	251	243	236	229	223	216	210	204	198	192	187	181	176	171
<i>FdC cumulato</i>	-765	-1507	-1217	-935	-661	-395	-137	114	357	593	823	1045	1262	1472	1675	1873	2065	2252	2433	2609	2779
<i>VAN</i>	2779																				

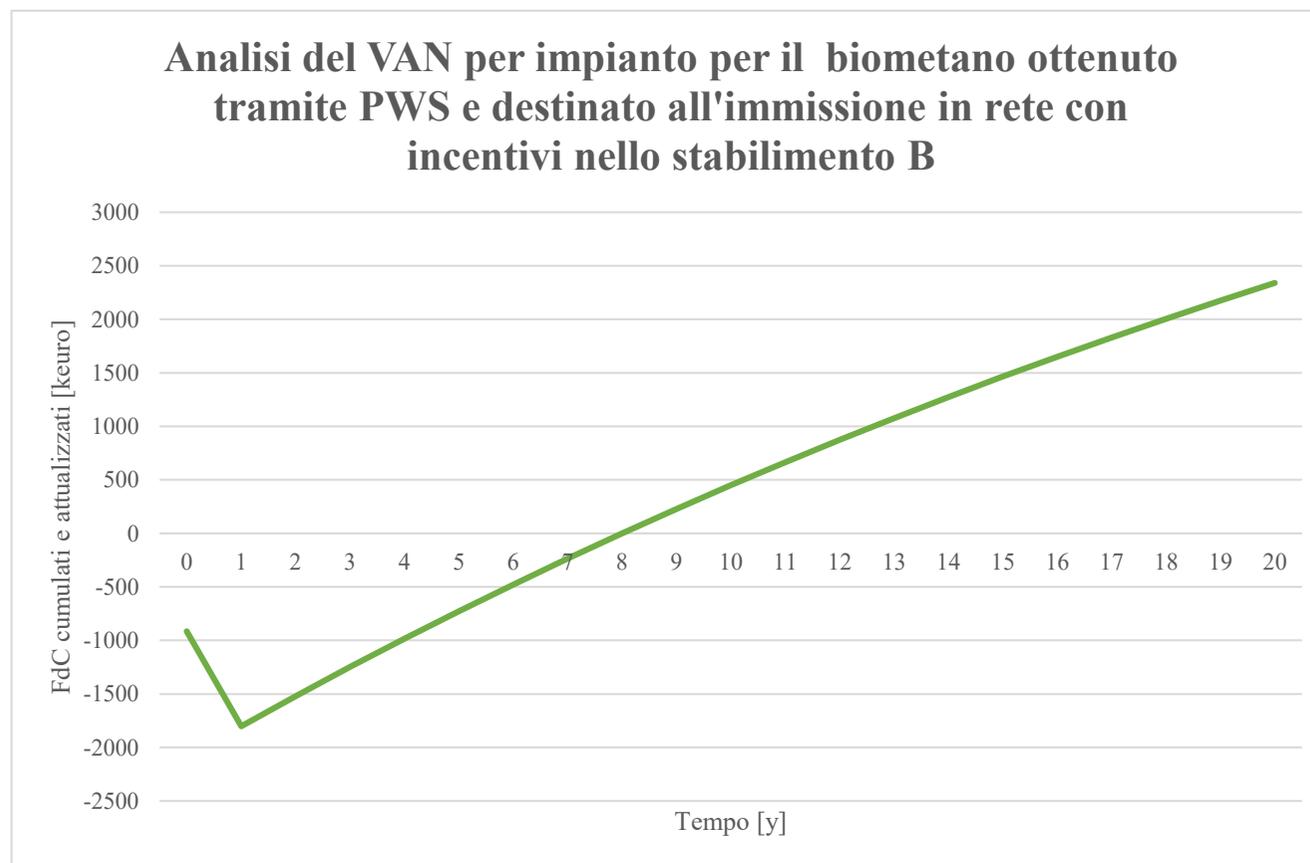


Allegato XVII

Calcolo del VAN con e senza incentivi per l'impianto per la produzione di biometano, tramite sistema PWS e destinato all'immissione nella rete nazionale del gas naturale, per lo stabilimento B.

Impianto per il biometano con sistema PWS senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
<i>Ricavi netti</i>	0	0	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19
<i>Flussi di cassa</i>	-914	-914	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19
<i>FdC attualizzato</i>	-914	-888	-18	-18	-17	-17	-16	-16	-15	-15	-14	-14	-13	-13	-13	-12	-12	-12	-11	-11	-11
<i>FdC cumulato</i>	-914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>VAN</i>	-2069																				

Impianto per il biometano con sistema PWS con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
<i>Ricavi netti</i>	0	0	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298
<i>Flussi di cassa</i>	-914	-914	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298
<i>FdC attualizzato</i>	-914	-888	281	273	265	257	249	242	235	228	222	215	209	203	197	191	186	180	175	170	165
<i>FdC cumulato</i>	-914	-1802	-1521	-1248	-984	-727	-478	-235	0	228	450	665	874	1076	1273	1465	1650	1830	2005	2175	2340
<i>VAN</i>	2340																				

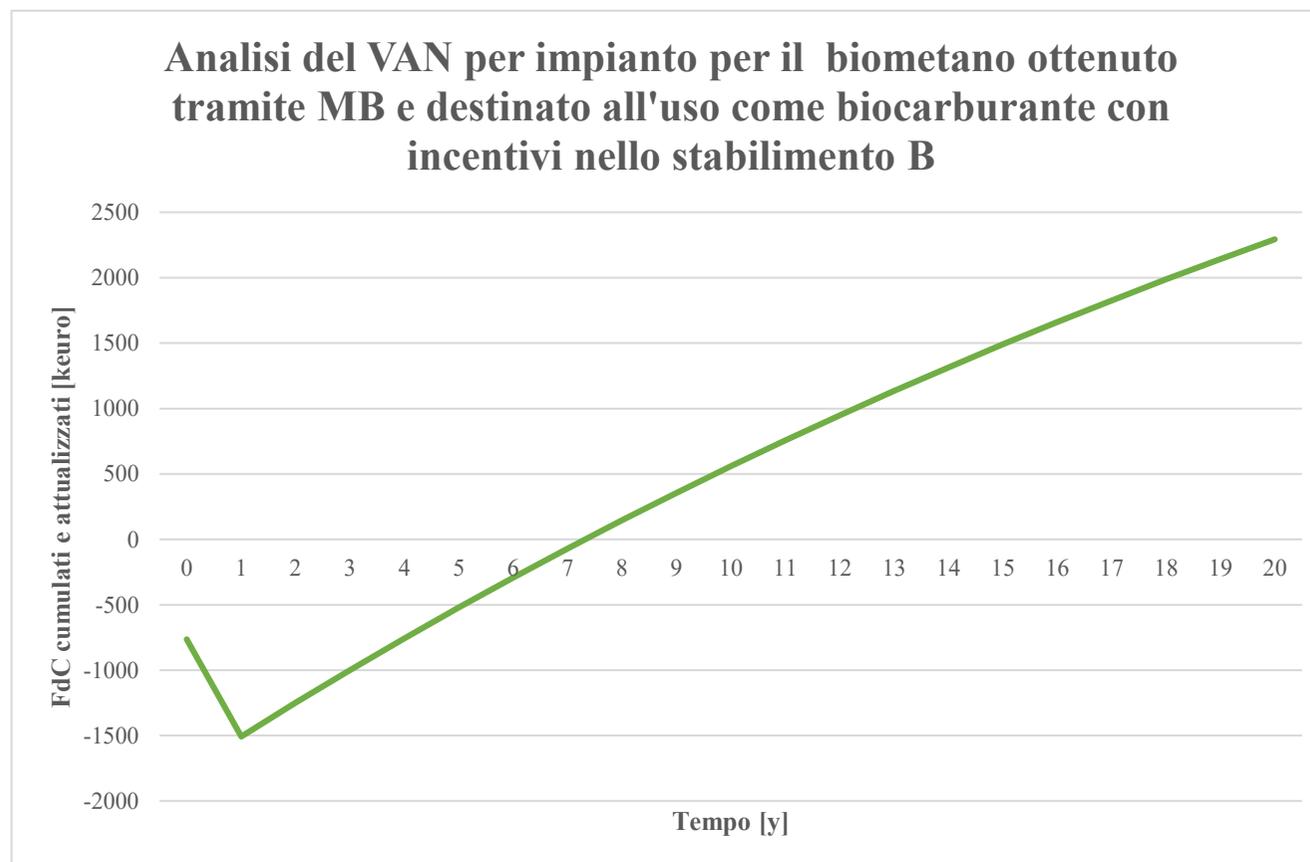


Allegato XVIII

Calcolo del VAN con e senza incentivi per l'impianto per la produzione di biometano, tramite sistema MB e destinato all'utilizzo come biocarburante, per lo stabilimento B.

Impianto per il biometano con sistema MB senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
<i>Ricavi netti</i>	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
<i>Flussi di cassa</i>	-765	-765	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
<i>FdC attualizzato</i>	-765	-743	189	183	178	173	168	163	158	153	149	145	140	136	132	129	125	121	118	114	111
<i>FdC cumulato</i>	-765	-1507	-1319	-1135	-958	-785	-617	-454	-296	-143	6	151	291	428	560	688	1578	934	1052	1166	1277
<i>VAN</i>	1277																				

Impianto per il biometano con sistema MB con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-765	-765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69	-69
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
<i>Ricavi netti</i>	0	0	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
<i>Flussi di cassa</i>	-765	-765	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
<i>FdC attualizzato</i>	-765	-743	258	250	243	236	229	222	216	209	203	197	192	186	181	175	170	165	161	156	151
<i>FdC cumulato</i>	-765	-1507	-1250	-1000	-757	-521	-292	-70	146	355	559	756	948	1134	1315	1490	1660	1826	1986	2142	2294
<i>VAN</i>	2294																				



Allegato XIX

Calcolo del VAN con e senza incentivi per l'impianto per la produzione di biometano, tramite sistema PWS e destinato all'utilizzo come biocarburante, per lo stabilimento B.

Impianto per il biometano con sistema PWS senza incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
<i>Ricavi netti</i>	0	0	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
<i>Flussi di cassa</i>	-914	-914	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
<i>FdC attualizzato</i>	-914	-888	179	174	169	164	159	154	150	145	141	137	133	129	125	122	118	115	111	108	105
<i>FdC cumulato</i>	-914	-1802	-1623	-1449	-1281	-1117	-958	-804	-654	-508	-367	-230	-97	32	158	280	1312	513	624	733	838
<i>VAN</i>	838																				

Impianto per il biometano con sistema PWS con incentivo																					
<i>Anno</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>Costi di investimento</i>	-914	-914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Costi di gestione</i>	0	0	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79
<i>Ricavi lordi</i>	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
<i>Ricavi netti</i>	0	0	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
<i>Flussi di cassa</i>	-914	-914	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
<i>FdC attualizzato</i>	-914	-888	248	241	234	227	220	214	208	201	196	190	184	179	174	169	164	159	154	150	146
<i>FdC cumulato</i>	-914	-1802	-1554	-1313	-1080	-853	-633	-419	-212	-10	186	375	560	739	913	1081	1245	1404	1559	1709	1854
<i>VAN</i>	1854																				

