Politecnico di Torino

Ingegneria Energetica e Nucleare: Innovazione nella Produzione dell'Energia
A.a. 2021/2022
Sessione di Laurea Marzo 2022

Sistemi di purificazione del biogas a basso costo: Studio LCA

Relatore:
Papurello Davide

Candidata:
Peccolo Melissa

Sommario

La trasformazione del biogas in biometano può svolgere un ruolo fondamentale per mitigazione dei cambiamenti climatici e la transizione verso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e di scarto. I sistemi proposti si inseriscono totalmente all'interno del ciclo dei rifiuti, contribuendo all'idea di economia circolare. Questi, infatti, trasformano biogas prodotto da rifiuti, in biometano attraverso lo sfruttamento di ceneri. Il primo, il sistema Up Ash, utilizza le ceneri da combustione di biomassa legnosa per processare biogas prodotto dalla digestione anaerobico di una miscela di FORSU e di scarti di produzione agricola. Il secondo invece, il sistema BABIU, produce biometano flussando gas di discarica attraverso un letto di ceneri da termovalorizzazione del rifiuto solido urbano. Entrambi i processi, a differenza dei metodi tradizionali di upgrading del biogas, bloccano l'anidride carbonica in forma solida e stabile. La CO_2 sequestrata è pari a 116 $g_{CO2}/kg_{\text{ceneri secche}}$ nel progetto Up Ash, mentre nel caso BABIU è intorno a 15 $g_{CO2}/kg_{\text{ceneri secche}}$.

L'obiettivo di questo studio è valutare i potenziali impatti del sistema Up Ash, su ampio spettro, cioè considerando l'intero ciclo di vita, dall'estrazione delle risorse necessarie, alla dismissione del sistema. Perciò, è stata utilizzata la metodologia Life Cycle Analysis. L'analisi è stata effettuata individuando come funzione principale dei sistemi la seguente: "produzione di 1 kWh di biometano con caratteristiche per l'immissione in rete". Questo per evidenziare non solo la capacità di sequestro della CO_2, ma anche quella di produrre un bio-combustibile che può sostituire il gas naturale di origine fossile.

All'interno dei confini di sistema sono stati inclusi i due principali vantaggi del processo, cioè la cattura dell'anidride carbonica e la produzione di gas naturale evitato, ma anche il consumo energetico e di materiali legati alla realizzazione del reattore, al funzionamento della strumentistica, al pretrattamento del biogas, al carico e scarico delle ceneri e al loro trasporto prima e dopo il loro utilizzo. I risultati sottolineano che le fasi del processo che contribuiscono maggiormente ad aumentare le emissioni di anidride carbonica sono il trasporto delle ceneri e la produzione di energia elettrica per il funzionamento della strumentistica dell'impianto. Il valore dell'indicatore di "climate change total" del metodo Environmental Footprint 2.0 ottenuto è pari a -2,611 $kg_{CO2equivalente}/kWh_{biometano}$. Significa che comunque si ha un impatto con valore negativo per la categoria cambiamento climatico; perciò, globalmente il sistema ha l'effetto di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

Si propone infine uno scenario a livello regionale per valutare le potenzialità del sistema. Ipotizzando di sfruttare le ceneri prodotte dalle centrali termoelettriche della regione Piemonte che usano come combustibile biomassa solida, si potrebbe ottenere un impatto negativo, quindi un'emissione evitata, di quasi -16320 $t_{CO2equivalente}$/anno.

Nomenclatura

Acea: Azienda Comunale Energia ed Ambiente

AISI: Agenzia Informazioni e Sicurezza Interna

Amiat: Azienda Multiservizi Igiene Ambientale Torino

APC: Air Pollution Control, controllo inquinanti nell'aria

APS: Announced Pledges Scenario

AwR: Adsorption with Regeneration, Assorbimento con rigenerazione

BA: bottom ash, ceneri pesanti

BABIU: Bottom Ash for Biogas Up-grading, ceneri pesanti per l'upgrading del biogas

CADOS: Consorzio Ambientale Dora Sangone

CCA: Consorzio Canavesano Ambiente

CCS: Carbon Capture and Storage, cattura e sequestro del carbonio

CER: Codice Elenco europeo dei Rifiuti

CFC11: Triclorofluorometano

CH_4: metano

CISA: Consorzio Intercomunale di Servizi per l'Ambiente

CMTO: Città Metropolitana di TOrino

CO_2: anidride carbonica, carbon dioxide

COP21: 21^{esima} Conferenza delle Parti

COP26: 26^{esima} Conferenza delle Parti

COV: Composti Organici Volatili

COVAR 14: Consorzio obbligatorio di bacino 14

CTU: Comparative Toxic Unit, Unità Comparativa Tossica

CV: cavalli

DA: Digestione Anaerobica

EDS: Energy Dispersive x-ray Spectroscopy

EF 2.0: Environmental Footprint 2.0

EJ: exajoule, 10^{18} J

FEM: Fondazione Edmund Mach, di San Michele all'Adige, Trento

FORSU: Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano

GCMS: Gas Chromatography Mass Spectrometry, gascromatografia-spettrometria di massa

GHG: greenhouse gases, gas serra

Gt: giga tonnellate, 10^{12} kg

GWP: Global Warming Potential, Potenziale di riscaldamento globale

H_2S: acido solfidrico, solfuro di diidrogeno

IEA: International Energy Agency

LCA: Life Cycle Analysis, Analisi di Ciclo di Vita

LCI: Life Cycle Inventory, Analisi di Inventario

LCIA: Life Cycle Impact Assessment, Valutazione degli impatti

LSM: Manganite di Lantanio e Stronzio

NDIR: Non-Dispersive Infrared Gas Analyzer, analizzatori di gas a infrarossi non dispersivi

NMVOC: Non- Methane Volatile Compounds, composti organici volatili non metanici

NZE: Net Zero Emission by 2050 Scenario

OFMSW: Organic Fraction of Municipal Solid Waste

ppb: parti per miliardo

ppm: parti per milione

PSA: Pressure Swing Adsorption, Assorbimento a Pressione Oscillante

PTR-MS: Proton Transfer Reaction – Mass Spectrometry, spettrometria di massa con reazione di trasferimento protonico

RSU: Rifiuti Solidi Urbani

RU: Rifiuto Urbano

ScYSZ: Scandium-Yttria-Stabilized Zirconia, Scandio-Ittrio-Zirconio stabilizzato

SDS: Sustainable Development Scenario

SEM: Scanning Electron Microscopy, microscopia elettronica a scansione

SOFC: Solid Oxide Fuel Cell, Celle a Combustibile ad Ossido Solido

SPME: Solid Phase MicroExtraction, microestrazione in fase solida

STEPS: Stated Policies Scenario

t: tonnellata

TBL: Triple Bottom Line, triplice approccio

UTCE: mix energetico europeo e immessa nella rete sincrona dell'Europa continentale

VOC: Volatile Organic Compounds

YSZ: Yttria-Stabilized Zirconia, Ittrio-Zirconio stabilizzato

Indice

1. Introduzione 1
2. Purificazione del biogas 7
2.1. Metodi convalidati 10
2.1.1. Desolforazione 10
2.1.2. Rimozione dell'anidride carbonica 11
2.2. Utilizzo del biometano 17
2.2.1. Fuel Cells 18
2.3. Utilizzo convenzionale delle ceneri 21
2.4. Sistemi a basso costo: utilizzo delle ceneri 26
3. *Up Ash:* utilizzo delle ceneri da biomassa legnosa 32
3.1. Descrizione dell'impianto pilota 33
3.2. Risultati dei test 37
4. LCA: Analisi del Ciclo di Vita del sistema *Up Ash* 43
4.1. Life Cycle Analysis 43
4.2. Fase 1: Obiettivi e campo di applicazione 47
4.2.1. Obiettivo dello studio 47
4.2.2. Unità funzionale 48
4.2.3. Confini del sistema 48
4.2.4. Categorie dei dati e fonte 51
4.3. Fase 2: Analisi di Inventario (LCI) 54
4.3.1. Composizione Biogas 54
4.3.2. Pretrattamento Biogas 56
4.3.3. Reattore Up Ash (con strumentistica) 56
4.3.4. Ceneri 60
4.3.5. Risultati dell'inventario 61
4.4. Fase 3: Valutazione degli impatti 83
4.4.1. Classificazione 83
4.4.2. Caratterizzazione 84
4.4.3. Risultati 94
4.5. Fase 4: Interpretazioni 97
5. *BABIU:* utilizzo delle ceneri da termovalorizzazione del rifiuto urbano 99
5.1. Descrizione del sistema 99
5.2. LCA: Analisi del Ciclo di Vita del sistema *BABIU* 103

6. Prospettive 106
6.1. *Up Ash* in Piemonte 106
6.2. *BABIU* nella città metropolitana di Torino 108
7. Conclusioni 110
Indice delle Figure 114
Indice delle Tabelle 115
Bibliografia 116

1. Introduzione

La transizione energetica verso sistemi di produzione a basse emissioni è uno dei punti chiave per affrontare il cambiamento climatico. Infatti, il settore dell'energia è responsabile di circa tre quarti delle emissioni globali di CO_2 [1]. L'anidride carbonica è soltanto uno dei cosiddetti gas serra (in inglese greenhouse gas, o GHG), ma è il più comunemente utilizzato a causa della sua stretta correlazione con la temperatura media globale. Il 2021 è stato il sesto anno più caldo, con una temperatura superficiale media globale più alta di 0.83°C rispetto alla media del XX secolo[2], cioè all'epoca preindustriale. Nel 2020 sono state emesse 31.5 Gt di CO_2, circa il 5.8% in meno dell'anno precedente, portando la concentrazione atmosferica a 412.5 ppm, a valori quindi più alti di quasi il 50% di quelli preindustriali[3]. Ciò significa che le misure finora intraprese non sono sufficienti e che una riduzione delle emissioni è sempre più urgente, come evidenziato nella COP26 tenutasi a Glasgow [4].
In ambito energetico gli obiettivi principali individuati e sottoscritti dai paesi partecipanti sono la decarbonizzazione, la transizione verso veicoli elettrici e l'investimento su fonti di energia rinnovabili, in modo da azzerare le emissioni nette globali entro il 2050 e cercare di rimanere al di sotto di un incremento della temperatura pari a 1.5 °C. Con decarbonizzazione si intente il passaggio dallo sfruttamento di fonti che emettono grandi quantità di anidride carbonica e altri gas serra a quello di risorse rinnovabili e a bassa emissione o addirittura nulla. Significa quindi abbandonare per esempio i combustibili fossili, il cui utilizzo provoca il rilascio di CO_2 aggiuntivo a quello del naturale ciclo biogeochimico del carbonio.

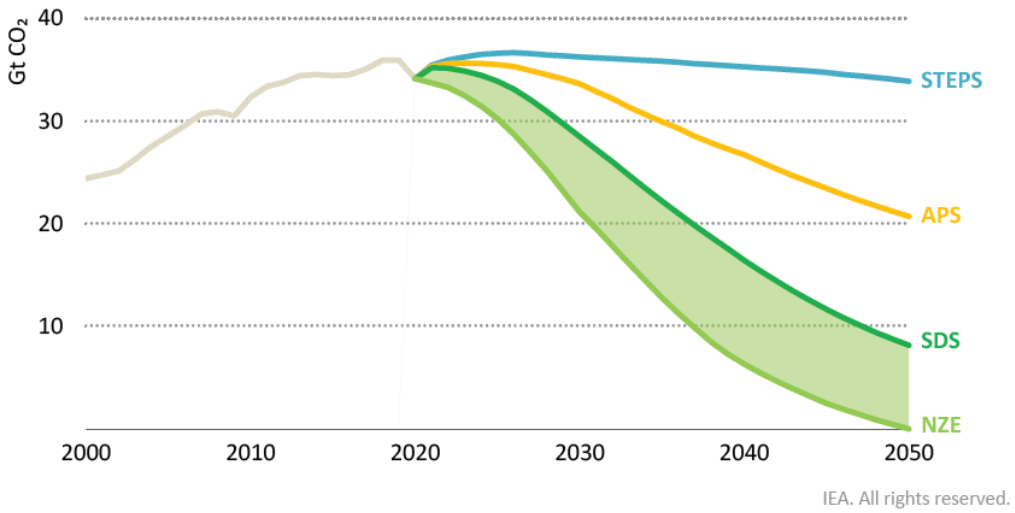
L'Agenzia Internazionale dell'Energia (I.E.A.) ha prodotto diversi documenti per aiutare i decisori politici durante la COP26. Sono stati individuati e analizzati alcuni possibili scenari:

- **STEPS (Stated Policies Scenario)**: continuare con le misure finora realmente messe in atto dai governi, includendo anche quelle in fase di attuazione;
- **APS (Announced Pledges Scenario)**: adempire a tutti gli impegni climatici assunti dai governi di tutto il mondo, compresi gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibili delle

Nazioni Unite e raggiungere in tempo gli obiettivi a zero emissioni nette a lungo termine;

- **SDS (Sustainable Development Scenario)**: raggiungere completamente gli obiettivi sottoscritti nell'accordo di Parigi, o COP21, per affrontare il cambiamento climatico, migliorare la qualità dell'aria, fornire l'accesso alla moderna energia e raggiungere zero emissioni nel 2070;
- **NZE (Net Zero Emission by 2050 Scenario)**: linee guida per mantenere un incremento di temperatura media globale minore o uguale a 1.5°C grazie ad emissione netta di CO_2 nulla.

Le emissioni di anidride carbonica previste per ogni scenario sono mostrate in Figura 1.1, mentre l'incremento di temperatura in Figura 1.2.



The APS pushes emissions down, but not until after 2030; the SDS goes further and faster to be aligned with the Paris Agreement; the NZE delivers net zero emissions by 2050

Figura 1.1: : Emissioni di CO_2 negli scenari del World Energy Outlook 2021 [1]

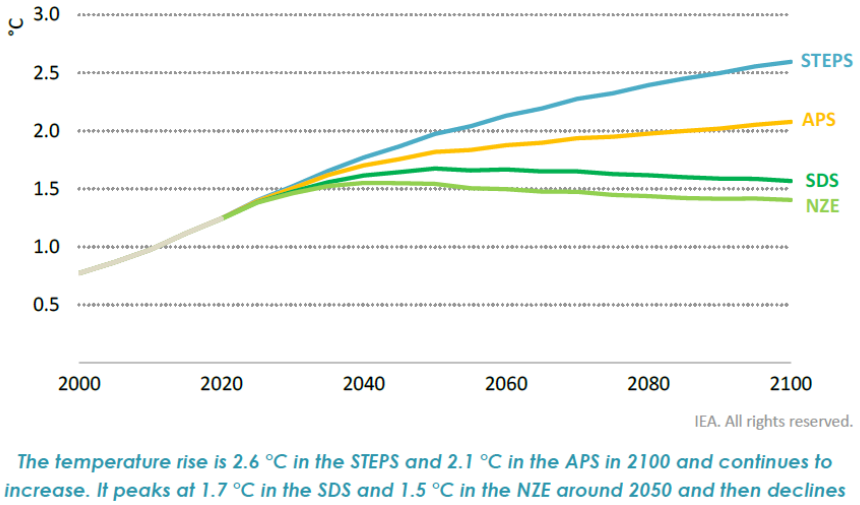


Figura 1.2: Andamento temporale dell'incremento della temperatura superficiale media globale negli scenari del World Energy Outlook 2021 [1]

Nel "Word Energy Outlook 2021"[1] viene sottolineata la crescita delle rinnovabili come il fotovoltaico e l'eolico e come essa sia destinata ad incrementare anche in futuro, in tutti gli scenari, anche se con trend differenti. Non saranno in ogni modo sufficienti ad abbassare in modo decisivo le emissioni di anidride carbonica. Nello scenario STEPS queste resteranno all'incirca costanti fino al 2050, comunque minori di quelle che si avrebbero con la tendenza attuale, ma non a sufficienza da mantenere l'incremento di temperatura media globale al di sotto di 1.5°C. Nel documento vengono quindi proposti quattro punti chiave per raggiungere la neutralità delle emissioni di CO_2 entro il 2050: elettrificazione pulita, efficienza energetica, rimozione delle perdite di metano in atmosfera, spinta verso energie pulite. A questo scenario NZE l'agenzia internazionale ha dedicato un intero documento dal titolo "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector"[5] in cui si propone di quadruplicare la produzione da solare ed eolico, migliorare l'efficienza energetica e ampliare il numero di auto e veicoli elettrici di un fattore 18.

Invece, nello scenario SDS le emissioni di anidride carbonica si abbassano notevolmente, raggiungendo valori poco più bassi di 10 Gt nel 2050. Non si tratta di rilasci nulli, ma comunque consente di mantenere l'incremento della temperatura media globale prossima a 1.5°C. Dal paragone dei vari scenari si può evidenziare un divario, in particolare tra STEPS e NZE, visibile anche nelle Figure 1.1 e 1.2. Per colmarlo è necessario intervenire

sull'efficienza, investire sulle rinnovabili, abbandonare i combustibili fossili effettuando un "fuel swicth" [6]. In tal senso, il biogas e il biometano offrono la possibilità di abbassare le emissioni di gas serra anche in quei settori "hard-to-abate" come l'industria pesante o il trasporto merci [6]. Inoltre, entrambi i gas per ora sono poco sfruttati, è quindi pensabile una loro espansione molto significativa nel futuro. Le previsioni a breve termine, cioè nel 2030, sono mostrate in Figura 1.3.

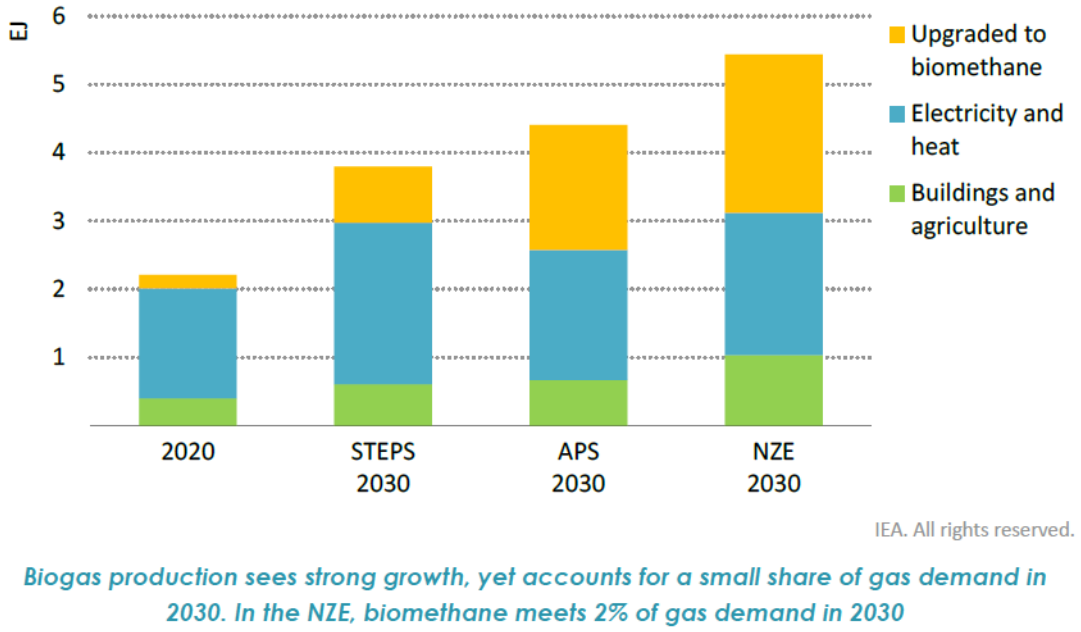


Figura 1.3: Produzione e utilizzo del biogas nel 2020 e nel 2030 secondo gli scenari del World Energy Outlook 2021 [1]

È stato previsto che nello scenario STEPS, il consumo di biometano aumenti raggiungendo i 5 EJ e una quota di iniezione nella rete di circa il 3% nel 2050.

Nell'APS, vengono consumati circa 8 EJ di biometano a livello globale nel 2050 miscelandosi nel gas per più del 5% della domanda globale. Nello scenario NZE prevede che in alcune aree l'iniezione di biometano possa raggiungere anche tassi del 20-40%.

Oltre ad essere dei gas a basse emissioni, il biogas ed il biometano hanno altri importanti vantaggi. Entrambi vanno ad inserirsi nel ciclo dei rifiuti, trasformandoli in materia prima per la loro produzione e aumentando così l'efficienza della gestione del ciclo. Inoltre, nel caso di rifiuti da agricoltura e zootecnia, si instaura una stretta collaborazione tra questi settori

e quello energetico, avvicinandosi sempre di più al concetto di economia circolare. Altro vantaggio notevole è dato dal fatto che i materiali di scarto necessari per la produzione sono presenti in ogni area geografica. Significa che un buon sfruttamento di queste risorse può abbassare drasticamente la dipendenza energetica di alcune nazioni rispetto ad altre. Dal punto di vista delle emissioni di gas serra è importante sottolineare che il metano presente nel biogas e nel biometano, con potere di riscaldamento globale decisamente più alto dell'anidride carbonica, verrebbe rilasciato in atmosfera attraverso processi di decomposizione e fermentazione se questi gas non fossero utilizzati. Infine, nel caso del biometano in particolare, si tratta di un gas praticamente identico al gas naturale di origine fossile. Perciò, rispettando le norme di ogni nazione, può sostituire il gas naturale senza la necessità di costruire una nuova infrastruttura. Ha anche tutti gli altri vantaggi del gas naturale, come ad esempio la facilità allo stoccaggio e questo può essere un sostegno alle fonti di energia rinnovabili più intermittenti.

Uno dei metodi più utilizzati per produrre biometano è la purificazione del biogas. Quest'ultimo è composto da metano, anidride carbonica e altre impurità. La rimozione di anidride carbonica e la pulizia dagli altri composti, amplifica la concentrazione di metano nel biocombustibile che risulta essere così completamente paragonabile al gas naturale convenzionale.
I metodi tradizionali sono spesso energivori, richiedono investimenti non trascurabili e spesso necessitano di pretrattamenti, come la desolforazione ed essiccazione [7]. I più usati sono il water scrubbing, il Pressure Swing Adsorption, la tecnologia a membrana e la separazione criogenica.

Un metodo innovativo è quello di produrre biometano facendo flussare il biogas in un letto di ceneri pesanti. Si tratta di un sistema completo, che cattura sia la CO_2 che le altre impurità, e che non richiede investimenti molto elevati a causa della sua semplicità e dell'utilizzo di materiali di scarto.
Vengono qui proposti due sistemi simili in cui l'unica differenza risiede nell'origine dei flussi in gioco. Nel primo caso, il progetto Up Ash, il biogas è prodotto da digestione anaerobica di FORSU e sfalci agricoli, mentre le ceneri sono lo scarto di una centrale a combustione di

biomassa legnosa. Nel secondo caso invece, il progetto BABIU sfrutta le ceneri da incenerimento del RSU per processare gas da discarica.

Oltre ai vantaggi legati alla produzione stessa del biometano, cioè evitare l'emissione dei gas serra rilasciati in ogni caso dalla fermentazione del materiale organico e la conversione di rifiuti in un biocombustibile rinnovabile, questo nuovo metodo permette di catturare e stabilizzare l'anidride carbonica presente nel biogas trattato.
Il sistema, quindi, può rientrare in due strade per la mitigazione del cambiamento climatico: la produzione di biofuel rinnovabili e la cattura di anidride carbonica (CCS).
Tuttavia, per stabilizzare la CO_2 in modo permanente e indefinito è opportuno inserire le ceneri esauste, ad esempio, nel ciclo produttivo dei fondi stradali o nei cementifici. Lo smaltimento in discarica infatti porterebbe al rilascio del gas, anche se in maniera molto lenta e graduale.

L'utilizzo di questo metodo inserisce tutto il processo all'interno del ciclo di trattamento dei rifiuti, sfruttando quindi dei materiali rinnovabili di scarto come fonti non solo della produzione, ma anche della purificazione del biogas.

Per valutare gli impatti di questo sistema di produzione del biometano, è stato analizzato seguendo il metodo LCA, cioè Analisi di ciclo di vita. È un metodo per analizzare e quantificare tutti i flussi di materia ed energia legati all'intero ciclo di vita di un prodotto o servizio, evidenziandone le risorse necessarie, le emissioni e gli impatti sull'ambiente. In questo modo è possibile verificare se i sistemi proposti siano effettivamente in grado di ridurre le emissioni di anidride carbonica, comprendendo il processo nella sua interezza.

Infine, sono proposti due scenari che sfruttano i sistemi di purificazione del biogas con le ceneri. Il primo, a livello regionale, valuta l'impatto dello sfruttamento delle ceneri prodotte da tutti gli impianti termoelettrici a biomassa solida presenti in Piemonte. Il secondo invece, ipotizza di servirsi delle ceneri prodotte dal termovalorizzatore del Gerbido di Torino, che tratta i rifiuti dell'area torinese.

2. Purificazione del biogas

Con biogas si intende una miscela di gas originata dalla fermentazione di materiale organico. Il metodo principale è la digestione anaerobica, cioè in assenza di ossigeno, che comprende diverse fasi di decomposizione grazie a vari batteri mesofili e termofili. Nella prima fase, l'idrolisi, avviene la degradazione delle molecole più complesse come carboidrati, grassi e proteine. Successivamente, l'acidogenesi continua la rottura dando origine a molecole più semplici come gli acidi grassi, e i suoi principali sottoprodotti sono l'anidride carbonica, l'acido solfidrico e l'ammoniaca. Nella terza fase, chiamata acetogenesi, si forma ulteriore CO_2, unitamente all'idrogeno ed all'acido acetico. Infine, nella metanogenesi viene finalmente prodotto il metano, insieme ad acqua ed anidride carbonica. L'intero processo è sintetizzato in Figura 2.1.

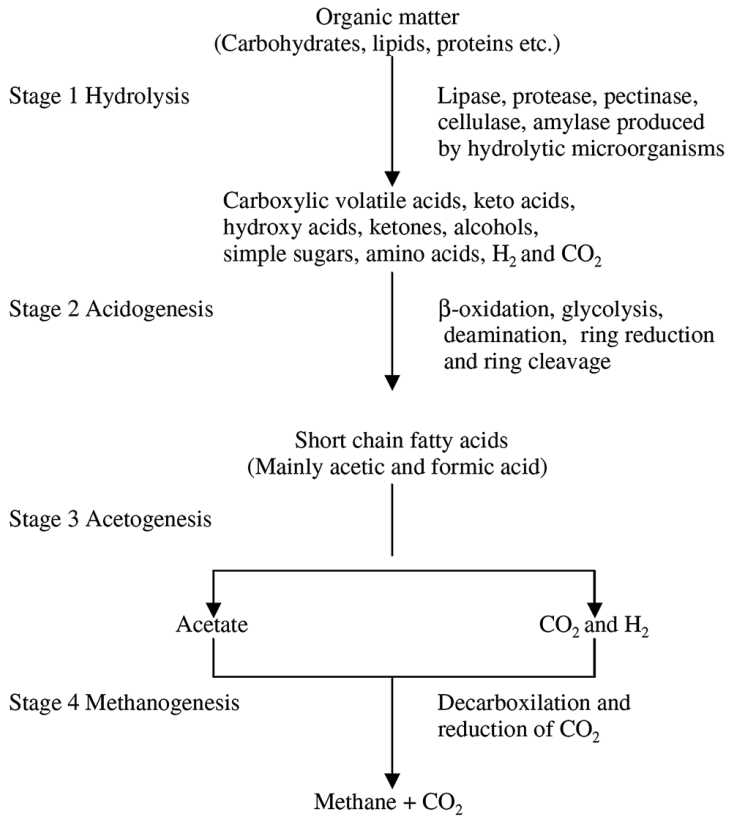


Figura 2.1: Fasi della digestione anaerobica per la produzione di biogas [8]

Al termine del processo resta un sottoprodotto chiamato digestato, che consiste nel materiale organico rimasto dalla fermentazione. Non si tratta tuttavia di uno scarto, ma di un potenziale fertilizzante, che può essere re-inserito nel ciclo di produzione agricolo.

La composizione della miscela di gas finale dipende principalmente dal tipo di materiale in ingresso al processo di digestione. Comunemente le sorgenti di materia organica sono i fanghi di purificazione dell'acque reflue, la frazione organica del rifiuto urbano, le deiezioni animali, gli scarti agroalimentari e quelli industriali. Ma questo processo di decomposizione può avvenire anche tra le stratificazioni più isolate delle discariche. Infatti, in assenza di ossigeno e in condizioni adatte, si forma biogas che è estratto e può essere sfruttato.

I componenti principali sono il metano e l'anidride carbonica, ma si può rilevare ossigeno, azoto, idrogeno, ammoniaca e acqua. Nella Tabella 2.1 sono riportate le concentrazioni indicative per alcuni dei possibili processi produttivi. La digestione della frazione organica dei rifiuti urbani risulta essere la migliore per concentrazione di metano all'interno del biogas.

Tabella 2.1: Composizione del biogas a livello di macro-elementi per tipologia di materiale processato [9]

Processo produttivo	**Concentrazione CH_4**	**Concentrazione CO_2**	**Concentrazione N_2**
Acque reflue	55-65%	35-45%	<1%
Frazione organica	60-70%	30-40%	<1%
Discarica	45-55%	30-40%	5-15%

Oltre a questi macro-componenti, nel biogas si rilevano sottoforma di composti organici volatili (COV, oppure in inglese VOC) terpeni, silossani, composti aromatici, del cloro, del silicio, solforati, tra cui l'acido solfidrico e i tioli, che possono essere molto corrosivi se in contatto con l'acqua, anche in piccole quantità. In Tabella 2.2 sono riportate le composizioni ed il potere calorifico inferiore del gas da discarica e del biogas da digestione anaerobica (D.A.), comparati a quelli del gas naturale.
Il suo elevato potere calorifico rende il biogas un biocombustibile che può essere trasformato in energia termica, elettrica o entrambe attraverso un ciclo cogenerativo, massimizzando così

l'efficienza della conversione. In alternativa, il biogas è la fonte principale della generazione di biometano, che avviene tramite separazione della CO_2 e delle altre impurità.

Tabella 2.2: Composizione e caratteristiche di gas da discarica, biogas da digestione anaerobica e gas naturale [9]

Parametri	Gas da discarica	Biogas da D.A.	Gas naturale
Potere calorifico inferiore [MJ/Nm^3]	16	23	39
CH_4 [%mol]	35-65	60-70	85-92
Idrocarburi pesanti [%mol]	0	0	9
H_2 [%mol]	0-3	0	-
CO_2 [%mol]	15-40	30-40	0.2-1.5
H_2O [%mol]	1-5	1-5	-
N_2 [%mol]	15	0.2	0.3
O_2 [%mol]	1	0	-
H_2S [ppm]	0-100	0-4000	1.1-5.9
NH_3 [ppm]	5	100	-
Cloro totale [mg/Nm^3]	5	100	-

La rimozione dei contaminanti dal biogas crea un biocarburante con potere calorifico più elevato e più facilmente utilizzabile poiché meno dannoso per l'ambiente ed i macchinari. Si tratta di un'area di ricerca di molto interesse nonostante finora siano già stati sviluppati diversi metodi. Alcuni dei fattori che trainano la ricerca sono la sostenibilità ambientale dei processi e dei materiali utilizzati, la purezza del biometano prodotto, ma in particolare la competitività economica[10].

Nel processo di trattamento del biogas per la sua trasformazione in biometano si possono identificare due fasi principali: la prima di solito è quella di *purificazione* che consiste nella cattura delle impurità in traccia, la seconda è quella di *upgrading* in cui aumenta il potere calorifico del combustibile in seguito all'incremento di concentrazione di metano grazie alla rimozione dell'anidride carbonica. In ogni caso queste due fasi sono entrambe indispensabili per ottenere un biocombustibile con caratteristiche adatte all'utilizzo e all'immissione in rete.

Spesso, infatti, i termini purificazione e upgrading sono confusi tra loro, ma semplicemente perché si vuole intendere l'intero processo di trattamento.

2.1. Metodi convalidati

Tra i contaminanti del biogas spiccano sicuramente l'anidride carbonica, per la sua quantità, e l'acido solfidrico, per la sua pericolosità. Perciò la loro rimozione verrà trattata più approfonditamente in seguito. Altre impurità sono i composti alogenati, presenti in particolare nel biogas da discarica. Questi sono corrosivi e possono portare alla formazione di diossine, composti altamente tossici, cancerogeni che provocano danni all'ambiente e alla salute [11]. Infine, nel biogas si rilevano anche tracce di composti organici del silicio, che ossidano in diossido di silicio microcristallino, i cui depositi possono danneggiare macchinari o comunque essere corrosivi [11]. Il biogas, perciò, viene sottoposto a vari trattamenti di purificazione. Tuttavia, verranno analizzati in dettaglio i processi di desolforazione e quelli di upgrading.

2.1.1. Desolforazione

Un metodo per rimuovere l'acido solfidrico è la **precipitazione del solfuro**. Direttamente nel digestore vengono inserite delle miscele di sali metallici come il solfato di ferro o il cloruro ferrico innescando la trasformazione dello zolfo in solfuro di ferro. Esso è praticamente insolubile, quindi precipita e viene separato insieme al digestato al termine della fermentazione. Si tratta di un procedimento semplice e abbastanza economico, che aumenta anche la produzione di metano, grazie alla rimozione di altre impurità come l'ammoniaca che creano un ambiente poco favorevole ai microorganismi. Tuttavia, è un metodo poco elastico, non del tutto in grado di adattarsi alle continue e veloci variazioni di concentrazioni di H_2S che sono inevitabili nella digestione anaerobica[12].

Altro sistema, lo **scrubbing biologico**, consiste nell'ossidazione dell'acido solfidrico con l'ausilio di batteri chemioautotrofi e ossigeno. Ciò significa che, per procedere direttamente

nel digestore, la fermentazione anaerobica viene bloccata a causa dell'ingresso dell'aria o ossigeno necessario. In alternativa, si può posticipare la purificazione in un sistema esterno dedicato[12]. Anche in questo caso si tratta di un'applicazione semplice, con gli stessi svantaggi della desolforazione precedentemente trattata.

Basato su un altro tipo di lavaggio, lo **scrubbing chimico**, utilizza soluzioni caustiche capaci di assorbire selettivamente l'acido solfidrico e non l'anidride carbonica. Questo è importante perché la cattura di entrambi non sarebbe efficiente come nel caso invece di due processi separati. Il biogas, dopo il digestore, viene lavato in una colonna di scrubbing. Questa tipologia di desolforazione è più tollerante alle variazioni di concentrazione di H_2S [12].

Infine, nell'**adsorbimento su ossidi di metallo o carbone attivo**, l'acido solfidrico viene adsorbito dalle superfici di questi materiali che possono poi essere rigenerati grazie a vapore acqueo. Si tratta di un sistema relativamente costoso e perciò viene spesso sfruttato nelle fasi finali di pulizia del biogas, per ridurre ulteriormente concentrazioni già molto scarse [12].

2.1.2. Rimozione dell'anidride carbonica

Uno dei principali fenomeni sfruttati per l'upgrading del biogas è l'assorbimento, sia quello fisico che quello chimico.

Nei processi di **assorbimento fisico**, il flusso di biogas da trattare entra in una colonna di lavaggio e messo in contatto con una soluzione liquida. Il metano è meno solubile rispetto agli altri componenti, quindi questi vengono separati e restano nella soluzione liquida, che deve quindi essere rimossa una volta satura e sostituita con liquido fresco o rigenerato. Perciò in uscita si ha un flusso di gas molto ricco in metano, cioè il biometano.

La soluzione liquida più utilizzata è sicuramente l'acqua e si parla quindi del processo di ***water scrubbing***, schematizzato in Figura 2.2. Si ottiene un biometano con purezza fino al 80-99% [10], con consumi energetici del processo legati esclusivamente alla compressione del biogas e alle pompe per l'utilizzo dell'acqua [10]. È importante sottolineare che la purificazione, in particolare la desolforazione, deve essere effettuata prima di questo trattamento, poiché l'acido solfidrico è molto solubile in acqua, più del metano e dell'anidride carbonica. Questo significa che è necessario rimuoverlo prima, in modo da non andare a mettere a rischio l'integrità dei materiali del sistema a causa della corrosività della miscela H_2S e acqua [12].

Altri svantaggi sono le perdite di metano non trascurabili e l'incapacità di cattura di gas non condensabili come l'ossigeno e l'azoto [10].

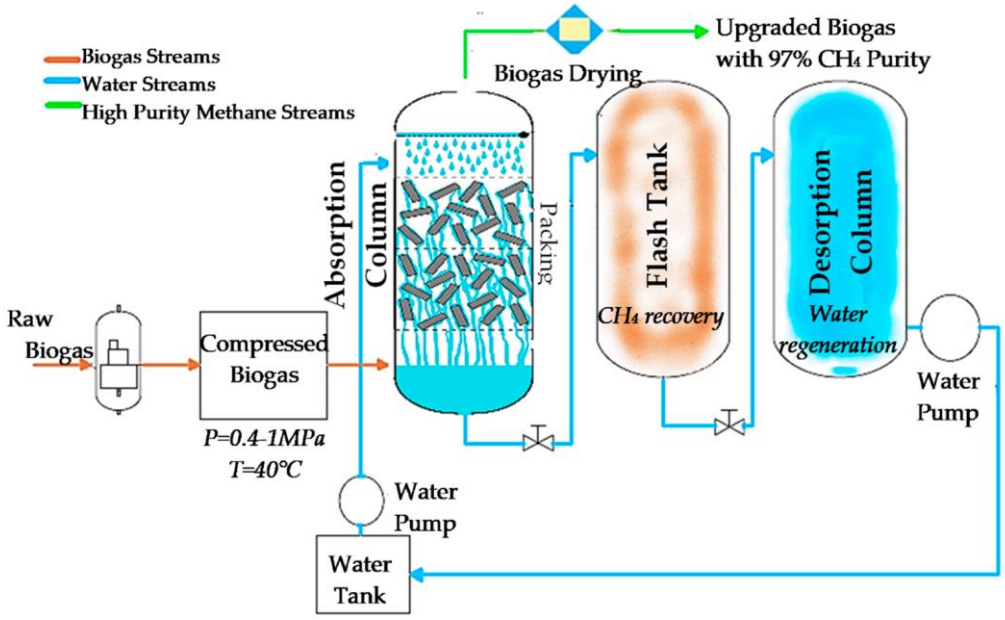


Figura 2.2: Schema d''impianto del processo water scrubbing per l'upgrading del biogas [13]

Altri solventi sono i **composti organici**, come il metanolo [10] o il glicole polietilenico [12]. Il funzionamento è lo stesso, ma la solubilità della CO_2 è più alta, il che permette di avere sistemi più compatti e ridotti consumi energetici di pompaggio [10]. Agli svantaggi già citati, si aggiunge però la necessità di calore per la rigenerazione del solvente, che avviene comunque a temperature medio-basse (55-80°C)[10].

Il processo di **assorbimento chimico**, mostrato in Figura 2.3, consiste in realtà in una prima fase di assorbimento fisico con solvente liquido seguito da un'ulteriore fase di assorbimento chimico vero e proprio in cui i gas da rimuovere si legano chimicamente[12]. Questi legami sono più forti, perciò si ha una migliore efficienza di cattura ma al tempo stesso sarà maggiore l'energia necessaria per rigenerare il solvente, sottoforma di calore ad alta temperatura (fino a 160°C)[12]. I solventi chimici utilizzati sono normalmente le ammine. Sono molto selettive, infatti reagiscono esclusivamente con l'anidride carbonica. Le perdite di metano sono quindi

molto basse, teoricamente intorno allo 0.1-0.2% [10]. Anche in questo caso è consigliabile effettuare la desolforazione antecedentemente.

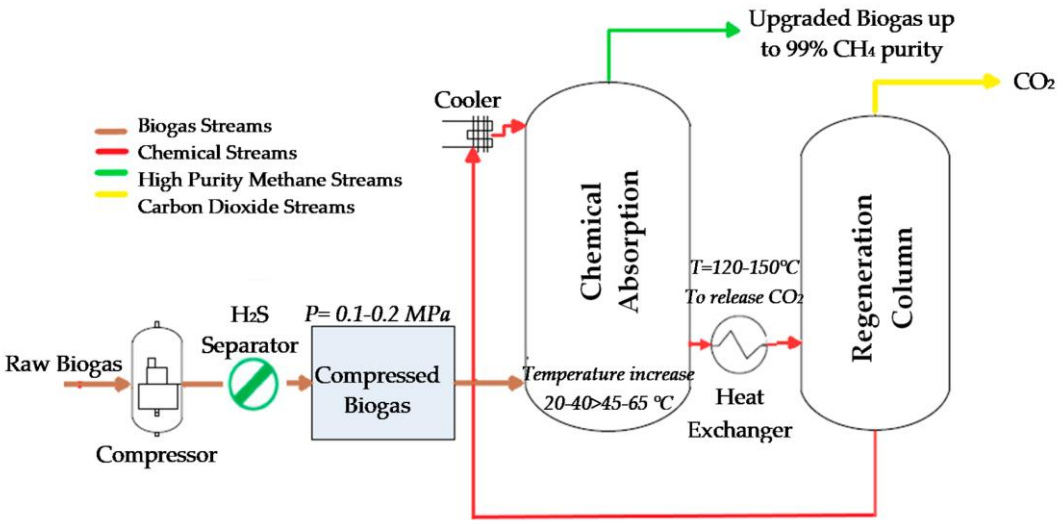


Figura 2.3: Schema d'impianto del processo di assorbimento chimico per l'upgrading del biogas [13]

Altro metodo di upgrading è quello del **Pressure Swing Adsorption** (PSA) o adsorbimento a pressione oscillante, che sfrutta il fenomeno dell'adsorbimento ed è illustrato in Figura 2.4. Il flusso di biogas a contatto con l'adsorbitore viene portato ad alta pressione, favorendo la cattura delle impurità sulla superficie solida. Una volta che il materiale raggiunge la saturazione, viene rigenerato semplicemente riportandolo a pressioni più basse. La molecola del metano è più grande di quella degli altri componenti, quindi sarebbe l'ultima ad essere adsorbita [10]. Ciò significa che questo metodo permette di catturare potenzialmente non solo l'anidride carbonica, ma anche l'ossigeno, l'azoto e altri componenti in traccia [10]. Nonostante ciò, conviene effettuare la desolforazione prima, perché se venisse adsorbita, irreversibilmente, intralcerebbe la cattura delle altre impurità [10]. I tipici adsorbitori sono i carboni attivi o le zeoliti[12].

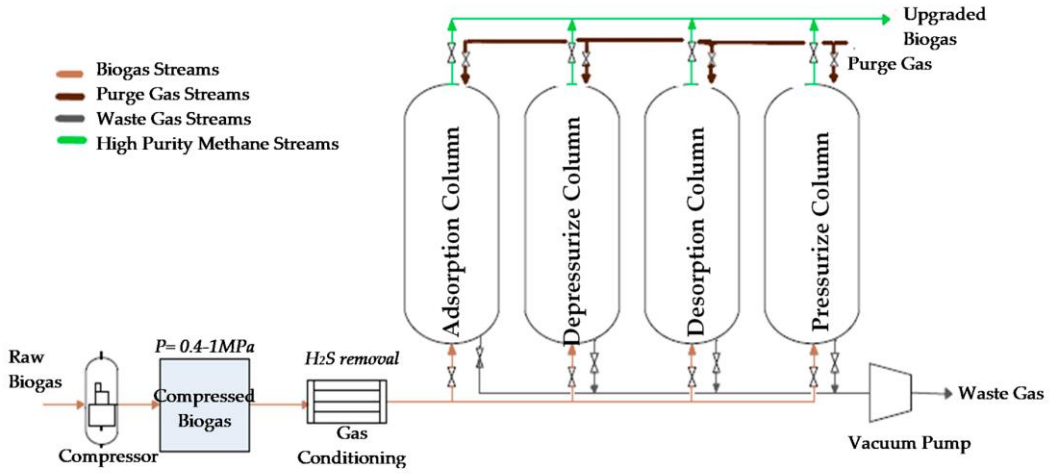


Figura 2.4: Schema d'impianto del processo di Pressure Swing Adsorption per l'upgrading del biogas [13]

In Figura 2.5 è illustrata la **tecnologia a membrana**, un ulteriore processo di upgrading e purificazione del biogas, che si basa sulla permeabilità selettiva di alcuni materiali, tipicamente quelli polimerici [12]. Questi consentono il passaggio all'anidride carbonica, all'acqua, all'ammoniaca, all'ossigeno e all'acido solfidrico [10]. Ciò consente di separare il metano dal resto e ottenere un biometano con alta purezza (98-99%) [10] in modo semplice, con costi economici ed energetici abbastanza ristretti.

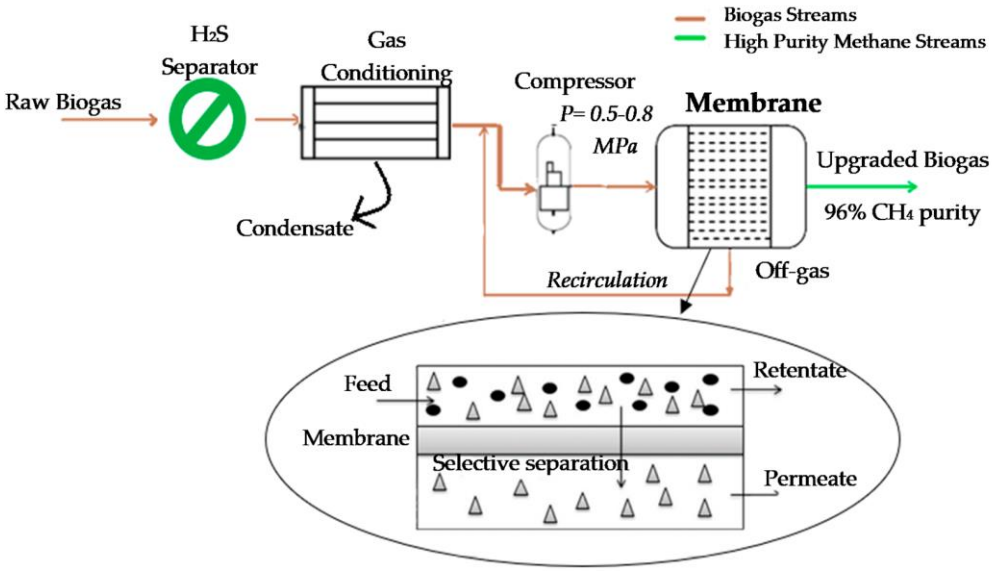


Figura 2.5: Schema d'impianto della tecnologia a membrana per l'upgrading del biogas [13]

Ultimo metodo è la **separazione criogenica** della CO_2, Figura 2.6. Raffreddando il biogas, l'anidride carbonica condensa per prima dato che ha una temperatura di condensazione più elevata rispetto al metano (la CO_2 a -78.5°C ed il CH_4 a -161.4°C). Si ottiene perciò come sottoprodotto un flusso di CO_2 liquida pura (intorno al 98%) [10], con grande valore commerciale. Anche il biometano prodotto sarà liquido, con elevata purezza. È necessario pretrattare il biogas per rimuovere in particolare l'acqua e l'H_2S per evitarne il congelamento. Si tratta comunque di un processo molto energivoro e circa il 5-10% di biometano prodotto viene sottratto per l'alimentazione del processo stesso [10].

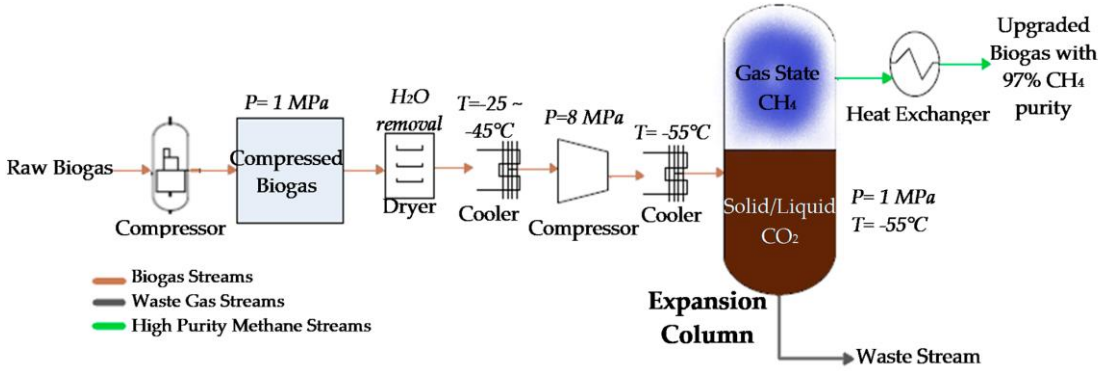


Figura 2.6: Schema d'impianto del processo di separazione criogenica per l'upgrading del biogas [13]

Infine, esistono altri processi, ancora in fase di ricerca o di impianto pilota.

L'**arricchimento in situ** avviene durante la digestione anaerobica. Il digestato, ancora in fase di fermentazione, incontra un flusso di aria o azoto in una colonna separata. Così l'anidride carbonica si separa dal digestato, che può tornare nel digestore anaerobico [10].

La **formazione di gas idrati** è una tecnologia in fase di sviluppo per la separazione di diverse miscele gassose. Si creano selettivamente degli idrati di CO_2 o di CH_4, con una struttura cristallina caratterizzata da cavità capaci di catturare molecole del rispettivo gas [10], [14].

Ultimo **metodo** è quello **biologico**, che sfrutta la conversione dell'anidride carbonica in metano tramite iniezione nel digestore di batteri chemioautotrofi [10] o di idrogeno[15]. Quest'ultimo risulta energicamente conveniente, se prodotto da energie rinnovabili in surplus. In tale maniera è possibile convertire l'energia solare, per esempio, in idrogeno e poi

in biometano, cioè un vettore energetico più facile da gestire vista la sua somiglianza con il gas naturale [13].

Tabella 2.3: Caratteristiche e costi dei principali metodi di upgrading del biogas [8]

Parametro	Water scrubbing	Assorbimento con composti organici	Lavaggio chimico con ammine	PSA	Tecnologia a membrana
Contenuto di CH4 nel biometano [%vol]	95.0-99.0	95.0-99.0	>99.0	95.0-99.0	95.0-99.0
Recupero metano [%]	98.0	96.0	99.96	98.0	80.0-99.5
Pressione mandata tipica [bar(g)]	4-8	4-8	0	4 -7	4 -7
Domanda energia elettrica [kWh_{el} /$m^3_{biometano}$]	0.46	0.49-0.67	0.27	0.46	0.25-0.43
Calore richiesto e temperatura	-	Medio 70-80°C	Alto 120-160°C	-	-
Desolforazione	Dipendente dal processo	si	si	si	si
Domanda di materiali di consumo	Agenti essiccanti e antincrostazioni	Solventi organici (non pericolosi)	Soluzioni di ammine (pericolose e corrosive)	Carboni attivi (non pericolosi)	-
Campo di carico parziale [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Numero di impianti di riferimento	Alto	Basso	Medio	Alto	Basso
Tipico costo di investimento [€/(m^3/h)$_{biometano}$]					
Per 100 (m^3/h)$_{biometano}$	10100	9500	9500	10400	7300-7600
Per 250 (m^3/h)$_{biometano}$	5500	5000	5000	5400	4700-4900
Per 500 (m^3/h)$_{biometano}$	3500	3500	3500	3700	3500-3700
Tipico costo operativo [c€/(m^3/h)$_{biometano}$]					
Per 100 (m^3/h)$_{biometano}$	14.0	13.8	14.4	12.8	10.8-15.8
Per 250 (m^3/h)$_{biometano}$	10.3	10.2	12.0	10.1	7.7-10.6
Per 500 (m^3/h)$_{biometano}$	9.1	9.0	11.2	9.2	6.5-10.1

In Tabella 2.3 sono messi a confronto i principali metodi di upgrading del biogas. Un fattore chiave è sicuramente il contenuto di metano nel gas finale. Da questo punto di vista, il miglior processo è sicuramente l'adsorbimento chimico con le ammine. Tuttavia, si ha in questo caso l'utilizzo e la gestione di sostanze pericolose e corrosive, a differenza di tutti gli altri metodi. Altro svantaggio, già citato, è la richiesta di calore ad alta temperatura.
Per quanto riguarda i costi, in Tabella 2.3 viene evidenziato l'abbassamento di investimento e costo operativo con l'aumentare delle dimensioni dell'impianto. Per taglie piccole, intorno a 100 m^3/h di biometano prodotto, i processi di water scrubbing e PSA sono i più costosi, mentre la tecnologia a membrana risulta essere la più vantaggiosa. Aumentando le portate di biometano, i costi si abbassano, uniformandosi.

2.2. Utilizzo del biometano

Il biometano deve avere determinate caratteristiche in funzione dell'utilizzo che ne verrà fatto. La scelta del metodo di purificazione e upgrading più adatto deve essere fatta di conseguenza, non solo sulla base del costo [10].
I principali utilizzi del biometano sono: risorsa per produzione di elettricità attraverso cicli tradizionali o celle combustibili, uso domestico per fornelli e boiler, immissione in rete, carburante per veicoli [10]. Il biometano può essere utilizzato direttamente nel luogo in cui è stato prodotto, solitamente per la produzione energetica, con migliori efficienze rispetto al biogas. Oppure, trattandosi di impianti di gestione dei rifiuti, del trattamento delle acque, degli scarti agroalimentari, o delle discariche, viene impiegato come combustibile autoprodotto per i veicoli di movimentazione e raccolta. In caso contrario, può essere immesso in rete, ma esclusivamente se rispetta i limiti della legislazione italiana ed europea (UNI/TR 11537:2016 e CEN-EN 16726-1) sintetizzati in Tabella 2.4.

Tabella 2.4: Limiti per l'iniezione del biometano in rete [16]

Composto o Parametro	Limite per l'iniezione del biometano
Potere calorifico superiore	>34.98 MJ/Sm^3 e <45.28 MJ/Sm^3
Indice di Wobbe	>47.31 MJ/Sm^3 e <52.33 MJ/Sm^3
Densità	>0.5548 kg/m^3 e <0.8 kg/m^3
Ossigeno	≤0.6%mol
Anidride carbonica	≤3%mol
Acido solfidrico	≤6.6 mg/Sm^3 cioè 4.75 ppm(v)
Mercaptani totali	≤15.5 mg/Sm^3
Zolfo totale	≤150 mg/Sm^3 cioè 96.58 ppm(v)
Silicio totale	≤1 mg/Sm^3 cioè 0.87 ppm(v)
Monossido di carbonio	≤0.1%mol
Ammoniaca	≤ 10 mg/Sm^3 cioè 14.36ppm(v)
Fluoro	≤3 mg/Sm^3 cioè 3.86 ppm(v)
Cloro	≤1 mg/Sm^3 cioè 0.7 ppm(v)
Ammine	≤10 mg/Sm^3
Idrogeno	≤0.5%mol
Olio	No
Polveri	No

L'assorbimento chimico consente di generare biometano con elevata purezza, richiesta da tutti gli utilizzi elencati. Per l'immissione in rete, si potrebbero ottenere risultati accettabili anche con il PSA, grazie al quale verrebbero direttamente rimossi N_2 e O_2 insieme all'anidride carbonica. Nell'ambito dei veicoli, la separazione criogenica presenta alcuni aspetti interessanti. Innanzitutto, il biometano criogenico è liquido, come la maggioranza dei carburanti tradizionali. Infine, alcuni motori consentono la presenza di una maggiore quantità di idrogeno, che corrisponde alla particolare composizione di questo tipo di biometano [10].

2.2.1. Fuel Cells

Nel panorama delle celle a combustibile, le Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), cioè a ossidi solidi, si aprono alla possibilità di utilizzare combustibili diversi dall'idrogeno, come il gas naturale o il biogas. Rappresentano un modo di conversione energetica alternativa alla tipica combustione, più pulito e con maggiore efficienza. Infatti, si passa da valori medi dei

motori a combustione interna di circa 40-43% a rendimenti delle SOFC notevolmente più alti nell'intervallo 50-62% [17].

Tuttavia, si pone un problema legato alla presenza dei contaminanti in traccia come H_2S e altri composti dello zolfo, silossani, idrocarburi e altri composti organici volatili. Questi possono essere rimossi attraverso i processi di purificazione, ma potrebbe essere difficile portare le loro concentrazioni al di sotto dei livelli di ppm a meno che non venga effettuata una fase di pulizia profonda. Infatti, queste impurità sono poco tollerate dalle celle a combustibile e possono comprometterne le performance, anche in modo irreversibile.

Durante il funzionamento della cella si può verificare la formazione e deposizione di carbonio sul catalizzatore a base di nichel. Gli idrocarburi leggeri (C_nH_m come etilene, etano, propano) possono influenzare significativamente la formazione di specie di carbonio e quindi l'efficacia del catalizzatore.

Un altro tipo di avvelenamento è dato dalla presenza dei composti di zolfo, in particolare l'acido solfidrico.

Si possono identificare due fasi di questo fenomeno: un rapido calo iniziale delle prestazioni seguito da un degrado prolungato più lento.

La prima fase è dovuta alla forte reattività tra H_2S e Ni. Si innesca un assorbimento chimico che porta alla dissociazione della molecola di acido solforico e l'occupazione di siti attivi di nichel da parte dello zolfo. La reazione è riportata nell'equazione (1).

$$H_2S + Ni \rightleftharpoons Ni - S + H_{2_{(g)}} \tag{1}$$

Questa reazione ostacola e sostituisce quelle fondamentali per la conversione dell'energia chimica del combustibile in elettrica Nell'anodo Ni-YSZ delle SOFC convenzionali, il meccanismo più probabile è l'adsorbimento H_2 sulla superficie di Ni. Si formano ioni idrogeno, che migrano verso il sito libero. Le reazioni coinvolte sono (2) e (3).

$$H_{2_{(g)}} \rightleftharpoons 2H^+ + 2e^- \tag{2}$$

$$2H^+ + O^{--} \rightleftharpoons H_2O_{(g)} \tag{3}$$

L'assorbimento di S da parte del nichel impedisce questo processo e il trasferimento di cariche elettriche causando un improvvisa diminuzione delle prestazioni della cella a combustibile [17].

Hagen et al. [18] hanno rilevato che celle con zirconio semplice (Ni, YSZ, LSM) si degradano in modo significativo e irreversibile quando è presente un quantitativo di H_2S di 2 ppm su un periodo di 500 ore. Le celle con zirconio drogato (Ni, ScYSZ, LSM) invece, non subiscono gli stessi danni. Soltanto aumentando le concentrazioni fino a 10-20 ppm è stata riscontrata la degradazione dell'anodo.

Lanzini et al.[17] hanno analizzato come le varie impurità possano danneggiare le celle a combustibile ad ossidi solidi e quanto gravemente. Risulta che la presenza di silossani è la più problematica in quanto anche tracce di questi composti (decine di ppb) possono causare un danno grave e irreversibile.

L'H_2S è certamente dannoso per le prestazioni, tuttavia, più sotto forma di disattivazione temporanea (catalizzatore o elettro-catalizzatore) piuttosto che come degradazione irreversibile come nel caso dei silossani. Infine, HCl è il contaminante meno critico tra quelli studiati. L'impatto sulle prestazioni SOFC è quasi trascurabile [17].

Risulta perciò evidente la necessità di un processo di purificazione del biogas e trasformazione in biometano molto efficace per poter essere utilizzato nelle celle combustibili evitando danni troppo gravi e permanenti.

A questo proposito, esistono diversi studi che indagano l'efficacia di alcuni sistemi di purificazione e la loro compatibilità con le necessità delle SOFC. Uno dei metodi analizzati è l'utilizzo dei carboni attivi presenti in commercio [19], [20]. In particolare, Papurello et al.[20] hanno comparato le capacità di cattura delle impurità del biochar con quelle dei carboni attivi. Questi ultimi hanno ottenuto risultati più promettenti, catturando 1.75 mg_{H2S}/g e 20.4 mg_{HCl}/g.

Altri studi si sono focalizzati anche sull'utilizzo delle ceneri da biomassa legnosa prodotte nella centrale termoelettrica FEM del progetto Up Ash [21]–[23]. Una prima analisi ha messo a confronto le ceneri, il biochar e carboni attivi prodotti da fanghi, tutti materiali assorbenti derivanti da rifiuti. La miglior capacità di assorbimento dell'acido solfidrico nel biogas simulato è stata ottenuta con le ceneri, con valore di 3.22 mg_{H2S}/g [22].

Tuttavia, Papurello et al. [23] hanno ottenuto risultati che mostrano come l'utilizzo delle ceneri in generatori SOFC non sia ancora economicamente e tecnicamente sfruttabile. Questo perché il sistema e la sua discontinuità legata sia alla produzione di biogas e del carico e scarico delle ceneri, non garantisce un flusso di biometano continuo e con purezza elevata e costante. Il problema è risolvibile accoppiando due sistemi. Un primo step di upgrading e parziale purificazione effettuato da reattori contenenti ceneri, seguito da un secondo, che utilizza ad esempio carboni attivi, per un'ulteriore e più profonda purificazione.

2.3. Utilizzo convenzionale delle ceneri

Il Decreto Legislativo 5 febbraio 1997 n. 22, più conosciuto come Ronchi, ha trasformato la visione dei rifiuti introducendo l'idea di un loro possibile nuovo utilizzo e valore. Si tratta di una legge molto articolata, che ha introdotto la classificazione CER dei rifiuti e indicato le vie possibili per lo sfruttamento evitando però danni all'ambiente o alla salute. È stato poi sostituito dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che amplia le norme ambientali introducendo ad esempio le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC). L'ultimo decreto emanato in ambito di rifiuti è il Decreto Legislativo 3 settembre 2020, n. 116 che attua due direttive europee, la 2018/851 relativa ai rifiuti e la 2018/852 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio. In particolare, la prima di queste due direttive europee sposta alcuni rifiuti precedentemente classificati come rifiuti speciali in rifiuti urbani. Ciò non accade però per le ceneri da combustione.

Le ceneri da combustione di biomassa sono di due tipi, a seconda della loro massa specifica. Si parla di ceneri leggere, o fly ash, quando si hanno valori al di sotto di 1 t/m^3. Queste sono i residui volatili della combustione, hanno un aspetto polverulento, e sono leggere abbastanza da essere trasportate dai fumi di combustione. Una parte di esse si deposita nei canali dei fumi, la restante può essere catturata da filtri o altri sistemi, in particolare in impianti medio-grandi.

Il secondo tipo sono le ceneri pesanti, con densità intorno a 1.3 t/m^3. Precipitano durante la combustione, infatti sono previsti sistemi di raccolta direttamente al di sotto della camera di combustione. Il codice identificativo di quest'ultime è CER 100101, mentre per le ceneri leggere CER 100103. In entrambi i casi si tratta di rifiuti speciali non pericolosi.
Secondo il decreto possono essere utilizzate come materiale additivo in diversi processi produttivi come:

- produzione di conglomerati cementizi;
- cementifici;
- industria dei laterizi e dell'argilla espansa;
- formazione di rilevati e fondi stradali;
- compostaggio attraverso un processo di trasformazione biologica;
- produzione di fertilizzanti.

In alternativa devono comunque essere smaltiti in discarica.[24]
Per i primi quattro processi indicati, le ceneri vengono aggiunte nei flussi di materie prime che devono essere processate, come nel caso dei cementifici che le inseriscono durante la fase di macinazione del cemento.
In ogni caso però, i produttori non sono molto disposti a utilizzare le ceneri da biomassa, in particolare per forniture irregolari nel tempo e spesso con quantità, qualità variabili.
L'idea di base legata all'utilizzo delle ceneri da biomassa come fertilizzanti o per il compostaggio è quella di reimmettere nell'ambiente i composti che la biomassa ha immagazzinato durante la propria crescita, come ad esempio i sali minerali. In questi due modi però si evitano i danni che possono essere provocati dallo spargimento delle ceneri sui terreni. Infatti, se questo procedimento viene effettuato in maniera errata, usando troppa cenere o ceneri con un elevato contenuto di metalli o altre impurità, ciò non provocherebbe i benefici attesi, bensì un impoverimento del terreno causato dall'aggressività di questi residui [24].
Per questo motivo, le norme italiane limitano fortemente lo spargimento diretto nei terreni, nonostante questo sia una procedura tradizionale nelle pratiche agricole. In altri paesi europei è consentito con alcune restrizioni, in particolare legate alla presenza di metalli pesanti [24].

Dagli studi effettuati nel progetto BIOCEN è risultato che, considerando esclusivamente il contatto ceneri/suolo, lo spargimento delle ceneri da biomassa può comunque portare notevoli vantaggi per migliorare le prestazioni agricole dei terreni, in particolare quelli mediterranei, oltre a evitare la produzione e utilizzo di additivi chimici [24]. Risultati positivi sono stati ottenuti anche da Bofim-Silva et al. [25] e Symanowicz et al.[26] .

Per quanto riguarda invece le ceneri prodotte negli impianti di valorizzazione energetica dei rifiuti solidi urbani si ha sempre la stessa suddivisione rispetto al peso delle ceneri, ma queste hanno altri codici di riferimento. Infatti, le ceneri pesanti e scorie hanno codice CER 190101, mentre quelle leggere CER 190103.
In figura 2.7 viene semplificato il processo di conversione energetica del rifiuto solido urbano. In particolare, si può osservare l'origine e localizzazione delle due tipologie di ceneri.

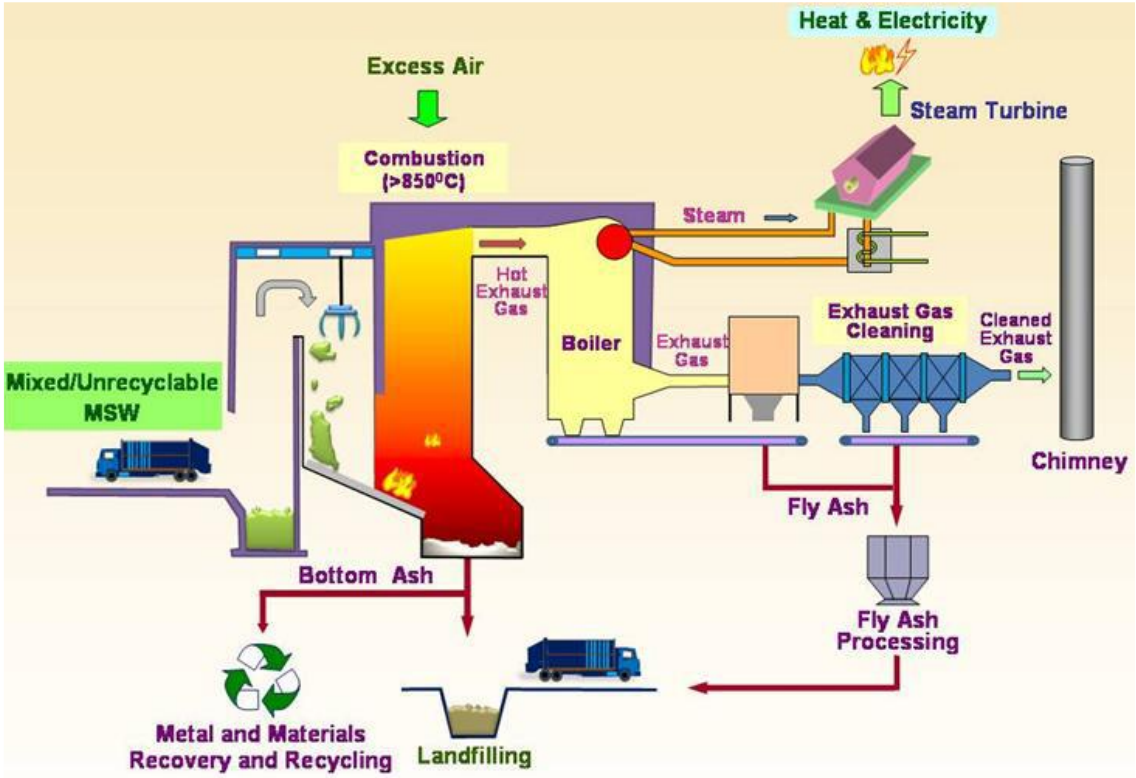


Figura 2.7: Schema d'impianto di un termovalorizzatore di rifiuti solidi urbani [28]

Le ceneri leggere costituiscono uno dei problemi più significativi di questo processo. È perciò spesso inserito un sistema di riduzione degli inquinanti prima del camino. Spesso si tratta di

uno scrubber a secco o a umido che spruzza dei sorbenti in grado di neutralizzare i contaminanti, tra cui anche le ceneri volanti. Oppure, questa unità di trattamento che viene chiamata APC, *Air Pollution Control*, può sfruttare sistemi filtranti, con carboni attivi, o con l'iniezione di catalizzatori.
Le ceneri pesanti invece, come nel caso di combustione di biomassa, vengono raccolti al di sotto della fornace. Subiscono poi dei processi di separazione, di S/S, ossia solidificazione/stabilizzazione, e dei processi termici.

I metodi di separazione sono applicati per migliorare la qualità e il possibile utilizzo delle ceneri.
Il processo di solidificazione/stabilizzazione, o anche S/S, sfrutta leganti o additivi per immobilizzare attraverso reazioni chimico-fisiche i composti pericolosi all'interno nei rifiuti. Con stabilizzazione si vuole ridurre la solubilità e la tossicità dei contaminanti.
Nella fase di solidificazione invece, materiali come il cemento vengono utilizzati per bloccare il materiale di scarto immobilizzando i contaminanti e riducendo la lisciviazione.
Infine, i processi termici possono ridurre i volumi occupati dalle ceneri, ridurne la lisciviazione e la presenza di alcuni contaminanti come le diossine e i furani [27].

A questo punto le ceneri possono essere utilizzate in diversi modi come:

- pavimentazioni stradali;
- produzione di cemento e calcestruzzo.

Nel primo caso le ceneri, da biomassa o da inceneritore, possono essere inserite nelle pavimentazioni stradali. Tipicamente una strada è formata da diversi strati, come mostrato in figura 2.8.

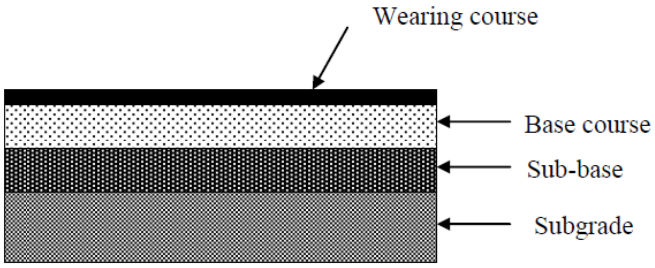


Figura 2.8: Stratificazione della struttura della pavimentazione stradale [28]

Partendo dal basso, si ha un primo stato chiamato sottofondo stradale che consiste nel terreno preesistente lavorato in modo da essere la base per la pavimentazione stradale.
Successivamente si trova lo strato di fondazione, o sub-base, che scarica i carichi riducendo al minimo le deformazioni. Tipicamente è composto da materiale granulare come la ghiaia, o da materiali stabilizzanti come il cemento.
Lo strato di base viene realizzato con asfalto premiscelato, calcestruzzo cementizio, ghiaia granulare graduata, roccia frantumata o materiali stabilizzati con calce o cemento.
Infine, si ha il manto, o *wearing course*, che sigilla l'intera pavimentazione stradale proteggendola dall'usura e dagli agenti atmosferici. Deve essere perciò durevole e resistente, ma anche uniforme e adatta al passaggio dei veicoli. I materiali utilizzati sono spesso bituminosi come ad esempio l'asfalto.
Le ceneri da incenerimento dei rifiuti possono sostituire parte dei materiali di costruzione degli strati più bassi, in particolare nella fondazione e nella base. Si tratta di un metodo semplice ma efficace per il riuso di questi rifiuti che non compromette la funzionalità della pavimentazione stradale [27].

Altro modo per sfruttare le ceneri da termovalorizzazione del rifiuto solido urbano è quello del suo inserimento nei materiali edili, in particolare nella produzione del cemento. La difficoltà del loro utilizzo risiede nell'identificare la quota ottimale da inserire per non compromettere le caratteristiche come la lavorabilità, la resistenza a compressione del prodotto finito. Questo possibile impiego è stato studiato da del Valle-Zermeño et al.[28].
In questo studio è stata introdotta l'idea di sfruttare entrambi i tipi di ceneri, sia quelle pesanti, ma anche quelle leggere. Risulta però necessario non aumentare eccessivamente la quota di cemento sostituita dalle ceneri, perché ciò riduce significativamente le prestazioni del materiale edile, come nel caso dello studio. Infatti, quest'ultimo potrebbe essere utilizzato principalmente nella costruzione di argini, ad esempio, dove alte proprietà meccaniche non sono necessarie.

2.4. Sistemi a basso costo: utilizzo delle ceneri

La tecnologia di upgrading e purificazione del biogas che sfrutta le ceneri pesanti è ancora a livello di impianto pilota, ma risulta essere molto innovativa, nonostante la semplicità del fenomeno che sfrutta. L'idea di base è quella di servirsi del processo di carbonatazione delle ceneri, ricche di composti del calcio. Ciò avviene anche naturalmente, quando le ceneri sono esposte agli agenti atmosferici, in particolare ad acqua e anidride carbonica. In questo caso si parla anche di "invecchiamento" delle ceneri. I composti del calcio, come ad esempio la portlandite, con formula chimica $Ca(OH)_2$, reagiscono con la CO_2 se in soluzioni acquose. Come evidenziato nell'equazione (4), si forma carbonato di calcio solido. L'anidride carbonica non viene solo catturata, ma si lega irreversibilmente con il calcio in forma solida e stabile.

$$Ca(OH)_{2(aq)} + CO_{2(aq)} \longrightarrow CaCO_{3(s)} + H_2O_{(l)} \tag{4}$$

Tale reazione chimica avviene nell'acqua presente nei pori delle particelle di cenere o nel film che le ricopre. Si ha un primo stadio di assorbimento dell'anidride carbonica nella fase liquida, seguito dalla reazione vera e propria. Ciò significa che le ceneri da utilizzare come materiale di filtraggio del biogas devono essere leggermente umide.

Rendek et al. hanno indagato la capacità di cattura delle ceneri pesanti, o *bottom ash*, da incenerimento del rifiuto urbano sottoposte ad un flusso di CO_2 puro [29]. Tra le altre condizioni analizzate, lo studio si sofferma sull'influenza dell'umidità delle ceneri sul processo di rimozione della CO_2. Nelle condizioni studiate, cioè ad una pressione del gas pari a 2 bar, si ottiene una situazione ottimale con umidità delle ceneri intorno a 15%, come mostrato in Figura 2.9.

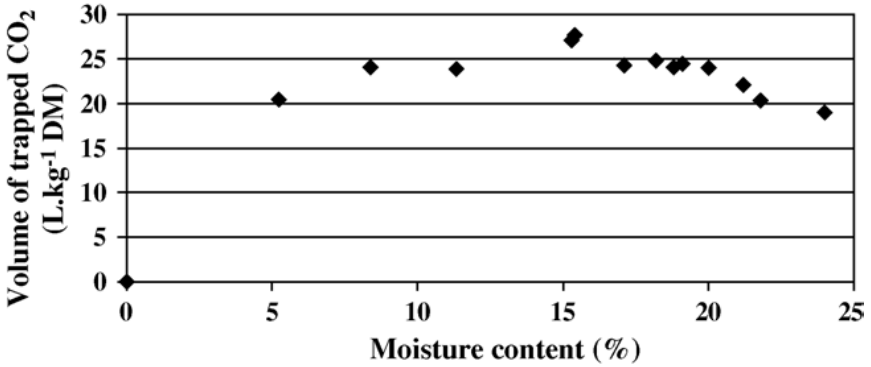


Figura 2.9: Volume di anidride carbonica catturata a 2 bar in funzione dell'umidità delle ceneri [30]

Si evincono due informazioni importanti da questo esperimento. La prima è l'importanza della presenza dell'acqua per lo svolgimento della carbonatazione. Infatti, si ottengono valori di anidride carbonica catturata nulli nel caso di ceneri secche. Ciò era prevedibile dalla natura stessa della reazione chimica, che avviene soltanto in fase acquosa. In secondo luogo, è da notare che per valori di umidità più alti di quelli ottimali, la capacità di cattura di CO_2 diminuisce. Questo può essere dovuto al fatto che il processo avviene principalmente in prossimità delle particelle di calcio, o più propriamente nei pori e nel film acquoso che le ricopre. Perciò, una volta che i pori sono saturi, aggiungere altra acqua peggiorerebbe soltanto il processo perché andrebbe ad ostacolare il contatto tra l'anidride carbonica e le particelle di cenere. [29]

L'individuazione dell'umidità ottimale viene effettuata di solito all'inizio dei test da svolgere in fase di impianto pilota. Dipende dalle condizioni operative, dal tipo di ceneri e dal tipo di gas da processare. Per ottenere i valori di umidità ottimale, che non sono molto elevati, non è sempre necessario agire manualmente umidificando le ceneri. Talvolta, le ceneri stoccate all'aperto, sono state esposte agli agenti atmosferici e potrebbero avere un contenuto di acqua sufficiente. Ma questa esposizione non deve essere troppo prolungata, perché altrimenti la carbonatazione si innescherebbe in modo naturale, andando così a ridurre il potere di cattura dell'anidride carbonica delle ceneri.

La CO_2 catturata in questo modo è semplice da calcolare. Infatti, è sufficiente misurare la variazione di massa delle ceneri data dalla formazione della calcite, $CaCO_3$, che aumenta notevolmente la massa del campione. Utilizzando poi l'equazione (5) si ricava direttamente il volume di anidride carbonica sequestrata [29].

$$V_{CO_2} = \left(\frac{R \cdot T}{p}\right) \frac{\Delta m / M_{CO_2}}{(100-h) \cdot m_i} \tag{5}$$

Dove:

V_{CO_2} è il volume di CO2 catturato da 1 kg di ceneri secche $\left[\frac{m^3_{CO_2}}{kg_{Dry\ Matter}}\right]$

R è la costante universale dei gas ed è pari a $8.1345\ \left[\frac{J}{mol \cdot K}\right]$

T è la temperatura ambiente $273.15[K]$

p è la pressione dell'anidride carbonica $[Pa]$

Δm è la differenza tra la massa iniziale e finale delle ceneri $[kg]$

M_{CO_2} è la massa molare della CO_2 $\left[\frac{kg}{mol}\right]$

h è l'umidità del campione di ceneri [%]

m_i è la massa iniziale delle ceneri $[kg]$

Un'altra reazione che si può innescare quando la CO_2 entra in contatto con composti ricchi di calcio è la mineralizzazione del carbonio, presentata nell'equazione (6).[30], [31]

$$CaO_{(s)} + CO_{2_{(g)}} \longrightarrow CaCO_{3_{(s)}} \qquad \Delta h = -179 \frac{kJ}{mol} \tag{6}$$

Anche in questo caso l'anidride carbonica viene separata dal biogas e fissata in forma solida e stabile. È questa la grande differenza con i metodi convenzionali di upgrading: la CO_2 non è solo catturata, ma viene immagazzinata in modo irreversibile. [30]

I fenomeni finora descritti rendono interessante l'utilizzo delle ceneri, in particolare di quelle da combustione di biomassa legnosa e di quelle da incenerimento del rifiuto organico, per sequestrare parte o tutta la CO_2 dal biogas da digestione anaerobica o da discarica.

Un altro punto di forza di questi sistemi è la cattura simultanea di molti altri contaminanti del biogas, come i composti dello zolfo, i terpeni, i silossani e l'ammoniaca. Ciò significa che è possibile creare un reattore contente ceneri, in cui flussare biogas e ottenere un gas non solo con un bassissimo contenuto di CO_2, ma anche purificato.

Sicuramente, tra i composti dello zolfo, l'acido solfidrico è quello su cui viene posta più attenzione negli studi di purificazione del biogas. Ducom et al. [32] hanno ipotizzato che il meccanismo di cattura dell'H_2S sia legato alla sua solubilità in acqua e all'acidità. Infatti, la presenza di una soluzione acida, data dalla dissoluzione dell'acido solfidrico nell'acqua interstiziale, in un ambiente basico creato dall'idrossido di calcio presente nelle ceneri può innescare reazioni acido-basiche che portano alla formazione dello ione solfuro, come mostrato nelle equazioni (7) e (8).

$$H_2S_{(aq)} + H_2O_{(l)} \leftrightharpoons HS^-{}_{(aq)} + H_3O^+{}_{(aq)} \tag{7}$$

$$HS^-{}_{(aq)} + H_2O_{(l)} \leftrightharpoons S^{2-}{}_{(aq)} + H_3O^+{}_{(aq)} \tag{8}$$

Lo ione S^{2-} può così legarsi con i cationi metallici presenti nell' ambiente basico e formare i rispettivi solfuri metallici, come il solfuro di ferro, di zinco e di piombo. Questi hanno una solubilità molto bassa, quindi precipitano sequestrando l'H_2S in forma metallica e stabile. Come nel caso della carbonatazione, è fondamentale la presenza di acqua nelle ceneri.
I solfuri metallici si possono anche formare dalla semplice interazione tra l'acido solfidrico e ossidi o idrossidi metallici presenti nelle ceneri, come riportato nelle equazioni dalla (9) alla (12) [23] [16].

$$H_2S + 2\,KOH_{(s)} \longrightarrow K_2S_{(s)} + H_2O \qquad \Delta h = -112\ \frac{kJ}{mol} \tag{9}$$

$$H_2S + CaO_{(s)} \longrightarrow CaS_{(s)} + H_2O \qquad \Delta h = -171.98\ \frac{kJ}{mol} \tag{10}$$

$$H_2S + Mg(OH)_{2(s)} \longrightarrow MgS_{(s)} + H_2O \qquad \Delta h = 314.28\ \frac{kJ}{mol} \tag{11}$$

$$3\,H_2S + 2\,Al(OH)_{3(s)} \longrightarrow Al_2S_{3(s)} + 6H_2O \qquad \Delta h = 180\ \frac{kJ}{mol} \tag{12}$$

In particolare, le prime due equazioni, (9) e (10), hanno entalpia negativa, perciò sono spontanee, mentre le altre due, (11) e (12), necessitano di energia per avvenire completamente [23]. Anche in questo caso l'acido solfidrico viene strappato dal flusso di biogas e immagazzinato in una forma stabile e solida [23].
Tra gli altri composti dello zolfo, il dimetil solfuro ha un comportamento diverso dall'acido solfidrico. Infatti, Ducom et al. [32] hanno sottolineato una scarsa capacità di cattura del

$(CH_3)_2S$ delle ceneri, con valori intorno al 50% all'inizio dei test che scendono fino ad annullarsi. In effetti, si tratta di una molecola poco solubile in acqua e poco reattiva a causa della sua polarità praticamente nulla. Perciò il sequestro del $(CH_3)_2S$ avviene quasi esclusivamente grazie a fenomeni di assorbimento fisico. Invece, il metantiolo ha caratteristiche simili all'acido solfidrico, perciò viene catturato con gli stessi meccanismi, stabilizzandosi anch'esso in forma metallica [32].

La separazione dal biogas di altre impurità è stata analizzata da Papurello et al. [23] soffermandosi su due opzioni: ceneri umide o secche. Composti più solubili come gli alcoli e i terpeni sono rimossi più facilmente da ceneri umide, mentre i silossani, e l'ammoniaca da ceneri secche, poiché possono essere soltanto assorbiti fisicamente e la presenza dell'acqua inertizza il processo occupando i pori [23].
Per quanto riguarda il metano invece, essendo una molecola non polare e non solubile in acqua, non interagisce con le particelle di ceneri. Fluisce quindi attraverso il letto di ceneri senza essere catturato e pressoché tutto il quantitativo presente nel biogas si ritrova anche nel biometano purificato.
Strutturalmente, si tratta di un sistema semplice in cui il biogas viene fatto flussare all'interno di un reattore contente ceneri leggermente umide. Quando le ceneri sono sature e non più capaci di catturare le impurità devono essere sostituite. È quindi un processo in batch, ma può essere facilmente reso continuo per esempio inserendo due reattori che si alternano [33]. Inoltre, le fasi di upgrading e purificazione avvengono simultaneamente. I flussi di gas non necessitano perciò di trattamenti complicati o energivori. Infatti, il biogas in uscita dal digestore anaerobico può direttamente entrare nel reattore, con l'ausilio di macchinari semplicemente per mantenere le condizioni di pressione e temperatura ottimali. Il gas in uscita dal reattore, cioè il biometano, può essere stoccato o immesso in rete dopo un'eventuale essicazione.

L'utilizzo delle ceneri è quindi un'alternativa interessante rispetto ai metodi convenzionali, perché permette di ottenere un biometano purificato e senza CO_2 in modo semplice e sfruttando un materiale di scarto che riceve così nuovo valore e scopo. Inoltre, l'anidride carbonica e le altre impurità come l'H_2S, non solo vengono separate dal gas, ma intrappolate in modo stabile e permanente in composti solidi e inerti.

Per assicurarsi che l'anidride carbonica non venga reimmessa nell'ambiente, sarebbe più corretto evitare lo smaltimento delle ceneri esauste in discarica e preferire il loro riutilizzo in procedimenti che le fissino in maniera definitiva. Perciò, la sostituzione di parte dei materiali con queste ceneri nei processi di produzione del cemento o del fondo stradale risulta essere l'opzione più consigliata per evitare eventuali rilasci della CO_2 catturata.

3. *Up Ash:* utilizzo delle ceneri da biomassa legnosa

Il progetto Up Ash è stato sviluppato presso la Fondazione Edmund Mach (F.E.M.) di San Michele all'Adige in provincia di Trento. Nella Fondazione è presente una centrale di teleriscaldamento che sfrutta come combustibile la biomassa raccolta nelle aree verdi e agricole.

Le ceneri prodotte dalla centrale vengono raccolte e immagazzinate presso al digestore anaerobico della Fondazione. Esso permette di convertire gli scarti di lavorazione agricola e la frazione organica dei rifiuti municipali (FORSU o in inglese OFMSW, organic fraction of municipal solid waste) raccolti nell'area circostante in biogas. Il progetto Up Ash utilizza tali ceneri della centrale a biomassa per purificare il biogas.

Figura 3.1: Impianto pilota Up Ash [16]

In Figura 3.1 si può vedere a sinistra il reattore, a destra le bombole per lo stoccaggio e al centro la strumentazione per le analisi dei gas. Le operazioni di carico e scarico delle ceneri nel reattore, avvengono con l'ausilio di un macchinario agricolo della Fondazione dotato di multibenna, visibile in Figura 3.2.

Figura 3.2: Operazioni di carico e scarico delle ceneri [16]

L'obiettivo del progetto è indagare le capacità di upgrading e purificazione delle ceneri da biomassa per la conversione di biogas da digestione anaerobica da FORSU in biometano e se quest'ultimo soddisfa i requisiti di immissione in rete descritti UNI/TR 11537:2016 e CEN-EN 16726-1.

3.1. Descrizione dell'impianto pilota

In figura 3.3 è schematizzato l'impianto pilota sviluppato con il progetto Up Ash. Il biogas viene prodotto in digestore anaerobico di tipo secco, cioè con un contenuto di materiale organico in fase solida superiore al 20% [34]. Esso è composto al 25% da FORSU, 25% da biomassa legnosa raccolta in FEM, 50% da digestato risultante da altri processi di digestione anaerobica. Quest'ultimo è utilizzato come inoculo per far partire più velocemente la produzione del biogas, sfruttando l'innesto della popolazione batterica pregressa.

Il biogas in uscita dal digestore anaerobico ha spesso una pressione variabile data la natura del processo. Perciò, un pressostato seguito da uno sfiato verso l'ambiente e da un'elettrovalvola, consentono il passaggio esclusivamente quando la pressione è di 3 mbarg. Il gas raggiunge così la soffiante che lo porta nelle condizioni ideali per il suo ingresso nel reattore, cioè ad una pressione di 80 mbarg. Il reattore contenente le ceneri, è delimitato da due plenum. Questi permettono di rimuovere eventuali particelle di acqua presenti nei gas e di misurarne pressione, flusso e temperatura.

Una volta entrato nel reattore, il biogas inizia ad interagire con le particelle delle ceneri da biomassa legnosa, secondo i fenomeni descritti in precedenza. Il biometano in uscita, passando attraverso il secondo plenum, viene stoccato in bombole grazie all'intervento di un compressore. Nella Fondazione è stato utilizzato come combustibile di un motore a combustione interna per la sua conversione in energia.

Sia il biogas che il biometano vengono analizzati per conoscere la concentrazione di metano, di anidride carbonica e dei componenti in traccia. Per la misurazione dei macro-elementi, è stato utilizzato l'analizzatore portatile MRU, Optima 7 BIOGAS. Per l'individuazione del metano e dell'anidride carbonica, questo strumento sfrutta sensori ad infrarossi (NDIR). Essi funzionano grazie al fenomeno per cui ogni gas assorbe certe lunghezze d'onda nello spettro infrarosso e le concentra inviandole al sensore. L'analizzatore è in grado anche di individuare, grazie a fenomeni elettrochimici, l'ossigeno presente nella miscela di gas.

La misurazione dei composti in traccia è stata effettuata su due livelli, utilizzando il metodo gas cromatografico GCMS-SPME con lo strumento Clarus 500 Perkin Elmer Mass Spectrometer e la tecnica spettrometria di massa con l'ausilio di un PTR-MS Q500 Ionicon Analytik GmbH.

Per l'analisi dei COV, i gas sono stati campionati e raccolti in sacchetti di Nalophan e inviati al Clarus 500. Il biogas, a monte del reattore, è stato raccolto cinque volte al giorno; mentre il biometano, a valle, dodici. Questa fase permette di separare i vari composti presenti nei due gas e poter così essere identificati dallo spettrometro di massa. Nel gas cromatografo, i composti in traccia sono micro-estratti e concentrati.

I campioni entrano nel PTR-MS Q500 direttamente dal suo tubo di propagazione, effettuando così la misurazione in tempo reale della concentrazione del gas.

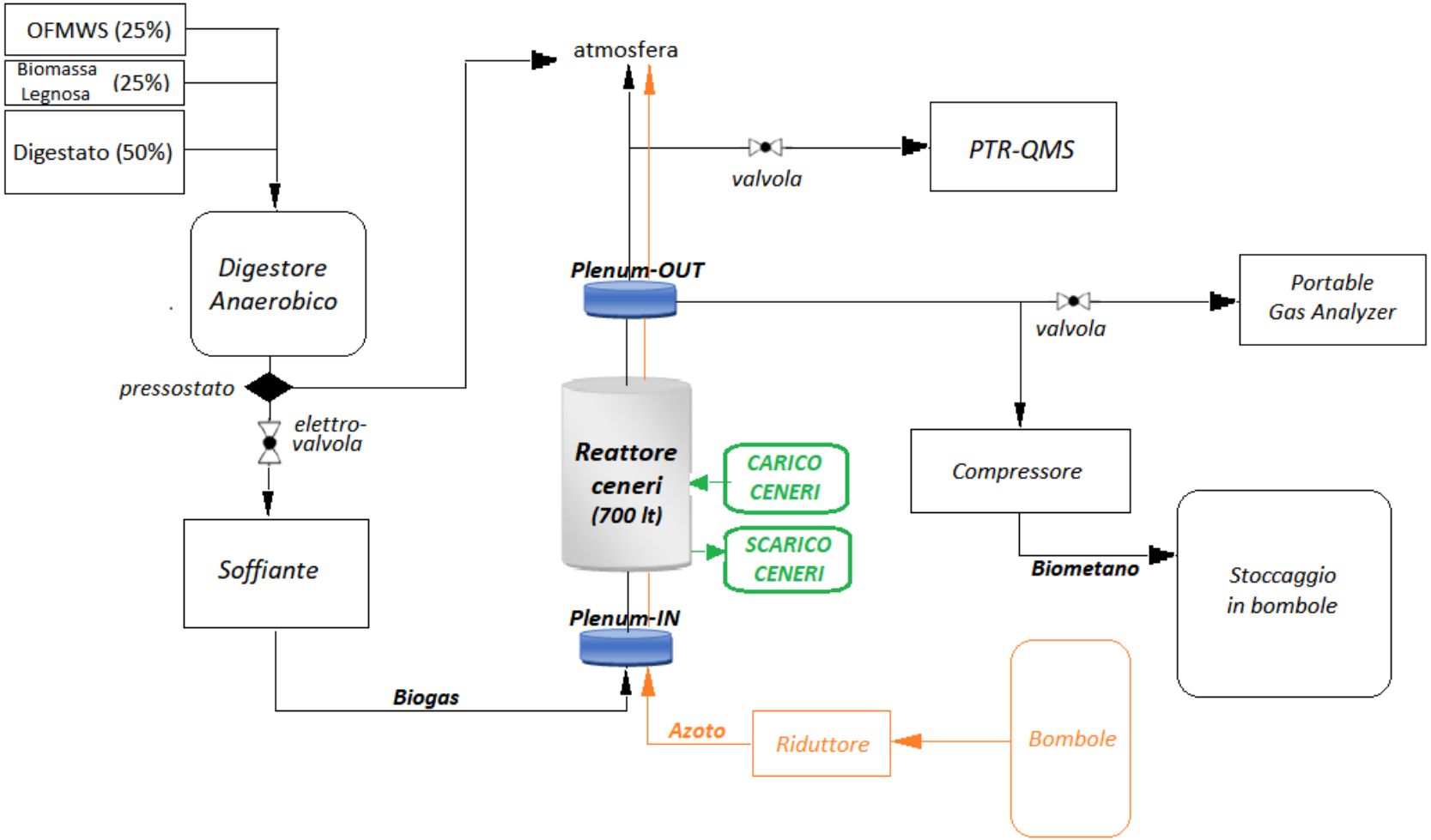


Figura 3.3: Schema semplificato dell'impianto pilota Up Ash con le fasi di normale funzionamento, pulizia con l'azoto e lo stoccaggio in bombole del biometano

Anche le ceneri utilizzate per filtrare il biogas sono state esaminate. Attraverso l'analisi EDS e la scansione con microscopio elettronico (SEM) è stata rilevata la composizione elementare delle ceneri da biomassa, riportata a sinistra nella Tabella 3.1. A destra della stessa invece, è elencata la concentrazione dei vari componenti in traccia. Sono presenti il calcio, il potassio, il magnesio e l'alluminio, necessari per la cattura di CO_2 e le altre impurità, ma gli elementi prevalenti sono il carbonio, l'ossigeno e il silicio. Soltanto in traccia, ma comunque presenti, diversi altri metalli che possono favorire la cattura dei composti dello zolfo.

Tabella 3.1: Composizione delle ceneri della centrale termoelettrica della Fondazione Edmund Mach [16]

Composizione delle ceneri per elementi (%)		***Concentrazione degli elementi (mg/kg)***	
C	14.26 ± 0.713	**As**	<3
O	49.29 ± 1.972	**Ba**	2814 ±29.3
Si	23.73 ± 1.06	**Cd**	532 ± 337.2
Al	0.60 ± 0.06	**Cr**	198 ±14.2
K	9.99 ± 0.79	**Co**	<3
Ca	1.3 ± 0.078	**Ni**	18 ± 0.3
Mg	0.62 ± 0.06	**Cu**	391.2 ± 88.2
Cl	0.21 ± 0.02	**Sb**	22.3±2.3
P	-	**Pb**	30.4 ± 7.4
S	-	**Zn**	614.2 ± 121.1
Mn	-	**V**	25.2±0.2
Fe	-	**Mo**	16.3 ± 0.4

Infine, nella Figura 3.3, è indicato l'utilizzo dell'azoto. Infatti, per evitare il contatto tra il metano e l'ossigeno, il reattore contente le ceneri viene sottoposto ad un'inertizzazione flussando azoto. Ciò permette di rimuovere l'aria interstiziale prima dell'avvio dei test e di eliminare i residui di metano dalla cenere al termine degli esperimenti, cioè prima dell'apertura e scarico del reattore.

3.2. Risultati dei test

I primi test sull'impianto pilota si sono focalizzati sulla capacità di cattura dell'anidride carbonica da parte delle ceneri da combustione di biomassa legnosa. Nell'ottica di produrre biometano con caratteristiche adatte all'immissione in rete, si è deciso di terminare i test quando la concentrazione di anidride carbonica superava il valore limite pari al 3% volumetrico. In realtà però, alcuni test sono stati interrotti prima di avere concentrazioni di CO_2 rilevanti in uscita dal reattore. Ciò a causa della mancanza di biogas, legata alla discontinuità produttiva del digestore anaerobico della Fondazione.

Il parametro che caratterizza capacità di rimozione dell'anidride carbonica da parte delle ceneri è la CO_2 assorbita, o *uptake*, e coincide con la massa di tale gas assorbito durante tutto il test per unità di massa di ceneri secche utilizzata. Il valore massimo raggiunto corrisponde a 111.7 $g_{CO2}/kg_{\text{ceneri secche}}$.

Gli studi preliminari effettuati in laboratorio, con gas simulato (40% CO_2 e 60% N_2, che ha lo stesso comportamento del metano) hanno indicato come valore massimo di uptake 200 $g_{CO2}/kg_{\text{ceneri secche}}$ con umidità delle ceneri tra il 25 e 30%.

I valori ottenuti con l'impianto pilota, riportati in Tabella 3.2, sono decisamente lontani da quelli del laboratorio. Questo potrebbe essere dovuto a condizioni non comparabili come la temperatura e in particolare le escursioni giorno-notte. Anche la discontinuità della produzione del biogas nel digestore anaerobico può aver avuto effetti negativi sul processo.

Tabella 3.2: Caratteristiche dei gas in ingresso e in uscita nei test Up Ash [16]

Test	**A**		**B**		**C**		**D**	
	in	out	In	out	in	out	in	out
Umidità ceneri (%)	23.9	25.5	25.3	27.5	21.9	24.0	28.4	27.1
pH ceneri	13	12.6	13	12.7	12.8	10.4	12.9	11.7
Peso ceneri secche(kg)	122		119		128		72	
Durata test (h)	49.9		70.1		71.8		49.0	
Flusso biogas (Nl/h)	372.8		260.0		272.1		217.3	
CO_2 uptake ($g_{CO2}/kg_{\text{ceneri secche}}$)	111.7		108.2		110.8		83.1	

In Figura 3.4 è riportato l'andamento temporale dei macro-componenti del gas prima e dopo il reattore, in particolare dell'esperimento A che ha raggiunto il massimo uptake.

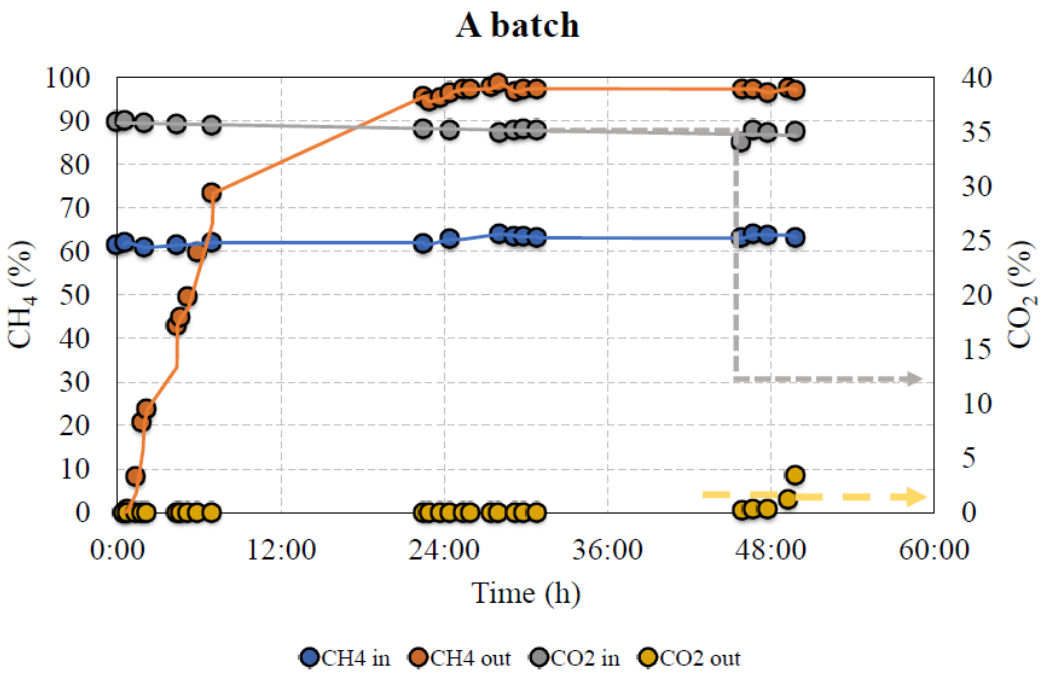


Figura 3.4: Andamento temporale delle concentrazioni dei macroelementi nel test "A" [16]

Dai risultati dei test, in Tabella 3.2, si è notato una differenza tra i valori di CO_2 catturata nell'esperimento D e gli altri tre precedenti. La stessa discrepanza è stata rilevata nella variazione di umidità delle ceneri. Infatti, nei test A, B e C, l'umidità aumenta leggermente, mentre nell'ultimo test, diminuisce. Questo può essere legato alla carbonatazione della portlandite con l'acido carbonico, reazione mostrata nell'equazione (13). [16]

$$Ca(OH)_2 + H_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + H_2O \tag{13}$$

Inoltre, anche il pH delle ceneri aumenta. Questo suggerisce di aumentare il contatto tra il biogas e le ceneri per aumentare l'anidride carbonica catturata. Ciò è stato fatto nel test E, che non solo ha analizzato i macro-componenti, ma anche quelli in traccia.

L'esperimento E è durato infatti 94.4 h ed è stato misurato un valore di uptake di 116 $g_{CO2}/kg_{ceneri\ secche}$. L'umidità delle ceneri è intorno al 35%, più alta dei test precedenti perché dovuta al contatto con l'acqua nell'aria subito dalle ceneri, poiché stoccate all'aperto per più

tempo. Come mostrato in Figura 3.5, il test è stato interrotto quando la concentrazione di anidride carbonica nel biometano era intorno all'1%, lontana quindi dal limite del 3%. Infatti, a causa di una bassa produttività del digestore, il biogas non era sufficiente per continuare l'esperimento.

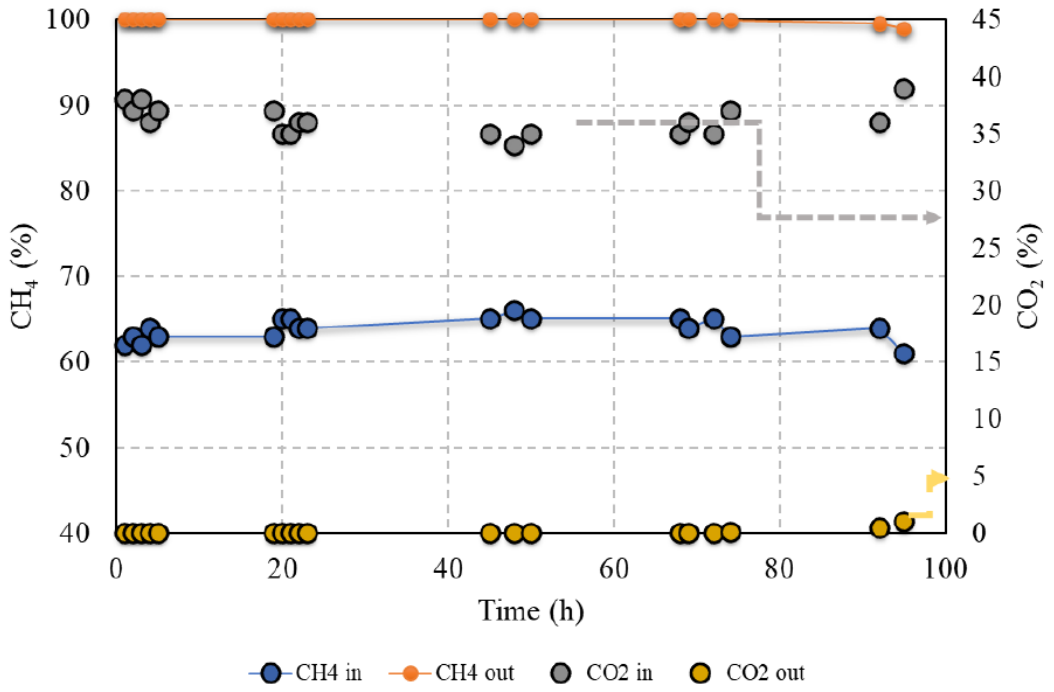


Figura 3.5: Andamento temporale delle concentrazioni dei macroelementi nel test "E" [16]

In Figura 3.5 sono delineati gli andamenti temporali dei macro-elementi del gas in ingresso e in uscita dal reattore. Il metano in ingresso è pressoché costante tranne verso la fine del test, quando diminuisce leggermente la sua concentrazione. Ciò può essere legato alla già citata scarsa produttività del digestore anaerobico. Il metano in uscita, invece, ha concentrazioni sempre piuttosto elevate, intorno al 99-100%, ma anch'esse diminuiscono lievemente al termine dell'esperimento. Come già osservato, la concentrazione di CO_2 in uscita non raggiunge mai valori oltre al limite del 3% volumetrico.

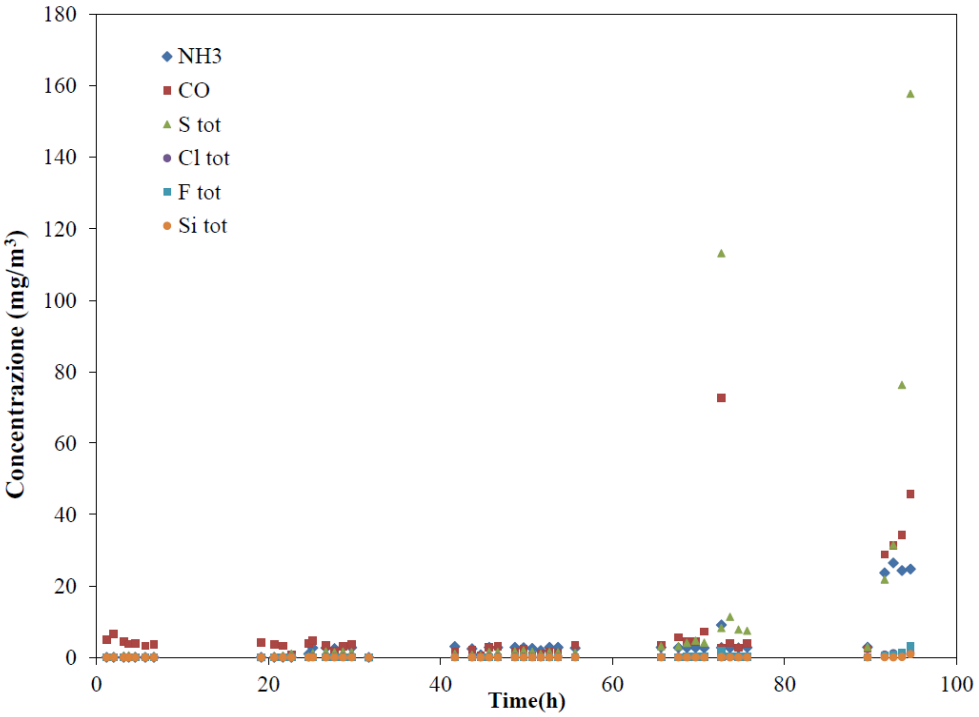


Figura 3.6: Andamento temporale delle concentrazioni dei componenti in traccia nel test "E" [16]

In Figura 3.6, invece, sono mostrati gli andamenti temporali delle concentrazioni di alcune impurità: ammoniaca, monossido di carbonio e il quantitativo totale di zolfo, cloro, fluoro e silicio. Intorno alle 70 ore di funzionamento, inizia a comparire una presenza più forte di tali composti, ciò indica una diminuzione della capacità di assorbimento delle ceneri.

Tabella 3.3: Composizioni a monte e a valle dei componenti in traccia del test "E" [16]

	C. max monte (ppm(v))	C. medio monte (ppm(v))	C. min monte (ppm(v))	C. max monte (mg/m³)	C. max valle (ppm(v))	C. medio valle (ppm(v))	C. min valle (ppm(v))	C. max valle (mg/m³)
NH_3	339	15	38	**236.1**	13	2.8	0	**9.1**
CO	164	33	0.000	**187.6**	73	5.0	0	**83.1**
H_2S	126	3	0.009	**175.4**	3	0.1	0.01	**4.0**
CH_4S	667	23	0.003	**1309.8**	1	0.106	0.003	**2.1**
C_2H_6S	5	0.3	0.0004	**13.0**	1.4	0.177	0.0004	**3.6**
C_3H_6S	0.5	0.04	0.0002	**1.5**	0.1	0.011	0.0002	**0.4**
C_3H_8S	22	2	0.008	**67.3**	1.2	0.007	0.002	**3.7**
$C_4H_{10}S$	19	1	0.003	**69.7**	1.1	0.213	0.003	**3.9**

Mercaptani (tot)	713	26	0.014	**1461**	5	1	0	**14**
$C_6H_{12}S_2$	0.2	0.007	0.000	**1.1**	0.006	0.0005	0	**0.0**
Zolfo (tot)	839.8	29.4	0.023	**1638.0**	7.8	0.6	0.0	**17.8**
HCl	0.74	0.09	0.0002	**1.1**	0.09	0.0531	0.0002	**0.13**
C_2H_5Cl	0.80	0.08	0.0010	**2.1**	0.01	0.0064	0.0010	**0.03**
CH_2Cl_2	0.10	0.003	0.0000	**0.3**	0.04	0.0022	0.0003	**0.13**
$C_2H_2Cl_2$	3.69	0.12	0.0000	**14.5**	0.01	0.0007	0.0000	**0.03**
$C_2H_4Cl_2$	0.33	0.012	0.0001	**1.3**	0.06	0.0023	0.0001	**0.23**
$C_3H_6Cl_2$	0.04	0.002	0.0000	**0.2**	0.03	0.0009	0.0000	**0.14**
$C_2H_3Cl_3$	0.01	0.00	0.0000	**0.1**	0.01	0.0009	0.0000	**0.06**
$C_6H_4Cl_2$	0.01	0.000	0.0000	**0.0**	0.01	0.0001	0.0000	**0.03**
CCl_4	0.03	0.001	0.0023	**0.2**	0.03	0.0013	0.0023	**0.21**
C_2Cl_4	0.01	0.000	0.0000	**0.0**	0.01	0.0002	0.0000	**0.04**
$C_2H_2Cl_4$	0.22	0.004	0.0000	**1.5**	0.02	0.0005	0.0000	**0.15**
Cloro (tot)	6.0	0.3	0.00	**21.3**	0.3	0.1	0.0	**1.2**
$CHCl_2F$	0.75	0.055	0.0002	**3.1**	0.4	0.04	3.7E-05	**1.8**
Fluoro (tot)	0.75	0.05	0.0002	**3.14**	0.4	0.04	3.7E-05	**1.8**
L2	0.1	0.0021	0.0000	**0.7**	0.111	0.0027	0.0000	**0.7**
$C_{10}H_{14}OSi$	0.022	0.0008	0.0015	**0.2**	0.0147	0.0006	0.0015	**0.1**
D3	0.003	0.0001	0.0000	**0.03**	0.0005	0.0000	0.0003	**0.005**
L3	0.02	0.0004	0.0000	**0.21**	0.00016	0.0000	0.0000	**0.002**
D4	0.003	0.0001	0.0000	**0.033**	0.0019	0.0001	0.0000	**0.023**
Silicio (tot)	0.2	0.004	0.001	**1.2**	0.1	0.0	0.0	**0.9**

Le concentrazioni delle varie impurità misurate durante tutto il test, sono raccolte nella Tabella 3.3, andando a specificare i valori minimi, medi e massimi del biogas e del biometano. In Tabella 3.4, invece, è confrontata la composizione in traccia del biometano in uscita dal reattore, con i limiti imposti per la sua immissione in rete. Nessun limite viene superato, anzi qualche composto è abbastanza lontano da essi, come il monossido di carbonio, l'acido solfidrico e lo zolfo totale.

Tabella 3.4: Confronto della composizione in traccia del biometano con i limiti per l'immissione in rete [16]

Composto	Concentrazione Biometano (mg/m³)	Limiti immissione in rete del biometano (mg/m³)	Distanza dal limite (%)
NH3	9.09	10	90.9
CO	83.06	1000	8.3
H2S	3.75	6.6	56.8
CH4S	2.1		
C2H6S	3.6		
C3H6S	0.4		
C3H8S	3.7		
C4H10S	3.9		
Zolfo da Mercaptani	13.7	15.5	88.38
C6H12S2	0.01		
Zolfo Totale	17.46	150	11.64
HCl	0.1		
C2H5Cl	0.03		
CH2Cl2	0.11		
C2H2Cl2	0.03		
C2H4Cl2	0.2		
C3H6Cl2	0.1		
C2H3Cl3	0.06		
C6H4Cl2	0.03		
CCl4	0.16		
C2CL4	0.04		
C2H2Cl4	0.12		
Cloro Totale	0.98	1	98
CHCl2F	1.8		
Fluoro Totale	1.8	3	60
L2	0.7		
C10H14OSi	0.1		
D3	0.005		
L3	0.002		
D4	0.023		
Silicio Totale	0.83	1	83

Risultano evidenti le capacità di cattura delle ceneri, non solo dei macro-componenti, ma anche delle impurità in traccia e in particolare dei componenti dello zolfo come l'acido solfidrico.

4. LCA: Analisi del Ciclo di Vita del sistema *Up Ash*

4.1. Life Cycle Analysis

LCA è un metodo per analizzare e quantificare tutti i flussi di materia ed energia legati all'intero ciclo di vita di un prodotto o servizio, evidenziandone le risorse necessarie, le emissioni e gli impatti sull'ambiente. Si tratta di un metodo molto utilizzato che si inserisce all'interno del più ampio "Life Cycle Thinking". Questo modo di pensare è basato fondamentalmente su due concetti: sostenibilità e ciclo di vita.

– <u>Sostenibilità</u>

Per la prima volta si è parlato di sostenibilità e di sviluppo sostenibile nel 1987, quando è stato redatto il rapporto di Brundtland. In esso la Commissione mondiale sull'ambiente e lo sviluppo definisce "lo sviluppo sostenibile è uno sviluppo che soddisfa le necessità di oggi senza compromettere la capacità delle future generazioni di soddisfare le proprie necessità" [35].

Da tale definizione si possono identificare due concetti base: *necessità*, in particolare dei meno agiati, a cui dare la priorità; e *limitazione*, data dalla tecnologia e dalla società.

Necessità e limitazioni devono essere pensate considerando tutti gli ambiti che possono essere influenzati o influenzare le stesse. In particolare, si può basare l'idea di sostenibilità su tre pilastri fondamentali: economia, ambiente e società. Si parla perciò di Triple Bottom Line (TBL), identificando le basi dello sviluppo sostenibile, come mostrato in Figura 4.1.

Figura 4.1: Schema TBL della sostenibilità come equilibrio tra ambiente, economia e società [36]

Esistono altri tipi di analisi nate dal "Life Cycle Thinking", che si soffermano soprattutto su un singolo pilastro. Per esempio, il "Life Cycle Cost", o LCC, analizza maggiormente gli aspetti economici, il "Social Life Cylce Assessment" o S-LCA quelli sociali e il "Environmental Life Cycle Assessment" o E-LCA quelli ambientali. Questi tre studi, insieme, rappresentano il "Life Cylce Sustainability Assessment" o LCSA, ossia il culmine del "Life Cycle Thinking". [36]

In realtà con LCA spesso si intende esclusivamente il E-LCA. In casi in cui l'analisi sia più approfondita, un LCA può considerare anche gli altri due pilastri e perciò coincidere con un LCSA. Il problema fondamentale è che gli standard finora prodotti non specificano come redigere un LCSA. Infatti, esistono due modi di interpretare l'equilibrio tra ambiente, società ed economia. Da una parte, è stato proposto di produrre tre analisi separate ma identiche dal punto di vista della formulazione e dei confini del sistema.

Dall'altra, si preferisce un'unica valutazione, che però comprenda tutti i flussi e impatti delle tre *bottom line*.

– Ciclo di Vita

Gli standard finora sviluppati sono principalmente due: UNI EN ISO 14040 [37], che spiega come utilizzare e leggere un LCA; e UNI EN ISO 14044 [38], che stila le linee guida per redigerlo.

Il primo di questi definisce il ciclo vita come: "fasi consecutive e interconnesse di un sistema di prodotto, dall'acquisizione delle materie prime o dalla generazione delle risorse naturali, fino allo smaltimento finale" [37].

Il ciclo vita di un bene può iniziare dall'estrazione dei materiali da risorse naturali nel suolo, per esempio, e dalla produzione di energia. Materiali ed energia prendono poi parte a processi di produzione, imballaggio, distribuzione, uso, manutenzione ed eventuale riuso, riciclaggio, recupero ed infine smaltimento, come schematizzato in Figura 4.2.

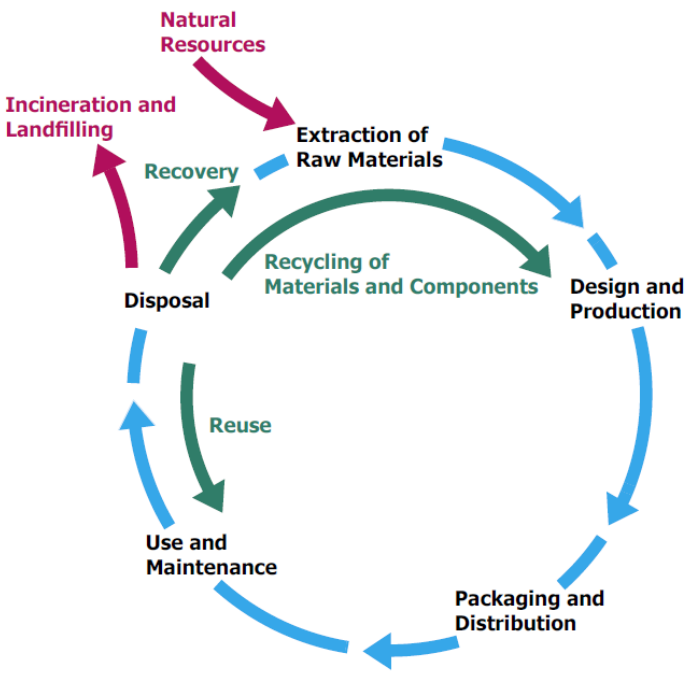


Figura 4.2 : Schema dei flussi di un ciclo di vita [40]

Si tratta perciò di uno strumento notevole, che può essere utilizzato per vari scopi. Per esempio, andando ad analizzare in dettaglio ogni fase di produzione di un bene e servizio, ma anche dal punto di vista dell'intero sistema, si ha l'opportunità di individuare le fasi più critiche e di ridurne gli impatti e i consumi. Oppure, può fornire informazioni oggettive per pianificazioni strategiche, individuazione delle priorità, design o re-design di un processo o prodotto. Ciò spesso è utilizzato per prendere decisioni da industrie, organizzazioni governative e non-governative. Infine, un LCA corretta, permette di produrre varie certificazioni, tra cui le etichette ambientali (Ecolabel di tipo I e di tipo II), le dichiarazioni ambientali (ad esempio Carbon Footprint) e la dichiarazione ambientale di prodotto (EPD, "Environmental Product Declaration). Ciò può essere interessante per alcune aziende, in particolare a livello di marketing, vista la crescente sensibilità ambientale dei consumatori.

La UNI EN ISO 14044:2021 [38] identifica la struttura di un LCA, dividendola in quattro fasi principali:

- Fase 1: **Obiettivi e campo di applicazione (Goal and Scope Definition)**
  Vengono definiti gli obiettivi dello studio, si identifica l'unità funzionale, i confini del sistema e sono scelte le categorie di impatto da considerare.
- Fase 2: **Analisi di inventario (Inventory Analysis o LCI)**
  Quantificazione dei flussi in ingresso e in uscita al ciclo di vita. I flussi in massa sono le risorse utilizzate, i rifiuti e le emissioni. I flussi di energia comprendono quelli necessari alle varie fasi del ciclo, ma anche quelli rilasciati.
- Fase 3: **Valutazione degli impatti (Impact Assessment o LCIA)**
  Classificazione e caratterizzazione dei vari impatti ambientali prodotti dall'analisi di inventario. Può essere inserita anche una fase di normalizzazione e valutazione.
- Fase 4: **Interpretazioni**
  È possibile elaborare e interpretare i risultati raggiunti, per esempio identificando le fasi di processo più critiche e i metodi per intervenire e ridurre impatti e consumi.

Queste fasi sono fortemente legate tra loro, come evidenziato in Figura 4.3. Lo schema indica anche che il metodo LCA è iterativo; perciò, spesso i risultati ottenuti sono fondamentali per

raffinare l'analisi e ottenere risultati più significativi dopo aver apportato le opportune modifiche.

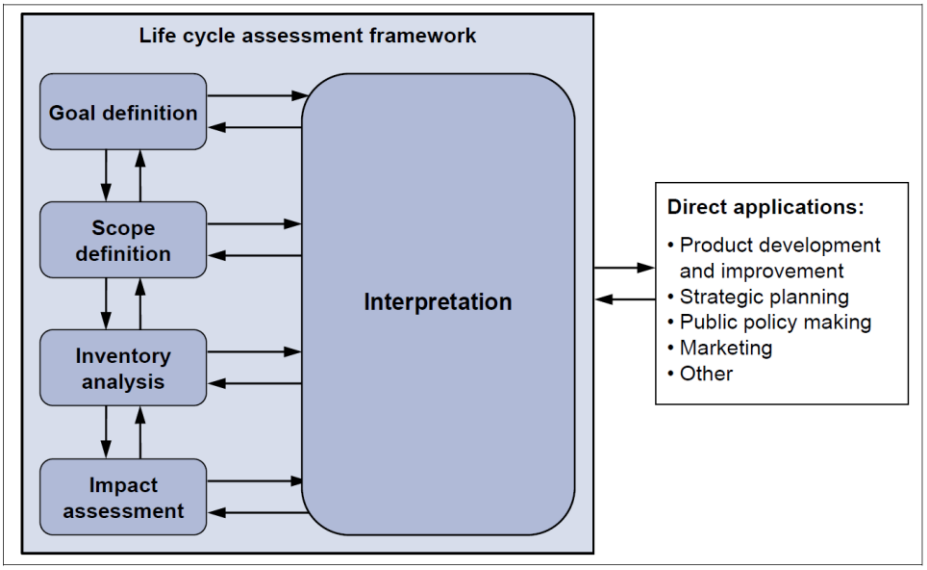


Figura 4.3: Fasi del Life Cycle Analysis [41]

Data la completezza e oggettività che questo metodo può fornire, è stato scelto per analizzare il progetto Up Ash, precedentemente descritto. In particolare, il test E ha fornito risultati più dettagliati, come la composizione in traccia dei gas. Perciò è stato selezionato per l'elaborazione dell'Analisi di Ciclo di Vita.

4.2. Fase 1: Obiettivi e campo di applicazione

4.2.1. Obiettivo dello studio

L'obiettivo di questo studio è analizzare il sistema Up Ash andando a cercare i potenziali contributi positivi di tale progetto. Infatti, dal funzionamento stesso del processo, questo dovrebbe essere in grado non solo di annullare le emissioni di anidride carbonica, ma anche di renderle negative, sequestrandola e stabilizzandola in forma solida. Con il metodo LCA si vuole quantificare il vero beneficio potenziale, al netto di tutti i processi e tutte le fasi

dell'intero ciclo di vita del sistema Up Ash. In particolare, il sistema è osservato da un livello progettuale consolidato, come se fosse già pienamente sviluppato e operativo su larga scala. Perciò, alcuni aspetti del sistema legati alla sperimentalità dell'impianto pilota, verranno trascurati. Questo viene fatto nell'ottica di individuare il potenziale del progetto su scala più ampia.

4.2.2. Unità funzionale

Con unità funzionale si intende l'unità di misura del bene o servizio in analisi. Tutti i flussi e tutte le grandezze in gioco nel ciclo di vita sono normalizzate su questo parametro [36]. In questo caso è stata scelta come unità funzionale la quantità di biometano prodotta dal sistema di purificazione e upgrading con contenuto energetico pari ad 1 kWh ed in condizioni tali da poter essere immessa in rete. Questa scelta è stata fatta per quantificare la funzione principale del sistema Up Ash, cioè trasformare del biogas in biometano e che quest'ultimo possa sostituire gas naturale con la sua immissione in rete. Visto che l'utilizzo principale del biometano è come combustibile, si è voluto sottolineare questo aspetto scegliendo un'unità funzionale energetica, e non di volume o massa, per esempio.

4.2.3. Confini del sistema

La schematizzazione del sistema studiato è rappresentata in Figura 4.4. Seguendo l'ordine dei flussi di massa prodotti, si inizia con la produzione del biogas nel reattore anaerobico. In realtà questa fase è preceduta da diverse altre, come la raccolta e il trasporto della FORSU o della biomassa della FEM. Tuttavia, avendo come obiettivo la valutazione della funzione di purificazione e upgrading del sistema Up Ash, la produzione di biogas e i processi ad essa collegati non vengono considerati nell'analisi, in quanto sarebbero gli stessi anche in altri sistemi di purificazione e upgrading.
Un'altra fase identificata è l'aumento di pressione del biogas dal digestore al rettore per mezzo di una soffiante. Essa consuma energia elettrica per il suo funzionamento e deve essere inserita all'interno del sistema poiché porta il gas nelle condizioni per l'ingresso al reattore.

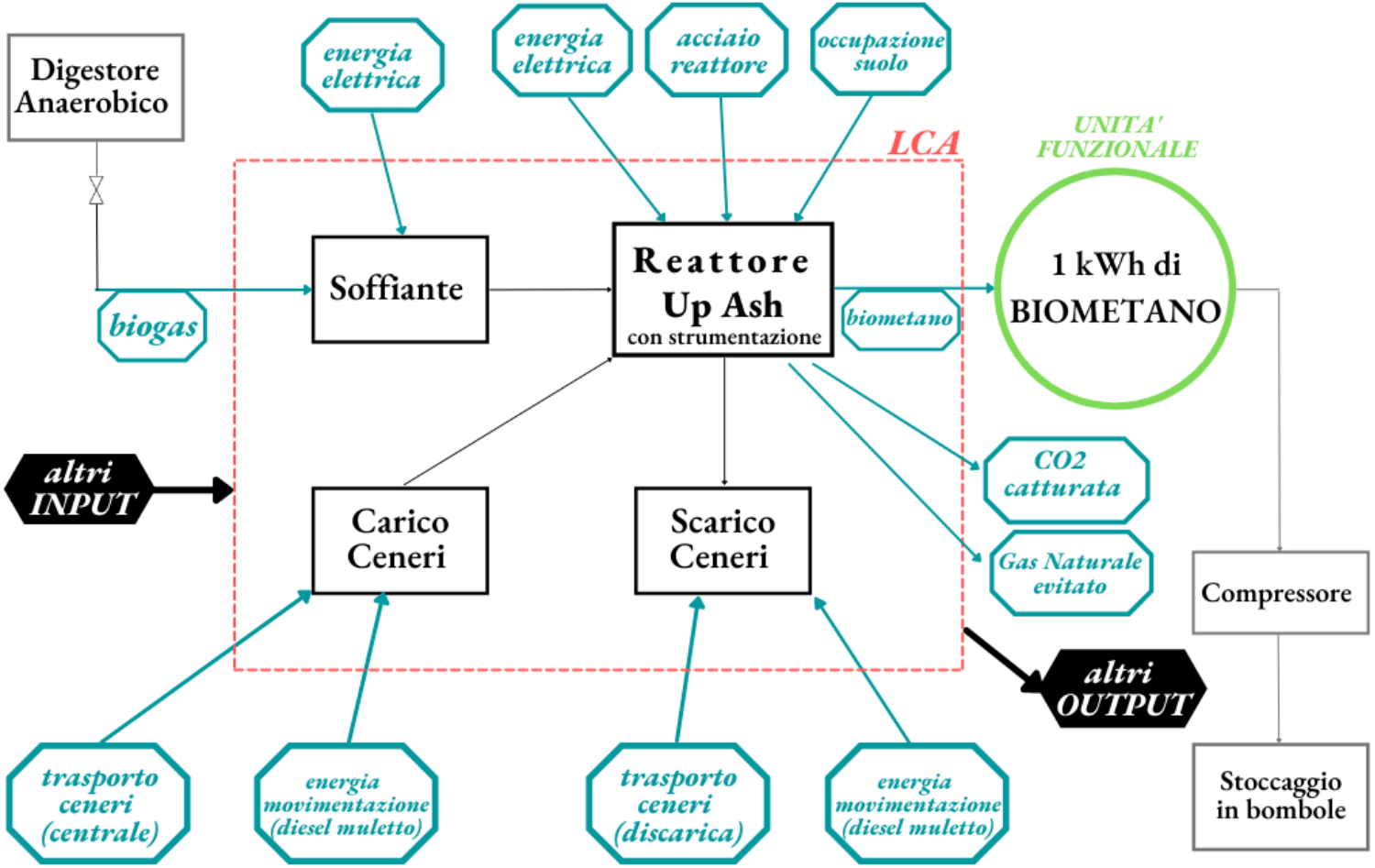


Figura 4.4: Semplificazione dell'impianto Up Ash e definizione dei confini di sistema per l'analisi di ciclo di vita

Il cuore del sistema è proprio il reattore Up Ash che contiene le ceneri da combustione di biomassa legnosa capaci di rimuovere la CO_2 e le altre impurità dal biogas. Si è pensata ad un unico step che comprende il reattore stesso, le due camere plenum e tutta la strumentazione, cioè le termocoppie, pressostati e i flussimetri prima e dopo al reattore, l'analizzatore portatile MRU, il gas cromatografo e lo spettrometro di massa PTR-MS. Perciò, oltre al biogas dalla soffiante ci saranno diversi altri input. Ad esempio, l'energia elettrica consumata da tutta la strumentistica. Il gas cromatografo Clarus 500 viene utilizzato campionando i gas e raccogliendoli in sacchetti di Nalophan. Con una progettazione più definitiva, questo passaggio potrebbe essere rimosso, perciò i sacchetti non sono stati inseriti all'interno del LCA.

Il reattore stesso è il frutto di un processo di produzione, ma in questo studio viene considerata esclusivamente la massa di acciaio, ipotizzato inox AISI 316L [39]. Si tratta di un contenitore cilindrico alto 1.4 m e con un diametro pari a 80 cm. È stato ipotizzato uno spessore medio dell'intero reattore di 3.5 mm. La massa di acciaio del reattore deve essere pesata considerando il flusso totale di biometano che il reattore stesso può produrre in tutto il periodo di funzionamento della sua vita. Data la durevolezza del sistema, si è ipotizzato una vita di dieci anni. La disponibilità delle ceneri da biomassa è legata alle attività della FEM, che esclude il periodo invernale e più precisamente da novembre a febbraio. Il sistema Up Ash ha fatto un intero ciclo in una settimana. Dato che non ci sono informazioni su questo periodo e visto che una variazione delle condizioni di pressione e temperatura potrebbero modificare le prestazioni del sistema, si è deciso di considerare il funzionamento del sistema soltanto per 48 settimane all'anno. Inoltre, valutando l'eventualità di altre problematiche ed un fattore di utilizzazione intorno allo 0.8, tali settimane si riducono a quaranta. Perciò ci saranno quaranta cicli, o *batch*, all'anno. Da queste considerazioni è possibile stimare il biometano prodotto durante l'intera vita del reattore, valutarne il quantitativo energetico, e pesare così la massa d'acciaio. Un'ulteriore ipotesi riguardante il reattore è che l'acciaio di cui è composto venga riciclato.

Le stesse considerazioni sulla vita dell'impianto devono essere fatte per un'altra risorsa utilizzata dal sistema "reattore+strumentistica". Infatti, questo occupa suolo che potrebbe

essere utilizzato ad altri scopi, per dieci anni di funzionamento. L'area occupata è stata ipotizzata essere estesa su una superficie di 10 m^2.

Infine, le altre due fasi del sistema Up Ash sono il carico e lo scarico delle ceneri nel reattore. Sono fasi molto simili tra loro, infatti consistono fondamentalmente sul trasporto e movimentazione delle ceneri. Per quanto riguarda il trasporto cambia ovviamente la distanza da ricoprire. Nella fase di carico, le ceneri sono raccolte nella centrale di teleriscaldamento della Fondazione e portate all'impianto. Osservando la planimetria della FEM, si è ipotizzato un percorso di circa 500 m. Per la fase di scarico invece, le ceneri esauste sono smaltite in discarica. La più vicina alla Fondazione è la discarica Ischia Podetti di Trento, che dista circa 23 km.
La movimentazione delle ceneri e del reattore è effettuata da un muletto da 80 CV, un macchinario agricolo disponibile nella FEM. Le operazioni richiedono circa quindici minuti per ogni fase , carico o scarico, ed i consumi ipotizzati sono quelli medi di un macchinario di questo tipo, cioè 14,5 $litri_{diesel}$/ora.

Ci sono altre fasi del processo che non vengono però incluse nell'analisi LCA. Ad esempio, come mostrato in Figura 4.4, dopo la produzione, il biometano viene stoccato in bombole attraverso un compressore. Ciò è esterno ai confini del sistema perché l'obiettivo è la produzione di biometano nelle condizioni di immissione in rete e queste si hanno già all'uscita del reattore. Le fasi reali successive sono dovute al livello di ricerca dell'impianto pilota, non ancora pronto per un regime produttivo vero e proprio.
Per lo stesso motivo è stato escluso il processo di pulizia e inertizzazione del reattore prima e dopo il ciclo di produzione. Infatti, questo è necessario per la sicurezza degli operatori, ma in un progetto più avanzato e possibilmente continuo risulta non necessario.

4.2.4. Categorie dei dati e fonte

I dati utilizzati nell'Analisi di Ciclo di Vita del sistema Up Ash sono diversi e di diversa natura. Alcuni sono i risultati stessi del progetto, in particolare del test E, come ad esempio la composizione in traccia dei gas in ingresso ed in uscita al reattore. Si tratta di dati cosiddetti

primari, cioè raccolti direttamente dal processo analizzato. Altri dati primari di questa analisi sono i consumi elettrici degli strumenti utilizzati per le misurazioni, oppure il quantitativo di ceneri utilizzate e la loro composizione e umidità.

Esistono anche dei dati **secondari**. Questi comprendono i dati raccolti da banche dati o dalla letteratura. Sono ritenuti convalidati visto l'ampia fruizione. I software utilizzati per svolgere un LCA sono dotati di diversi database in cui si possono trovare tale tipologia di dati. Per esempio, è possibile trovare dati sul mix energetico di un paese, sullo smaltimento di un certo flusso in discarica o sul trasporto su un veicolo di taglia media, etc.

Ultimo caso, da sfruttare in caso di assenza di altri dati, è quello della tipologia dei dati **terziari**. Questi sono i dati stimati, valori medi e ipotesi. Per esempio, in questo studio è stata ipotizzata una vita del reattore di dieci anni.

Il metodo per l'analisi della qualità dei dati utilizzato è "ecoinvent data quality system". Ogni flusso e dato inserito deve essere accompagnato da un indicatore della qualità dei dati. Gli indicatori specifici di Ecoinvent sono riportati in Figura 4.5 e sono: affidabilità, completezza, correlazione temporale, correlazione geografica e correlazione con le tecnologie future. Ad ognuno di essi, per ogni dato, viene assegnato un punteggio.

	1	2	3	4	5
Reliability	Verified data based on measurements	Verified data partly based on assumptions or non-verified data based on measurements	Non-verified data partly based on qualified estimates	Qualified estimate (e.g. by industrial expert)	Non-qualified estimates
Completeness	Representative data from all sites relevant for the market considered, over and adequate period to even out normal fluctuations	Representative data from > 50% of the sites relevant for the market considered, over an adequate period to even out normal fluctuations	Representative data from only some sites (<< 50%) relevant for the market considered or > 50% of sites but from shorter periods	Representative data from only one site relevant for the market considered or some sites but from shorter periods	Representativeness unknown or data from a small number of sites and from shorter periods
Temporal correlation	Less than 3 years of difference to the time period of the data set	Less than 6 years of difference to the time period of the data set	Less than 10 years of difference to the time period of the data set	Less than 15 years of difference to the time period of the data set	Age of data unknown or more than 15 years of difference to the time period of the data set
Geographical correlation	Data from area under study	Average data from larger area in which the area under study is included	Data from area with similar production conditions	Data from area with slightly similar production conditions	Data from unknown or distinctly different area (North America instead of Middle East, OECD-Europe instead of Russia)
Further technological correlation	Data from enterprises, processes and materials under study	Data from processes and materials under study (i.e. identical technology) but from different enterprises	Data from processes and materials under study but from different technology	Data on related processes or materials	Data on related processes on laboratory scale or from different technology

Figura 4.5: Indicatori qualità dei dati secondo ecoinvent data quality system

La natura sperimentale del sistema analizzato permette di selezionare i punteggi mostrati in Figura 4.6 per la maggior parte dei dati, in particolare quelli primari.

	1	2	3	4	5
Reliability	Verified data based on measurements	Verified data partly based on assumptions or non-verified data based on measurements	Non-verified data partly based on qualified estimates	Qualified estimate (e.g. by industrial expert)	Non-qualified estimates
Completeness	Representative data from all sites relevant for the market considered, over and adequate period to even out normal fluctuations	Representative data from > 50% of the sites relevant for the market considered, over an adequate period to even out normal fluctuations	Representative data from only some sites (<< 50%) relevant for the market considered or > 50% of sites but from shorter periods	Representative data from only one site relevant for the market considered or some sites but from shorter periods	Representativeness unknown or data from a small number of sites and from shorter periods
Temporal correlation	Less than 3 years of difference to the time period of the data set	Less than 6 years of difference to the time period of the data set	Less than 10 years of difference to the time period of the data set	Less than 15 years of difference to the time period of the data set	Age of data unknown or more than 15 years of difference to the time period of the data set
Geographical correlation	Data from area under study	Average data from larger area in which the area under study is included	Data from area with similar production conditions	Data from area with slightly similar production conditions	Data from unknown or distinctly different area (North America instead of Middle East, OECD-Europe instead of Russia)
Further technological correlation	Data from enterprises, processes and materials under study	Data from processes and materials under study (i.e. identical technology) but from different enterprises	Data from processes and materials under study but from different technology	Data on related processes or materials	Data on related processes on laboratory scale or from different technology

Figura 4.6: Valori selezionati per gli indicatori durante la fase di inserimento dei dati

Dall'analisi della qualità dei dati, si ottengono i risultati riportati in Tabella 4.1.

Gli indicatori Completezza e Correlazione geografica poiché non è stato possibile quantificare tali indicatori, a causa della sperimentalità del progetto.

Tabella 4.1: Risultati dell'analisi della qualità dei dati

Indicatore	Statistica qualità dei dati per i processi
Affidabilità	66.67%
Completezza	0.0%
Correlazione temporale	66.67%
Correlazione geografica	0.0%
Correlazione con le tecnologie future	66.67%

Dal punto di vista delle categorie, i dati inseriti sono principalmente flussi, energie o di carattere ambientale. Non vengono considerati dati più legati agli ambiti sociali o economici. Di particolare interesse sono le emissioni totali in aria di CO_2, per andare a vedere quanto effettivamente il sistema Up Ash sia in grado di ridurne il rilascio, non solo nella fase specifica di upgrading, ma anche a livello di intero ciclo di vita dell'impianto.
Alcune delle principali categorie sono: materiali grezzi, energia, materiali ausiliari, emissioni in aria, in acqua, nel terreno.
Le fonti utilizzate per i dati non sperimentali sono i database Ecoinvent, Energy Footprint, Elcd, Worldsteel.

4.3. Fase 2: Analisi di Inventario (LCI)

Per svolgere l'analisi di ciclo vita è stato implementato il sistema schematizzato precedentemente in Figura 4.4 nel software openLCA [40]. GreenDelta [41] ha iniziato a sviluppare questo software nel 2006 ed è il primo ad essere open source. Questo significa che è accessibile a tutti e che è visionato ed eventualmente corretto da chiunque.[40]
In figura 4.7 è riportato il diagramma a flusso del sistema Up Ash analizzato con il software.

4.3.1. Composizione Biogas

Per tenere in considerazione i risultati del test "E" è stata inserita la composizione media, per macro-elementi e in traccia, del biogas in ingresso al reattore Up Ash.
È stata ipotizzata una temperatura di 25°C e una pressione pari a quella atmosferica.
Un vantaggio secondario, ma non meno importante, dell'upgrading del biogas è lo sfruttamento e trasformazione proprio di quest'ultimo. Infatti, se non fosse processato in questo modo per diventare biometano, sarebbe emesso in atmosfera. Data l'elevata presenza di metano e il suo potere di riscaldamento globale, si è deciso di valorizzare questo vantaggio considerando tutto il biogas, cioè i suoi composti, come emissioni evitate.
Non sono visibili in figura, ma i componenti sono stati inseriti nel sottoprocesso identificato con il nome "Biogas In" della Figura 4.7.

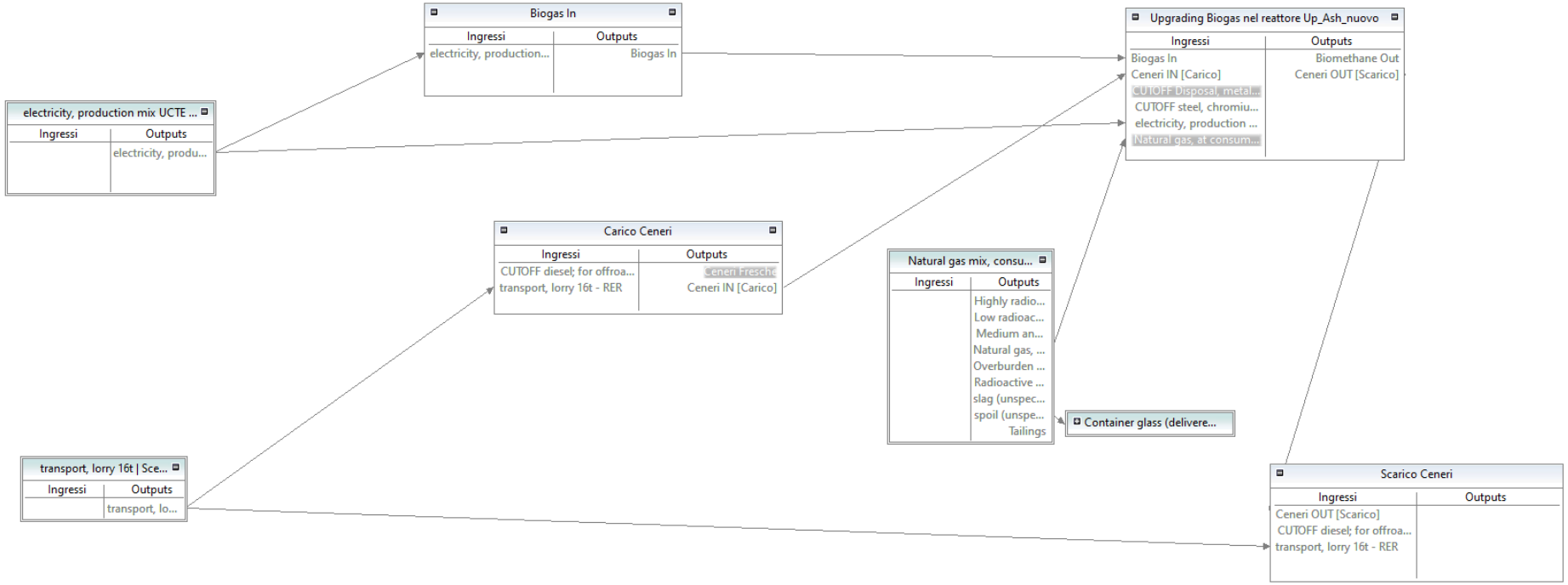


Figura 4.7: Schema dei sottoprocessi e dei flussi del sistema Up Ash all'interno del software openLCA

4.3.2. Pretrattamento Biogas

Nel sottoprocesso "Biogas In", oltre alla composizione del biogas è stato valutato anche il suo pretrattamento. Esso consiste semplicemente nell'aumento di pressione del biogas, effettuato attraverso una soffiante. Perciò, il flusso in ingresso in tale sottoprocesso è l'energia elettrica necessaria al funzionamento della soffiante. Dalla scheda tecnica il valore di potenza ricavato è pari a 250 W, mentre il periodo di funzionamento è quello del test "E", cioè 94.5 ore. L'energia così trovata è stata pesata su 1 Nm^3 di biogas processato. L'energia utilizzata è, per ipotesi, quella prodotta dal mix energetico europeo e immessa nella rete sincrona dell'Europa continentale, indicata con la sigla UCTE, secondo lo scenario realistico-ottimista in cui nel 2050 la concentrazione di CO_2 in atmosfera sarà di 440 ppm.
In uscita al sottoprocesso "Biogas In" c'è il flusso di 1 Nm^3 di biogas nelle condizioni di ingresso al reattore Up Ash.

4.3.3. Reattore Up Ash (con strumentistica)

Il reattore è il cuore del progetto Up Ash. Nell'analisi è stato associato alla strumentistica che permette di esaminare la composizione e condizioni del gas, al suo ingresso e alla sua uscita. I flussi di questo sottoprocesso sono diversi. Innanzitutto, entra il biogas proveniente dalla soffiante. Poi, un altro input è l'energia elettrica necessaria per il funzionamento degli strumenti, elencati in Tabella 4.2.
Per il gas cromatografo Clarus 500 , la scheda tecnica indica la potenza apparente dello strumento; perciò, è stato ipotizzato un valore di fattore di potenza pari a 0.12, cioè quello dei sistemi elettrici a basso voltaggio e di categoria 2.

Tabella 4.2: Consumi e ipotesi di funzionamento della strumentistica del sistema Up Ash

Strumento	Funzionamento	Ore di funzionamento [h]	Potenza [W]	Energia consumata [kWh]
Clarus 500 Perkin Elmer Mass Spectrometer	50%	47,25	312,96	14,78736
Ionicon Analytik GmbH	100%	94,5	500	47,25
MRU Optima 7 Biogas	40%	37,8	6	0,2268

Si è ipotizzato che lo spettrometro di massa Ionicon Analytik sia attivo per tutta la durata del test, ma con un consumo energetico operativo minimo, cioè 500W.

L'energia elettrica totale consumata durante l'esperimento "E" è quindi pari a 62.26 kWh. Questo risultato è stato pesato sul riferimento del sottoprocesso che coincide con l'unità funzionale dell'intera analisi, cioè 1 kWh di biometano processato, come riportato in Tabella 4.3. Anche in questo caso è stata fatta la stessa scelta della soffiante, cioè il mix produttivo UCTE.

Tabella 4.3: Flussi del sottoprocesso Upgrading

Flusso	Quantità pesata sull'unità funzionale	
Biogas	0,172	Nm^3/kWh
Ceneri umide	2,447	kg/kWh
Energia strumentazione	0,762	kWh/kWh
Occupazione suolo	1,542	kg/kWh
Acciaio reattore	0,122	m^2/kWh
CO_2 catturata	-185,176	gCO_2/kWh
Gas naturale evitato	-1	kWh/kWh

Nel test di riferimento, sono stati prodotti 8.02 Nm^3 di biogas con un contenuto energetico pari a 81.74 kWh. Anche la quantità di ceneri è stata riferita a questo valore. Nell'esperimento sono stati usati 200 kg di ceneri con umidità al 34.76%, quindi per ogni kWh di biometano

prodotto circa 2.45 kg. In questo caso, le ceneri sono un flusso sia entrante che uscente dal sottoprocesso, come verrà discusso più avanti.

Altro elemento considerato è l'occupazione del suolo. L'impianto, durante il suo ipotetico funzionamento, sottrarrà ad altre funzioni una determinata superficie del terreno. Trattandosi di un sistema relativamente semplice, con basso rischio di guasti e rotture, si può ipotizzare che possa lavorare per 10 anni, su una area pari a 10 m^2 . Per inserire tale valore all'interno dell'analisi, è opportuno pesarlo relativamente al quantitativo energetico del biometano prodotto non solo nel test "E", ma per l'intera vita ipotetica dell'impianto. Come già accennato in precedenza, si può stimare che avvengano circa quaranta cicli all'anno, escludendo i mesi invernali in cui la Fondazione FEM non è operativa. Si otterrebbero così poco più di 370 Nm^3 di biometano all'anno e, in 10 anni, un'energia di quasi 33 MWh.

Le stesse considerazioni sono state fatte per il materiale di cui è composto il reattore, acciaio inox AISI 316L [39]. Inoltre, si è considerata la possibilità di evitare lo smaltimento diretto in discarica a fine vita del reattore e quindi di riciclare l'acciaio.

Il fulcro del sistema Up Ash è che, oltre a produrre biometano, cattura parte dell'anidride carbonica presente nel biogas da digestione anaerobica, in particolare nel test "E" circa 116 kg_{CO2}/kg ceneri secche. Anche questo flusso è stato pesato in riferimento al biometano prodotto nel ciclo ed il suo valore viene riportato in Tabella 4.3 con valore negativo, per sottolineare l'emissione evitata.

Infine, viene considerato un ulteriore vantaggio dato dall'utilizzo del sistema Up Ash. Infatti, in concomitanza con la produzione di biometano si evita la produzione, dall'estrazione alla rete, di un flusso di gas naturale con lo stesso quantitativo energetico.
Tutta la filiera dell'estrazione e produzione del gas naturale viene mostrata in Figura 4.7 dal sottoprocesso nominato "Natural gas mix, consumption mix, to consumer, technology mix, medium pressure level (<1bar)-EU" e tutti i sottoprocessi a monte di questo.
Si tratta della catena produttiva del gas naturale che include la perforazione di pozzi, la produzione e la lavorazione, così come il trasporto in gasdotti e cisterne per GNL (gas naturale liquefatto). Sono state considerate metodologie di estrazione convenzionali e non convenzionali (shale gas, tight gas, metano da carbone), entrambe includendo parametri

come il consumo di energia, le distanze di trasporto, le tecnologie di trattamento del gas per ogni paese produttore. Infatti, tutti i paesi fornitori di gas naturale contribuiscono con le loro quote interne, tratte dalle statistiche nazionale, al mix di gas naturale, come mostrato in Figura 4.8.

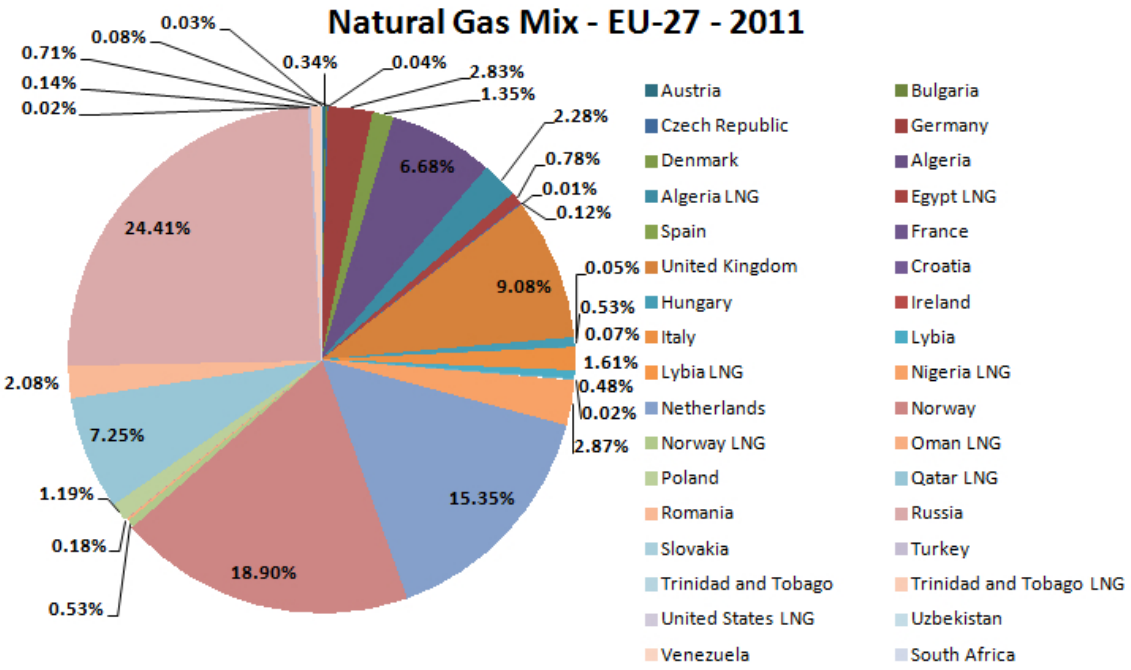


Figura 4.8: Contributi di ogni paese fornitore di gas naturale nel mix considerato

Il sottoprocesso "Container glass" tiene in considerazione la tecnologia attuale delle camere di combustione e dei sistemi di abbattimento utilizzati nella maggior parte degli impianti europei. La modellazione è stata realizzata su più livelli. In primo luogo, vengono modellate le singole centrali in servizio nelle reti nazionali, includendo anche le perdite. In secondo luogo, vengono modellati gli standard nazionali di emissione ed efficienza delle centrali elettriche. In terzo luogo, si considera anche la fornitura specifica per paese.

Tuttavia, tutti questi sottoprocessi derivanti dal software openLCA non tengono in considerazione della risorsa energetica primaria di gas naturale che, in questo caso, non viene estratta. Perciò si è dovuto aggiungere un flusso evitato nel processo "Upgrading". Ciò

significa che gli eventuali impatti o benefici legati a ciò non saranno direttamente visibili nei sottoprocessi "Natural gas mix" , ma saranno una quota di quelli del processo "Upgrading".

4.3.4. Ceneri

Il carico e lo scarico delle ceneri hanno alcuni elementi in comune. Per esempio, la movimentazione del reattore e delle ceneri avviene in entrambi i casi utilizzando un mezzo agricolo dotato di muletto, con motore da 80 CV. Il consumo medio di motori di questa taglia è intorno a 14.5 kg_{diesel}/ora. L'insieme delle due operazioni dura circa 30 minuti, che sono stati equamente suddivisi nei due sottoprocessi.

Un altro elemento comune alle due operazioni è il trasporto delle ceneri, ma cambiano notevolmente i valori delle distanze da percorrere. Nella fase di carico, le ceneri devono essere trasportate dalla centrale di teleriscaldamento della FEM fino al sito del progetto. Sono stati ipotizzati 500 m. Dopo lo scarico invece, vengono portate alla discarica più vicina per lo smaltimento. La discarica "Ischia Podetti" di Trento è la più prossima, lontana circa 23 km dalla FEM.

Si tratta in entrambi i casi di trasporto su camion, in particolare è stato scelto il trasporto su strada, su camion di medio-piccola taglia, con carico massimo di 16 tonnellate, riferito ai paesi europei (RER).

Infatti, per 40 cicli all'anno, sarebbero necessarie circa 8000 kg di ceneri tal quali. Caricando completamente il camion, basterebbero 5 trasporti in discarica e 5 trasporti dalla centrale all'anno.

È stato considerato anche il contributo legato allo smaltimento in discarica delle ceneri. Tuttavia, bisogna sottolineare che la soluzione migliore per mantenere la CO_2 legata e stabilizzata alle ceneri sarebbe di utilizzarle nei cementifici o per la produzione di fondi stradali.

Perciò, considerare anche lo smaltimento in discarica non sarebbe del tutto corretto, ma l'errore va comunque a sottostimare la riduzione di gas serra poiché si tratta di un processo aggiuntivo, che avviene soltanto nella realtà del progetto sperimentale.

4.3.5. Risultati dell'inventario

Vengono qui riportati i risultati dell'inventario, ossia la quantità di ogni flusso entrante e uscente dai confini del sistema studiato. Per una questione di numerosità dei dati, sono stati trascurati quelli con un ordine inferiori a 10^{-6}. Tutti i valori sono riferiti all'unità funzionale del sistema, cioè 1 kWh di biometano prodotto nelle condizioni adatte all'immissione in rete. I flussi sono stati raggruppati secondo l'elemento da cui sono stati estratti o verso cui sono stati emessi, dalla Tabella 4.4 alla 4.12.

4.3.5.1. Input

Tabella 4.4: Flussi in ingresso in ARIA per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/Emissione nell'aria/bassa densità di popolazione	Calore, disperso	-7,652E+01	kWh	Energia
Flussi elementari/ Risorse/in aria	Energia, cinetica (nel vento), convertita	1,720E-01	kWh	Energia
	Energia primaria solare	2,825E-03		
	Energia primaria eolica	-4,563E-04		
	Anidride carbonica	8,083E-04	kg	Massa
	Ossigeno	9,424E-05		
	Aria	-6,986E-02		
Risorse/Risorse dall'aria/Risorse energetiche rinnovabili dall'aria	Energia primaria solare	-9,929E-04	kWh	Potere calorifico netto
	Energia primaria eolica	-5,596E-04		
Risorse/Risorse dall'aria/Risorse materiali rinnovabili dall'aria	Anidride carbonica (biogenica)	-2,262E-04	kg	Mass

Tabella 4.5: Flussi in ingresso in ACQUA per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Risorsa/ in acqua	Energia, potenziale (in serbatoio idroelettrico), convertito	2,039E-01	kWh	Energia
	Energia primaria idrica	-2,134E-03		
	Acqua, nel terreno	-5,032E-02	kg	Massa
	Acqua, in superficie	-4,219E-02		
	Acqua	-2,926E-02		
	Acqua, uso in turbina	2,336E+00	Nm^3	Volume
	Acqua, salata, oceano	3,776E-02		
	Acqua, fiume	3,192E-03		
	Acqua, origine naturale non specificata	1,517E-04		
	Acqua, salata, fondo	6,298E-06		
	Acqua, lago	2,031E-06		
	Acqua, raffreddamento, origine naturale non specificata	-2,564E+01		
	Acqua, fonte	- 2,102E+00		
	Volume occupato dal bacino	1,766E-02	m^3*a	Volume*tempo
Flussi elementari/Flussi elementari non mappati/Flussi Gabi/Flussi mappati/Risorse non mappate - Gabi/Risorse dall'acqua non mappate - Gabi	Acqua (Acqua piovana)	-1,449E-02	kg	Massa
Risorse/ Risorse idriche/ Risorse energetiche rinnovabili dall'acqua	Energia primaria idrica	-5,351E-04	kWh	Potere calorifico netto

	Acqua marina	-2,482E-02	kg	Massa
	Acqua alle turbine-FR	-1,474E-03		
	Acqua alle turbine-AT	-1,365E-03		
	Acqua alle turbine-DE	-8,221E-04		
	Acqua alle turbine-SE	-7,842E-04		
	Acqua alle turbine- IT	-5,378E-04		
	Acqua alle turbine-NO	-2,401E-04		
	Acqua alle turbine-CH	-2,399E-04		
	Acqua alle turbine- SI	-1,563E-04		
	Acqua alle turbine- FI	-1,183E-04		
	Acqua to turbine	-1,137E-04		
	Acqua alle turbine-LV	-1,117E-04		
	Acqua alle turbine-CZ	-7,963E-05		
Risorse/ Risorse idriche/ Risorse materiali rinnovabili dall'acqua	Acqua di fiume	-3,547E-05		
	Acqua alle turbine-RU	-3,457E-05	Nm^3	Volume
	Acqua alle turbine-PT	-3,293E-05		
	Acqua alle turbine-ES	-3,264E-05		
	Acqua alle turbine-SK	-2,808E-05		
	Acqua di fiume - DE	-2,435E-05		
	Acqua alle turbine-RO	-1,863E-05		
	Acqua di fiume - FR	-1,584E-05		
	Acqua alle turbine-BE	-1,571E-05		
	Acqua alle turbine-BG	-1,188E-05		
	Acqua alle turbine-BA	-9,248E-06		
	Acqua di fiume - ES	-9,226E-06		
	Acqua di fiume - PL	-7,679E-06		
	Acqua alle turbine-GB	-7,190E-06		
	Acqua alle turbine-UA	-7,184E-06		

Acqua alle turbine-HU	-6,828E-06
Acqua alle turbine-RS	-5,915E-06
Acqua alle turbine-MK	-5,826E-06
Acqua alle turbine-IE	-5,812E-06
Acqua di fiume - BE	-5,340E-06
Acqua alle turbine-GR	-5,176E-06
Acqua di fiume - IT	-5,169E-06
Acqua di fiume - BG	-4,889E-06
Acqua alle turbine-TR	-4,409E-06
Acqua di fiume - HU	-3,667E-06
Acqua alle turbine-NL	-3,446E-06
Acqua di lago	-2,888E-06
Acqua di fiume - EE	-2,453E-06
Acqua di fiume - RO	-2,438E-06
Acqua di fiume - NL	-2,066E-06
Acqua alle turbine-PL	-2,006E-06
Acqua di fiume - SK	-1,770E-06
Acqua alle turbine-NG	-1,595E-06
Acqua di fiume - CZ	-1,403E-06
Acqua di fiume - GB	-1,369E-06
Acqua di fiume - PT	-1,246E-06
Acqua alle turbine-EE	-1,241E-06
Acque sotterranee - DE	-1,226E-06
Acqua di fiume - UA	-1,082E-06

Tabella 4.6: Flussi in ingresso nel SOTTOSUOLO per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Risorsa/in terra	Energia primaria da geotermia	-8,794E-05	kWh	Energia
	Gas naturale; 44.1 MJ/kg	-5,634E-02	kWh	Potere calorifico netto
	Uranio	-2,074E-02		
	Petrolio grezzo; 42.3 MJ/kg	-1,912E-02		
	Antracite; 26.3 MJ/kg	-1,564E-02		
	Lignite; 11.9 MJ/kg	-4,732E-03		
	Torba; 8.4 MJ/kg	-8,673E-05		
	Ghiaia	2,679E-02	kg	Massa
	Carbon fossile, non specificato	2,469E-02		
	Petrolio greggio	8,287E-03		
	Ferro, 46% minerale, 25% minerale grezzo	1,321E-03		
	Lignite	3,862E-04		
	Cloruro di sodio	2,568E-04		
	Argilla, non specificato	1,413E-04		
	Barite, 15% minerale grezzo	1,295E-04		
	Nickel, 1.98% in silicati, 1.04% minerale grezzo	6,217E-05		
	Piombo, 5%, in solfuro, Pb 2.97% e Zn 5.34% minerale grezzo	4,042E-05		
	Argilla, bentonite	3,545E-05		
	Cromo, 25.5% in cromite, 11.6% minerale grezzo	2,163E-05		
	Alluminio, 24% in bauxite, 11% minerale grezzo	2,042E-05		
	Magnesite, 60% minerale grezzo	1,833E-05		
	Fluorite, 92%	8,967E-06		
	Rame, 2.19% in solfuro, Cu 1.83% e Mo 8.2E-3% minerale grezzo	8,535E-06		
	Uranio	5,840E-06		
	Rame, 1.18% in solfuro, Cu 0.39% e Mo 8.2E-3% minerale grezzo	5,630E-06		

	Manganese, 35.7% in depositi sedimentari, 14.2% minerale grezzo	3,540E-06		
	Basalto	3,500E-06		
	TiO2, 45-60% in Ilmenite, nel terreno	3,217E-06		
	Sabbia, non specificato	2,655E-06		
	Zinco 9%, in solfuro, Zn 5.34% e Pb 2.97% minerale grezzo	2,510E-06		
	Molibdeno, 0.11% in solfuri, Mo 4.1E-2% e Cu 0.36% minerale grezzo	2,471E-06		
	Rame, 1.42% in solfuri Cu 0.81% e Mo 8.2E-3% minerale grezzo	1,717E-06		
	Zolfo, nel terreno	1,300E-06		
	Molibdeno, 0.022% in solfuri, Mo 8.2E-3% e Cu 0.36% minerali grezzi	1,224E-06		
	Roccia metamorfa contenente grafite	-3,550E-02		
	Sabbia, quarzo	-9,853E-03		
	Carbonato di calcio	-4,858E-03		
	Cloruro di sodio	-4,181E-03		
	Terriccio	-3,740E-03		
	Dolomite	-6,032E-04		
	Caolino	-2,921E-04		
	Cromo	-6,867E-05		
	Colemanite	-3,862E-05		
	Lantanio	-3,100E-05		
	Ferro	-2,900E-05		
	Barite	-2,407E-05		
	Neodimio	-2,067E-05		
	Aggregati, naturali	-1,331E-05		
	Cloruro di Magnesio	-8,032E-06		
	Nickel	-7,213E-06		
	Bauxite	-1,131E-06		
	Gas, naturale	5,274E-02	Nm^3	Volume
	Gas, miniera, off-gas, processo, estrazione del carbone	2,385E-04		
Risorse/Risorse da terra/Risorse	Gas naturale	-2,755E-01	kWh	Potere calorifico netto
	Antracite	-1,748E-03		
	Lignite	-1,188E-03		

energetiche non rinnovabili da terra	Petrolio greggio	-1,077E-03		
	Torba	-1,603E-05		
Risorse/Risorse da terra/Risorse materiali non rinnovabili da terra	Rocce inerti	-6,666E-03	kg	Massa
	Carbonato di calcio	-7,006E-05		
	Bentonite	-2,635E-05		
	Argilla	-1,853E-06		
	Sabbia quarzo	-1,425E-06		
Risorse/Risorse da terra/Risorse energetiche rinnovabili da terra	Energia primaria da geotermia	-2,434E-05	kWh	Potere calorifico netto

Tabella 4.7: Flussi in ingresso di tipo SUOLO per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Risorsa/terreno	Trasformazione, in non specificato	5,181E-04	m^2	Area
	Trasformazione, in foresta, intensiva, ciclo breve	4,994E-04		
	Trasformazione, a sito di estrazione mineraria	3,169E-05		
	Trasformazione, da foreste	2,934E-05		
	Trasformazione, da mare e oceano	2,278E-05		
	Trasformazione in discarica, benthos	2,277E-05		
	Trasformazione, da foresta, estensiva	9,354E-06		
	Trasformazione, in foresta, intensiva, normale	9,123E-06		
	Trasformazione, in arabile, non irrigata	7,395E-06		
	Trasformazione, da arabile, non irrigata	7,389E-06		
	Trasformazione, in bacini d'acqua	5,493E-06		
	Trasformazione, in arabile	4,378E-06		
	Trasformazione, da pascolo e prato	3,270E-06		
	Trasformazione, in corsi d'acqua artificiali	2,772E-06		
	Trasformazione in area industriale	2,585E-06		
	Trasformazione, in eterogeneo, agricolo	1,947E-06		
	Trasformazione, da terra arbustiva, sclerofilla	1,828E-06		
	Trasformazione, in foresta	1,665E-06		
	Trasformazione, in discarica	1,513E-06		
	Trasformazione, in zona di traffico, rete stradale	1,437E-06		
	Trasformazione, da sito di estrazione mineraria	1,395E-06		
	Occupazione, mare e oceano	2,332E+04	m^2*a	Area*tempo
	Occupazione, foresta, intensiva, ciclo breve	9,987E-03		

	Occupazione, eterogeneo, agricolo, IT	3,059E-03		
	Occupazione, foresta, intensiva, normale	1,331E-03		
	Occupazione, bacini d'acqua artificiale	6,064E-04		
	Occupazione, zona di traffico, rete stradale	3,021E-04		
	Occupazione, corsi d'acqua artificiali	2,258E-04		
	Occupazione, discarica	1,878E-04		
	Occupazione sito di estrazione mineraria	8,817E-05		
	Occupazione, zona di traffico, terrapieno stradale	6,693E-05		
	Occupazione, discarica, benthos	2,277E-05		
	Occupazione, area industriale built up	1,943E-05		
	Occupazione, area industriale, vegetazione	1,441E-05		
	Occupazione, sito costruttivo	1,439E-05		
	Occupazione, foresta, intensiva	1,410E-05		
	Occupazione, zona di traffico, rete ferroviaria	6,647E-06		
	Occupazione, zona di traffico, terrapieno rete ferroviaria	5,554E-06		
	Occupazione, arabile, non irrigato	3,842E-06		
	Occupazione, coltura permanente frutticola, intensiva	2,700E-06		
	Occupazione, terreno arbustivo, sclerofillo	2,269E-06		
	Occupazione, area industriale, benthos	1,739E-06		
	Occupazione, area industriale	-1,449E+02		
Uso del suolo/ Occupazione suolo	Foresta utilizzata	-7,071E-05	m^2*a	Area*tempo
	Arabile, irrigato, intensivo	-4,031E-05		
	Arabile, non irrigato, intensivo	-1,093E-05		
Uso del suolo/	da foresta, utilizzata	-7,074E-05	m^2	Area
	in foresta, utilizzata	-7,071E-05		

Trasformazione suolo	da arabile, irrigato, intensivo	-4,032E-05
	In arabile, irrigato, intensivo	-4,031E-05
	da arabile, non irrigato, intensivo	-1,095E-05
	in arabile, non irrigato, intensivo	-1,093E-05

Tabella 4.8: Altri flussi in ingresso per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Produzione/Prodotti Petroliferi	Diesel; per uso fuoristrada; presso la raffineria, S%0.002	8,8700E-02	kg	Massa
Produzione/Metalli/ Flussi di metalli	Acciaio, al cromo, 18/8 - GLO	3,8549E-03		
Gestione dei rifiuti e servizi di bonifica/ Flussi di rifiuti	Smaltimento, metalli, al riciclo	-3,8549E-03		
Flussi elementari/ Risorse/biotiche	Energia, potere calorifico superiore, in biomassa	2,9199E-03	kWh	Energia

4.3.5.2. *Output*

Tabella 4.9: Flussi in uscita in ARIA per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Emissioni in aria/ Alta densità di popolazione	Calore, disperso	4,689E-01	kWh	Energy
	Anidride carbonica, fossile	4,233E-02	kg	Mass
	Anidride carbonica, biogenica	1,558E-04		
	Ossidi di azoto (NO_x)	5,237E-05		
	Anidride solforosa	2,966E-05		
	Monossido di carbonio fossile	1,601E-05		
	Metano, fossile	6,798E-06		
	Etano	3,718E-06		
	Pentano	3,629E-06		
	Ossido di diazoto	3,559E-06		
	Butano	2,910E-06		
	NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	2,560E-06		
	Particolato, < 2.5 μm	2,509E-06		
	Esano	2,319E-06		
	Propano	2,316E-06		
	Particolato, > 10 μm	1,064E-06		
	Solfati	1,004E-06		
	Specie radioattive, altri emettitori beta	3,260E-05	kBq	Radioattività
Flussi elementari/ Emissioni in aria/ Bassa densità di popolazione	Anidride carbonica, fossile	1,313E-02	kg	Mass
	Metano, fossile	3,829E-04		
	Anidride solforosa	1,142E-04		
	Ossidi di azoto (NO_x)	1,005E-04		
	Particolato, > 10 μm	5,503E-05		
	NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	5,475E-05		
	Monossido di carbonio, fossile	2,423E-05		

	Anidride carbonica, biogenica	2,164E-05		
	Monossido di carbonio, trasformazione suolo	1,944E-05		
	Etano	1,182E-05		
	Cloruro di idrogeno	7,768E-06		
	Particolato, > 2.5 μm, e < 10 μm	6,169E-06		
	Particolato, < 2.5 μm	5,272E-06		
	Ossido di diazoto	4,812E-06		
	Metano, biogenico	3,623E-06		
	Propano	3,477E-06		
	Ammoniaca	2,353E-06		
	Acido solfidrico	1,924E-06		
	Gas nobili, radioattivi, non specificato	9,825E+01		
	Radon-222	4,421E+00		
	Hydrogen-3, Tritium	3,697E-02		
	Carbon-14	1,673E-02		
	Xenon-133	3,699E-04		
	Krypton-85	1,500E-04		
	Xenon-135	1,485E-04		
	Xenon-135m	9,274E-05		
	Uranio alpha	7,695E-05		
	Radium-226	4,885E-05		
	Xenon-138	2,100E-05		
	Polonium-210	1,711E-05		
	Uranium-238	1,694E-05	kBq	Radioattività
	Uranium-234	1,669E-05		
	Lead-210	1,126E-05		
	Xenon-131m	1,032E-05		
	Iodine-129	1,024E-05		
	Krypton-85m	8,281E-06		
	Argon-41	6,822E-06		
	Thorium-230	5,303E-06		
	Iodine-131	3,588E-06		
	Xenon-137	2,770E-06		
	Krypton-88	2,530E-06		
	Krypton-87	2,014E-06		
	Thorium-234	1,431E-06		
	Protactinium-234	1,430E-06		
	Krypton-89	1,012E-06		

Flussi elementari/ Emissioni in aria/ bassa densità di popolazione – lungo termine	Calore, dissipato	2,289E-03	kWh	Energia
	Radon-222	1,854E+02	kBq	Radioattività
Flussi elementari/ Emissioni in aria/ Non specificato	Calore, dissipato	5,425E-02	kWh	Energia
	Anidride carbonica, fossile	1,874E-02	kg	Mass
	Ossidi di azoto (NO_x)	1,611E-04		
	Monossido di carbonio, fossile	1,185E-04		
	NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	5,518E-05		
	Particolato, < 2.5 μm	1,387E-05		
	Acqua	4,698E-06		
	Particolato, > 2.5 μm, e < 10 μm	4,158E-06		
	Allumino	3,058E-06		
	Metano, fossile	1,540E-06		
	Ossido di diazoto	1,012E-06		
	Anidride carbonica, biogenica	-1,852E-01		
	Metano, biogenico	-7,407E-02		
	Aria, usata	-5,777E-02		
	Vapore acqueo	-3,727E-02		
	Anidride carbonica	-2,678E-02		
	Anidride solforosa	-9,057E-05		
	Particolato, > 10 μm	-7,173E-05		
	Metano	-5,391E-05		
	Ossigeno	-4,888E-05		
	Monossido di azoto	-4,011E-05		
	Diossido di azoto	-3,897E-05		
	Monossido di carbonio	-3,081E-05		
	Ammoniaca	-5,041E-06		
	Monossido di carbonio, biogenico	-4,271E-06		
	Metantiolo	-3,957E-06		
	Idrogeno	-3,661E-06		
	Anidride solforica	-2,438E-06		
	Azoto, atmosferico	-2,411E-06		
	Etano	-1,860E-06		
	Propano	-1,540E-06		

	Cloruro	-1,033E-06		
	Aerosol, radioattivi, non specificati	1,807E-06	kBq	Radioattività
	Krypton-85	-5,080E+00		
	Radon-222	-7,404E-02		
	Xenon-133	-6,794E-04		
	Hydrogen-3, Tritium	-5,860E-04		
	Argon-41	-3,008E-04		
	Xenon-135	-2,246E-04		
	Carbon-14	-1,380E-04		
	Xenon-138	-7,584E-06		
	Xenon-131m	-4,151E-06		
	Uranium-238	-1,660E-06		
	Uranium-235	-1,241E-06		
Emissioni/ Emissioni in aria/ Non specificato	Acqua (evapotraspirazione)	-1,508E-02	kg	Massa
	Anidride carbonica (fossile)	-6,085E-03		
	Anidride carbonica (biogenica)	-2,174E-04		
	metano (fossile)	-1,647E-04		
	anidride solforosa	-1,369E-05		
	diossido di azoto	-1,071E-05		
	etano	-8,859E-06		
	Monossido di carbonio (fossile)	-7,964E-06		
	propano	-6,120E-06		
	composti organici volatili (no metano)	-5,594E-06		
	azoto	-4,434E-06		
	Anidride carbonica (cambiamento uso suolo	-2,291E-06		
	n-butano	-1,873E-06		
	Calore disperso	-5,974E-03	kWh	Potere calorifico netto
	radon-222	-1,424E-02	kBq	Radioattività
	krypton-85	-1,365E-02		
	xenon-135	-3,121E-04		
	xenon-133	-2,492E-04		
	hydrogen-3	-2,063E-04		
	carbon-14	-6,236E-05		
	xenon-138	-5,143E-05		
	xenon-137	-4,685E-05		

	argon-41	-2,268E-05		
	xenon-131	-1,255E-05		

Tabella 4.10: Flussi in uscita in ACQUA per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Acqua dolce	Cloruri	-1,846E-03	kg	Massa
	Calcio	-7,132E-04		
	Sodio	-3,578E-04		
	Particolato, > 10 µm	-2,114E-04		
	Solfati	-1,601E-05		
	COD, Chemical Oxygen Demand	-8,604E-06		
	Fluoruro	-3,635E-06		
	Ferro	-3,300E-06		
	Ammoniaca	-2,138E-06		
	Boro	-1,074E-06		
	Calore, disperso	-3,546E-03	kWh	Potere calorifico netto
	Hydrogen-3, Tritium	-2,009E-01	kBq	Radioattività
	Radium-226	-2,241E-03		
	Cesium-137	-6,391E-05		
	Uranium-238	-3,962E-05		
	Cobalt-60	-2,963E-05		
	Iodine-129	-1,966E-05		
	Cesium-134	-6,911E-06		
	Carbon-14	-6,883E-06		
	Strontium-90	-6,565E-06		
	Manganese-54	-4,594E-06		
Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Acqua sotterranea	Cloruri	2,384E-04	kg	Mass
	Solfati	1,278E-05		
	Residui solidi	3,864E-06		
	Solidi, inorganici	2,068E-06		

Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Acqua sotterranea – lungo termine	Calore, disperso	6,061E-05	kWh	Energy
	Silicio	1,295E-04	kg	Mass
	Calcio, ione	2,875E-05		
	COD, Chemical Oxygen Demand	2,346E-05		
	Solfati	1,595E-05		
	DOC, Dissolved Organic Carbon	1,010E-05		
	TOC, Total Organic Carbon	1,010E-05		
	BOD5, Biological Oxygen Demand	9,386E-06		
	Alluminio	9,312E-06		
	Sodio, ione	4,883E-06		
	Potassio, ione	3,528E-06		
	Ferro, ione	2,895E-06		
	Cloruri	2,071E-06		
	Magnesio	1,744E-06		
	Fosfato	1,604E-06		
Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Oceano	Solidi sospesi, non specificato	5,010E-05	kg	Mass
	Sodio, ione	4,890E-05		
	COD, Chemical Oxygen Demand	2,259E-05		
	BOD5, Biological Oxygen Demand	2,244E-05		
	Barite	1,419E-05		
	DOC, Dissolved Organic Carbon	7,129E-06		
	TOC, Total Organic Carbon	7,125E-06		
	Olii, non specificato	7,112E-06		
	Cloruri	6,442E-06		
	Calcio, ione	5,451E-06		
	Solfati	1,498E-06		
	Nitrati	1,268E-06		
	Acidi carbossilici, non specificati	1,049E-06		
	Particolato, > 10 μm	-1,213E-05		
	Hydrogen-3, Tritium	3,959E+00	kBq	Radioattività
	Specie radioattive, Nuclidi, non specificati	9,942E-03		
	Cesium-137	1,905E-03		
	Strontium-90	2,118E-04		
	Thorium-228	3,196E-05		
	Attinoidi, radioattivi, non specificati	1,663E-05		
	Radium-228	1,597E-05		

	Radium-226	1,423E-05		
	Radium-224	7,986E-06		
	Polonium-210	1,968E-06		
	Piombo-210	1,290E-06		
Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Fiume	Calore, disperso	3,269E-03	kWh	Energia
	Cloruri	2,059E-04	kg	Massa
	Solfati	1,457E-04		
	Sodio, ione	1,261E-04		
	COD, Chemical Oxygen Demand	9,803E-05		
	BOD5, Biological Oxygen Demand	9,235E-05		
	TOC, Total Organic Carbon	2,814E-05		
	DOC, Dissolved Organic Carbon	2,806E-05		
	Olii, non specificati	2,747E-05		
	Calcio, ione	1,670E-05		
	Residui solidi	9,943E-06		
	Solidi sospesi, non specificati	7,216E-06		
	Potassio, ione	3,001E-06		
	Magnesio	2,444E-06		
	Nitrate	2,170E-06		
	Stronzio	2,066E-06		
	Alluminio	1,917E-06		
	Solidi, inorganici	1,667E-06		
	Ammonio, ione	1,406E-06		
	Acidi carbossilici, non specificati	1,263E-06		
	Ferro, ione	1,105E-06		
	Hydrogen-3, Tritium	1,030E+00	kBq	Radioattività
	Radium-226	1,650E-02		
	Thorium-230	3,613E-03		
	Uranio alpha	1,524E-03		
	Carbon-14	4,523E-04		
	Uranium-238	8,002E-05		
	Strontium-90	7,036E-05		
	Thorium-228	6,865E-05		
	Uranium-235	5,243E-05		
	Radium-228	3,432E-05		
	Uranium-234	3,177E-05		
	Thorium-234	2,649E-05		
	Protactinium-234	2,648E-05		
	Radium-224	1,716E-05		

	Specie radioattive, Nuclidi, non specificati	1,528E-05		
	Cobalt-58	1,397E-05		
	Manganese-54	1,098E-05		
	Cobalt-60	8,049E-06		
	Silver-110	3,503E-06		
	Chromium-51	2,415E-06		
	Cesium-137	1,137E-06		
Flussi elementari/ Emissioni in acqua/ Non specificato	Calore, disperso	3,539E-05	kWh	Energia
	Cloruri	4,623E-04	kg	Massa
	Sodio, ione	4,071E-05		
	COD, Chemical Oxygen Demand	1,392E-05		
	BOD5, Biological Oxygen Demand	1,391E-05		
	DOC, Dissolved Organic Carbon	5,446E-06		
	TOC, Total Organic Carbon	5,446E-06		
Emissioni/ Emissioni in acqua / Emissioni in acqua dolce	particolato(> PM10)	-6,176E-05	kg	Mass
	Cloruri	-2,983E-05		
	Solfati	-3,003E-06		
	COD, chemical oxygen demand	-2,335E-06		
	fluoruro	-1,089E-06		
	Calore disperso	-1,388E-03	kWh	Potere calorifico netto
	hydrogen-3	-2,425E-03	kBq	Radioattività
	radium-226	-3,033E-04		
	thorium-230	-6,819E-06		
	uranium-238	-2,843E-06		
	uranium-234	-2,604E-06		
	Acqua da turbine- FR	-1,474E-03	Nm^3	Volume
	Acqua da turbine- AT	-1,365E-03		
	Acqua da turbine- DE	-8,219E-04		
	Acqua da turbine- SE	-7,832E-04		
	Acqua da turbine- IT	-5,372E-04		
	Acqua da turbine- NO	-2,400E-04		
	Acqua da turbine- CH	-2,398E-04		
	Acqua da turbine- SI	-1,563E-04		
	Acqua da turbine	-1,485E-04		
	Acqua da turbine- FI	-1,181E-04		
	Acqua da turbine- LV	-1,117E-04		
	Acqua da turbine- CZ	-7,960E-05		

	Acqua da turbine- RU	-3,453E-05		
	Acqua da turbine- PT	-3,275E-05		
	Acqua da turbine- ES	-3,175E-05		
	Acqua da turbine- SK	-2,802E-05		
	Acqua da raffreddamento- DE	-2,340E-05		
	Acqua da turbine- RO	-1,833E-05		
	Acqua da turbine- BE	-1,569E-05		
	Acqua da raffreddamento- FR	-1,421E-05		
	Acqua da turbine- BG	-1,176E-05		
	Acqua da turbine- BA	-9,247E-06		
	Acqua da raffreddamento- ES	-8,811E-06		
	Acqua da raffreddamento- PL	-7,380E-06		
	Acqua da turbine- UA	-7,177E-06		
	Acqua da turbine- GB	-7,044E-06		
	Acqua da turbine- HU	-6,828E-06		
	Acqua da turbine- RS	-5,913E-06		
	Acqua da turbine- MK	-5,825E-06		
	Acqua da turbine- IE	-5,804E-06		
	Acqua da raffreddamento- BE	-5,218E-06		
	Acqua da turbine- GR	-5,035E-06		
	Acqua da raffreddamento- IT	-4,943E-06		
	Acqua da raffreddamento- BG	-4,786E-06		
	Acqua da turbine- TR	-4,397E-06		
	Acqua da raffreddamento- HU	-3,629E-06		
	Acqua da turbine- NL	-3,446E-06		
	Acqua da raffreddamento- EE	-2,436E-06		
	Acqua da raffreddamento- RO	-2,336E-06		
	Acqua da raffreddamento- NL	-2,006E-06		
	Acqua da turbine- PL	-1,952E-06		
	Acqua da raffreddamento	-1,763E-06		
	Acqua da raffreddamento- SK	-1,721E-06		
	Acqua da turbine- NG	-1,594E-06		
	Acqua da turbine- EE	-1,241E-06		
	Acqua da raffreddamento- PT	-1,208E-06		
	Acqua da raffreddamento- CZ	-1,124E-06		
	Acqua da raffreddamento- UA	-1,069E-06		
Emissioni/ Emissioni in acqua /	Cloruri	-7,130E-06	kg	Massa
	Calore disperso	-1,109E-05	kWh	Potere calorifico netto
	hydrogen-3	-2,168E-02	kBq	Radioattività

Emissioni in acqua di mare	carbon-14	-1,650E-05		
	ruthenium-106	-8,922E-06		
	iodine-131	-2,899E-06		
	cesium-137	-2,652E-06		
	Acqua	-2,704E-05	Nm^3	Volume

Tabella 4.11: Flussi in uscita nel TERRENO per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
Flussi elementari/ Emissioni nel terreno/ foreste	Olii, non specificato	3,410E-05	kg	Massa
Flussi elementari/ Emissioni nel terreno/ industriale	Calore, disperso	2,603E-06	kWh	Energia
	Calcio	2,531E-06	kg	Massa
	Cloruri	2,214E-06		
	Carbonio	1,898E-06		
	Ferro	1,265E-06		
	Sodio	1,265E-06		
Flussi elementari/ Emissioni nel terreno/ non specificato	Calore, disperso	7,777E-04	kWh	Energia
	Cloruri	6,071E-05	kg	Massa
	Sodio	-1,640E-05		
	Calcio	-1,196E-05		
	Magnesio	-1,972E-06		
	Fosfato	-1,783E-06		
	Potassio	-1,535E-06		
Flussi elementari/ Risorse/ nel terreno	Volume occupato, deposito finale per rifiuti radioattivi	1,118E+02	Nm^3	Volume
	Volume occupato, deposito finale per rifiuti radioattivi poco attivi	1,085E+02		

Tabella 4.12: Altri flussi in uscita per kWh di biometano prodotto

Categoria di Flusso	Flusso	Quantità	Unità	Proprietà flusso
	Biometano	1,000E+00	kWh	Energia
	Ceneri Fresche	-2,447E+00	kg	Massa
Merci depositate/ rifiuti radioattivi	Radioactive tailings	-3,910E-06		
Merci depositate/ Stoccaggio merci	Sovraccarico	-4,547E-02		
	Rifiuti (depositati)	-1,676E-05		
	Tailings	-1,466E-05		
Flussi elementari/ Rifiuto /non specificato	Rifiuto in discarica inerte	2,447E+00		
Produzione di materiali/vetro e ceramiche	Vetro (formato e finito)	-3,606E-02		
Produzione residui nel ciclo di vita/rifiuti per il recupero	Vetro per recupero (frammenti)	-1,127E-03		
Rifiuti/rifiuti da costruzione	Rifiuti da demolizione (non specificato)	-3,070E-05		
Rifiuti/rifiuti da miniera	Trattamento dei minerali residui (non specificato)	-6,727E-04		
Rifiuti/Produzione residui	scorie (non specificato)	-2,297E-05		

Da questi risultati è possibile sintetizzare i flussi di anidride carboniaca emesse, ovviamente in aria. In Figura 4.9 è possibile vedere che si hanno emissioni positive di CO_2 di origine fossile, che però sono compensate ampliamente dall'anidride carbonica catturata, di origine biogenica.

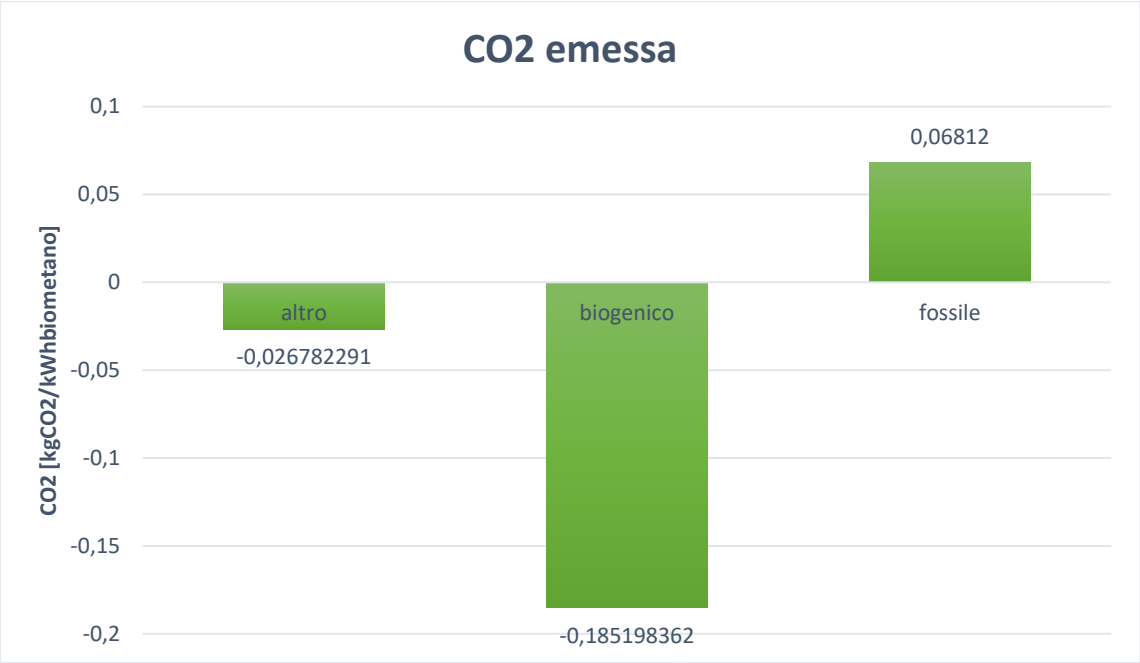


Figura 4.9: Emissioni totali di anidride carbonica per la produzione di 1kWh di biometano con Up Ash

4.4. Fase 3: Valutazione degli impatti

Dopo l'analisi di inventario è necessario convertire i flussi di materia e di energia in ingresso e in uscita in modo da avere un significato più immediato, soprattutto per individuare e valutare più facilmente i potenziali impatti del sistema studiato.

4.4.1. Classificazione

In primo luogo, è utile identificare le categorie di impatto da valutare, tenendo presente l'obiettivo dello studio.
In questo caso sono di particolare interesse le categorie che valutano il cambiamento climatico a causa della funzione stessa dell'impianto cioè catturare CO_2 producendo un biocombustibile che può sostituire il gas naturale di origine fossile.

Nel metodo di valutazione degli impatti EF 2.0 midpoint, ci sono 4 categorie di impatti:

- Cambiamento climatico:
  valuta l'effetto delle emissioni prodotte dal sistema in analisi, comparandole all'anidride carbonica, calcolando la massa di CO_2 che avrebbe lo stesso impatto dei flussi rilasciati durante il ciclo di vita del sistema;
- Qualità dell'ecosistema:
  valuta gli effetti del sistema sull'ambiente, soffermandosi sull'acidificazione e l'eutrofizzazione;
- Salute umana:
  valuta gli effetti della vita del sistema sulla salute delle persone, le malattie che può provocare, ad esempio a livello respiratorio o cancerogeno;
- Risorse:
  valuta l'esaurimento delle risorse utilizzate nel ciclo vita dell'intero processo, considerando anche l'acqua e il suolo utilizzato, ad esempio.

Ognuna di esse è suddivisa in sottocategorie, elencata in Tabella 4.13.

Tabella 4.13: Categorie e sottocategorie considerate in EF 2.0 midpoint

Categoria	Sottocategoria	Unità di riferimento
Cambiamento climatico	Di origine biogenica	kg CO_2 equivalenti
	Di origine fossile	
	Suolo	
	Totale	
Qualità dell'ecosistema	Acidificazione terrestre e dell'acqua dolce	mol H+ equivalenti
	Eco-tossicità dell'acqua dolce	CTU
	Eutrofizzazione acqua dolce	kg P equivalenti
	Eutrofizzazione marina	kg N equivalenti
	Eutrofizzazione terrestre	mol N equivalenti
Salute umana	Effetti cancerogeni	CTUh
	Radiazioni ionizzanti	kg U235 equivalenti
	Effetti non cancerogeni	CTUh
	Riduzione dello spessore dello strato di ozono	kg CFC11 equivalenti
	Creazione di ozono fotochimico	kg NMVOC equivalenti
	Effetti respiratori, inorganici	Incidenza di malattia
Risorse	Acqua dispersa	m^3 acqua equivalenti
	Di origine fossile	MJ equivalenti
	Occupazione del suolo	m^2 *a equivalenti
	Trasformazione del suolo	m^2 equivalenti
	Minerali e metalli	kg Sb equivalenti

4.4.2. Caratterizzazione

Ogni flusso raccolto nell'Analisi di Inventario (LCI) avrà un certo impatto. È utile quindi identificare i fattori di conversione per effettuare il passaggio dai flussi agli impatti. Ad esempio, 1 kg di metano rilasciato in atmosfera ha un impatto sul potenziale riscaldamento climatico molto più elevato della stessa massa di anidride carbonica.

Nelle Tabelle successive, da 4.14 a 4.17, sono indicati i fattori di conversione per ogni categoria e sottocategoria di impatto.
Data la numerosità dei flussi, in alcuni casi non è stato possibile riportarli in maniera esaustiva, ma soltanto quelli con valori più alti (sottocategorie contrassegnate da *).

Per visualizzare anche i flussi di gas serra di origine biogenica, sono stati aggiunti alla categoria di impatto "Cambiamento climatico di origine biogenica" il monossido di carbonio e, in particolare il metano. Ciò permette di evidenziare gli effetti della trasformazione dei composti del biogas, che sono appunto di origine biogenica. Tipicamente questi gas non sono considerati perché rientrano nel ciclo del carbonio, ma in questo caso si evita la loro emissione grazie alla conversione in biofuel nel caso del metano e grazie alla cattura nel caso dell'anidride carbonica.

Tabella 4.14: Fattori di conversione per la categoria Cambiamento Climatico

Categoria	Sotto categoria	Flusso	Fattore	Unità
TOTALE	Biogenico	Anidride carbonica, biogenica	1	kg $CO2_{eq}$/kg
		Monossido di carbonio, biogenico	1	
		Metano, biogenico	20	
	Fossile	Anidride carbonica, fossile	1	
		Monossido di carbonio, fossile	1,57	
		Cloroformio	20	
		Ossido di diazoto	298	
		Etano, 1,1,1,2,-tetrafluoro-,HFC-134a	1550	
		Etano,1,1,2-tricloro-1,2,2-trifluoro-,CFC-113	6590	
		Etano,1,1-dicloro-1-fluoro-,HCFC-141b	938	
		Etano,1,1-difluoro-,HFC-152a	167	
		Etano,1,2-dicloro-	1	
		Etano,1,2-dicloro-1,1,2,2-tetrafluoro-CFC-114	9620	
		Etano,1-cloro-1,1-difluoro,HCFC-142b	2350	

	Etano,2,2-dicloro-1,1,1-trifluoro-HCFC-123	96
	Etano,2-cloro-1,1,1,2-tetrafluoro-HCFC-124	635
	Etano, cloropentafluoro-, CFC-115	8520
	Etano, esafluoro-, HCF-116	12300
	Etano, pentafluoro-,HFC-125	3690
	Metano	36,75
	Metano, bromo-, Halon 1001	3
	Metano, bromoclorodifluoro-,Halon 1211	2070
	Metano,bromotrifluoro-,Halon 1301	7150
	Metano, clorodifluoro-,HCFC-22	2110
	Metano, clorotrifluoro-,CFC-13	15500
	Metano, diclorodifluoro-,CFC-12	11500
	Metano, diclorofluoro-,HCFC-21	179
	Metano, difluoro-,HFC-32	817
	Metano, fossile	36,75
	Metano, monocloro-, R-40	15
	Metano, tetracloro-, R-10	2020
	Metano, tetrafluoro-, R-14	73504
	Metano, triclorofluoro-,CFC-11	5350
	Metano, trifluoro-,HFC-23	13900
	Acetato di Metile	3
	Formiato di Metile	712
	Formiato di Azoto	17900
	Esafloruro di zolfo	26100
Suolo	Anidride carbonica,trasformazione terreno	1
	Anidride carbonica,al terreno o stoccaggio in biomassa	-1
	Monossido di carbonio, dal terreno o stoccaggio in biomassa	1,57
	Metano, dal terreno o stoccaggio in biomassa	36,8

Tabella 4.15: Fattori di conversione per la categoria Qualità degli Ecosistemi

Sottocategoria	Flusso	Fattore	Unità
Acidificazione terrestre e dell'acqua dolce	Ammoniaca	3,02	mol H^{+}_{eq}/kg
	Monossido di azoto (NO)	1.134.666.667	
	Ossidi di azoto (NOx)	0,74	
	Anidride solforosa (SO2)	1,31	
	Anidride solforica (SO3)	1.048.212.702	
	Anidride solforica (SO3),bassa densità di popolazione a lungo termine e bassa stratorsfera + alta troposfera	104.821	
Eco-tossicità dell'acqua dolce*	Lambda-cyhalothrin	139000000,00	CTU/kg
	Lambda-cyhalothrin	139000000,00	
	Tefluthrin	8250000,00	
	Tefluthrin	8250000,00	
	Cyfluthrin	7860000,00	
	Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	5920000,00	
	Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	5920000,00	
	Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	5920000,00	
Eutrofizzazione acqua dolce	Fosfato	0,33	kg P_{eq}/kg
	Acido fosforico	0,32	
	Fosforo nel terreno	0,05	
	Fosforo in acqua	1	
Eutrofizzazione marina	Ammoniaca	0,092	kg N_{eq}/kg
	Ammonio, ione	0,778	
	Nitrato, in aria	0,028	
	Nitrato, in acqua	0,026	
	Monossido di azoto	0,596	
	Nitrito	0,0304	
	Azoto	1	
	Ossidi di azoto (NOx)	0,389	
Eutrofizzazione terrestre	Ammoniaca	13,47	mol N_{eq}/kg
	Nitrato	3.160.645.161	
	Nitrato, densità di popolazione a lungo termine e bassa stratorsfera + alta troposfera	316.065	
	Monossido di azoto	6532	
	Ossidi di azoto (NOx)	4,26	

Tabella 4.16: Fattori di conversione per la categoria Salute Umana

Sottocategoria	Flusso	Fattore	Unità
Effetti cancerogeni	Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin, in acqua	100	CTUh/kg
	Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin, in aria	59	
	Dioxins, measured Diossine, misurate come -p-dioxin, nel suolo	0,21	
	Mercurio	0,02	
	Chromio VI	0,0106	
Radiazioni ionizzanti	Uranium-235, oceano	1,14E-03	kg $U235_{eq}$ /kBq
	Uranium-235, acqua	1,07E-01	
	Uranium-238, in aria	3,86E-01	
	Uranium-238, oceano	1,07E-03	
	Uranium-238, in acqua	1,07E-01	
	Xenon-133	6,71E-06	
Effetti non cancerogeni	Beryllium, nel suolo	2,44E-06	CTUh/kg
	Beryllium, in acqua di falda	4,44E-06	
	Beryllium, nell'oceano	2,07E-07	
	Beryllium, in acqua	4,44E-06	
	Bifenthrin	3,55E-07	
	Bisphenol A	6,99E-07	
	Bitertanol	4,10E-07	
	Bromopropylate	1,19E-06	
	Bromoxynil, nel suolo	1,86E-06	
	Bromoxynil, in aria	6,03E-07	
	Bromoxynil, in acqua di falda	3,53E-06	
	Bromoxynil, in acqua	3,53E-06	
	Bromoxynil octanoate	2,26E-07	
	Buprofezin	1,19E-06	
	Butadiene	8,55E-07	
	Butanol, in aria	2,89E-08	
	Butanol, in acqua	3,75E-08	
	Butanol, nell'oceano	5,90E-11	
Esaurimento strato di ozono	Metano, trichlorofluoro-, CFC-11	1	kg $CFC\text{-}11_{eq}$/kg
	Metano, tetrachloro-, R-10	0,72	
	Metano, monochloro-, R-40	0,015	
	Metano, dichlorodifluoro-, CFC-12	0,73	
	Metano, chlorodifluoro-, HCFC-22	0,034	
	Metano, bromotrifluoro-, Halon 1301	15,2	

	Metano, bromochlorodifluoro-, Halon 1211	6,9	
	Metano, bromo-, Halon 1001	0,57	
	Etano, chloropentafluoro-, CFC-115	0,26	
	Etano, 2-chloro-1,1,1,2-tetrafluoro-, HCFC-124	0,022	
	Etano, 2,2-dichloro-1,1,1-trifluoro-, HCFC-123	0,01	
	Etano, 1-chloro-1,1-difluoro-, HCFC-142b	0,057	
	Etano, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	0,5	
	Etano, 1,1-dichloro-1-fluoro-, HCFC-141b	0,102	
	Etano, 1,1,2-trichloro-1,2,2-trifluoro-, CFC-113	0,81	
Creazione ozono fotochimico	1-Pentene	1,65	kg $NMVOC_{eq}$ /kg
	2-Methyl pentane	0,709	
	2-Methyl-1-propanol	0,608	
	2-Methyl-2-butene	1,42	
	2-Propanol	0,318	
	3-Methyl-1-butanol	0,731	
	4-Methyl-2-pentanone	0,828	
	Acetaldehyde	1,08	
	Acido acetico	0,164	
	Acetone	0,159	
	Benzaldehyde	-0,155	
	Benzene	0,368	
	Benzene, ethyl-	1,23	
	Butadiene	1,44	
	Butano	0,595	
	Butanolo	1,05	
	Butyl acetate	0,454	
	Monossido di carbonio, fossile	0,0456	
	Cloroformio	0,0389	
	Cumene	0,845	
	Cicloesano (per tutti i cicloalcani)	0,49	
	Diethyl ether	0,752	
	Dimethyl carbonate	0,0422	
	Dimethyl ether	0,319	
	Etano	0,208	
	Etane, 1,1,1-trichloro-, HCFC-140	0,0152	
	Etanolo	0,674	
	Etene	1,69	
	Etene, tetrachloro-	0,049	

	Etene, trichloro-	0,549	
	Ethyl acetate	0,353	
	Ethylene	1,69	
	Ethylene glycol monoethyl ethere	0,652	
	Ethyne	0,144	
	Formaldehyde	0,877	
	Acido formico	0,0541	
	Eptano	0,834	
	Hexane	0,814	
	Isobutano	0,519	
	Isoprene	1,84	
	m-Xylene	1,87	
	Metano	0,0101	
	Metano, dichloro-, HCC-30	0,115	
	Metano, monochloro-, R-40	0,00845	
	Metanolo	0,236	
	Methyl acetate	0,0997	
	Methyl ethyl ketone	0,63	
	Methyl formate	0,0456	
	Monossido di azoto	1	
	o-Xylene	1,78	
	Pentano	0,667	
	Propionaldeide	1,35	
	Propano	0,297	
	Propanolo	0,948	
	Propene	1,9	
	Propionic acid	0,253	
	Styrene	0,24	
	Sulphur trioxide	0,0811	
	t-Butyl methyl ether	0,296	
	Toluene	1,08	
	Trichloroethylene	0,549	
Effetti respiratori, inorganici	Ammoniaca	1.4E-5	Incidenza di malattie/kg
	Ammoniaca, bassa densità popolazione	2.1E-5	
	Monossido di azoto	1.6E-6	
	Ossidi di azoto	1.6E-6	
	Ossidi di azoto, bassa densità popolazione	2.1E-7	
	Particolato, < 2.5 μm	2,38E+01	
	Particolato, < 2.5 μm, bassa densità popolazione	3,02E-01	
	Anidride solforosa	8.0E-6	

	Anidride solforosa, bassa densità popolazione	9.9E-7
	Ossidi di zolfo	8.0E-6
	Anidride solforica	8.0E-6
	Anidride solforica, bassa densità popolazione	9.9E-7

Tabella 4.17: Fattori di conversione per la categoria Risorse

Sottocategoria	Flusso	Fattore	Unità
Acqua dissipata	Acqua	42,95	m^3 $acqua_{eq}/m^3$
Fossili	Lignite	11,9	MJ/kg
	Antracite non specificato	26,3	
	Gas, naturale	35.260.572,687	
	Petrolio greggio	42,3	
	Torba	12,5	
	Uranio	560000,0	
Suolo*	Occupazione, urbano, costruito in continuità	301	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in urbano, costruito in continuità	301	punti/ m^2
	Occupazione, zona di traffico, rete stradale	288	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in zone di traffico, rete stradale	288	punti/ m^2
	Trasformazione, in area spoglia (nessun uso)	250	punti/ m^2
	Occupazione, area industriale, built up	244	punti/ m^2*a
	Occupazione, zona di traffico, rete ferroviaria	244	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in area industriale, built up	244	punti/ m^2
	Trasformazione, in zona di traffico, rete ferroviaria	244	punti/ m^2
	Occupazione, urbana/industriale incolta(nessun uso)	243	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in arabile, non irrigata, incolta	243	punti/ m^2

	Trasformazione, in urbana/industriale incolta (nessun uso)	243	punti/ m^2
	Occupazione, sito di costruzione	207	punti/ m^2*a
	Occupazione, sito di estrazione mineraria	207	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in sito di estrazione mineraria	207	punti/ m^2
	Occupazione, zona di traffico, terrapieni stradali	192	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in zona di traffico, terrapieni stradali	192	punti/ m^2
	Occupazione, urbano, costruito in discontinuità	184	punti/ m^2*a
	Trasformazione, in urbano, costruito in discontinuità	184	punti/m^2
Minerali e metalli	Alluminio, 24% in bauxite, 11% minerale grezzo	1,09E-09	kg Sb_{eq}/kg
	Antimonio, nel sottosuolo	1	
	Arsenico, nel sottosuolo	0,00297	
	Berillio, nel sottosuolo	1,26E-05	
	Bismuto, nel sottosuolo	0,0411	
	Boro, nel sottosuolo	0,00427	
	Cadmio, 0.30% in solfuro, Cd 0.18%, Pb, Zn, Ag, In	0,157	
	Cromo, 25.5% in cromite, 11.6% minerale grezzo	4,43E-04	
	Cobalt, Co 5.0E-2%, in mixed ore	1,57E-05	
	Cu, Cu 5.2E-2%, Pt 4.8E-4%, Pd 2.0E-4%, Rh 2.4E-5%, Ni 3.7E-2% in ore	0,00137	
	Gallio, 0.014% in bauxite	1,46E-07	
	Germanio nel sottosuolo	6,52E-07	
	Gold, Au 1.0E-7%, in minerale misto	52	
	Indio, nel sottosuolo	0,00689	
	Ferro, 46% in ore, 25% minerale grezzo	5,24E-08	
	Piombo, Pb 3.6E-1%, in minerale misto	0,00634	
	Litio, 0.15% in acqua salata	1,15E-05	
	Magnesio, nel sottosuolo	2,02E-09	
	Manganese, 35.7% deposito sedimentario, 14.2% minerale grezzo	2,54E-06	
	Mercury, nel sottosuolo	0,0922	

Molibdeno, 0.010% in solfuro, Mo 8.2E-3% and Cu 1.83% minerale grezzo	0,0178
Nickel, Ni 2.5E+0%, in minerale misto	6,53E-05
Palladio, nel sottosuolo	0,571
Fosforo, nel sottosuolo	5,52E-06
Platino, nel sottosuolo	2,22
Potassio, nel sottosuolo	1,60E-08
Pt, Pt 4.8E-4%, Pd 2.0E-4%, Rh 2.4E-5%, Ni 3.7E-2%, Cu 5.2E-2% minerale	2,22
Renio, minerale grezzo	0,603
Selenio, nel sottosuolo	0,194
Silicio, nel sottosuolo	1,40E-11
Argento, 0.007% in solfuro, Ag 0.004%, Pb, Zn, Cd, In	1,18
Sodio, nel sottosuolo	5,50E-08
Stronzio, nel sottosuolo	7,07E-07
Zolfo, nel sottosuolo	1,93E-04
Tantalio, 81.9% in tantalite, 1.6E-4% minerale grezzo	4,06E-05
Tellurio, nel sottosuolo	40,7
Tallio, nel sottosuolo	2,43E-05
Nitruro di titanio, 79% in cassiterite, 0.1% minerale grezzo	0,0162
TiO2, 95% in rutilo, 0.40% minerale grezzo	2,79E-08
Titanio, nel sottosuolo	2,79E-08
Vanadio, nel sottosuolo	7,70E-07
Ittrio, nel sottosuolo	5,69E-07
Zinco, 9.0% in solfuro, Zn 5.3%, Pb, Ag, Cd, In	5,38E-04
Zirconia, come baddeleyite	5,44E-06

4.4.3. Risultati

Vengono qui riportati i risultati della valutazione degli impatti o LCIA.
In Tabella 4.18 sono mostrati i valori per ogni categoria e sottocategoria di impatto dati dall'intero processo di upgrading del biogas con il sistema Up Ash, riferiti a 1 kWh di biometano prodotto nelle condizioni di immissione in rete.

Tabella 4.18: Risultati per categoria di impatto per kWh di biometano prodotto

Categoria di Impatto		Risultati	Unità di riferimento
Cambiamento Climatico	Biogenico	-2,703	kg $CO_{2\,eq}$
	Fossile	0,092	
	Utilizzo terreno e trasformazione terreno	0	
	TOTALE	-2,611	
Qualità Ecosistema	Acidificazione acque dolci e terrestre	0,0003	mol $H+_{eq}$
	Eco tossicità acque dolci	0,030	CTU
	Eutrofizzazione acque dolci	5,313 E-07	kg P_{eq}
	Eutrofizzazione marina	0,0001	kg N_{eq}
	Eutrofizzazione terrestre	0,0013	mol N_{eq}
Salute Umana	Effetti cancerogeni	4,272 E-10	CTUh
	Radiazioni ionizzanti	0,383	kg $U235_{eq}$
	Effetti non-cancerogeni	4,528 E-09	CTUh
	Impoverimento strato di ozono	3,233 E-08	kg $CFC\text{-}11_{eq}$
	Creazione ozono fotochimico	-0,0003	kg $NMVOC_{eq}$
	Effetti respiratori, inorganici	3,843E-09	Incidenza della malattia
Risorse	Acqua dissipata	0	m3 $acqua_{eq}$
	Fossili	6,135	MJ
	Utilizzo suolo	0,209	punti
	Minerali e metalli	1,111 E-07	kg Sb_{eq}

In Tabella 4.19 invece, tali risultati sono suddivisi per sottoprocesso. Il carico e lo scarico delle ceneri non hanno impatti rilevanti, se non quelli legati al trasporto. Per quanto riguarda il gas naturale evitato, si hanno impatti legati al sottoprocesso "container glass" e all'esaurimento evitato di risorsa fossile, conteggiata però nel sottoprocesso "Upgrading". Nelle tabelle seguenti le categorie di impatto con valori nulli non sono state riportate.

Tabella 4.19: Impatti diretti per sottoprocesso per la produzione di 1 kWh di biometano con il sistema Up Ash

Categoria di Impatto		Sotto-Processo					TOTALE	Unità
		Upgrading	*Biogas In*	*Cont. glass*	*Elettricità*	*Trasporto*		
Cambiamento Climatico	Biogenico	-1,852E-01	-2,518E+00		2,852E-04	3,538E-05	**-2,703E+00**	kg CO2 $_{eq}$
	Fossile		-2,041E-06	-9,495E-05	7,079E-02	2,141E-02	**9,210E-02**	kg CO2 $_{eq}$
	Totale	-1,852E-01	-2,518E+00	-9,495E-05	7,108E-02	2,144E-02	**-2,611E+00**	kg CO2 $_{eq}$
Qualità Ecosistema	Acidificazione acque dolci e terrestre		-7,794E-06	-1,391E-04	2,858E-04	1,546E-04	**2,935E-04**	mol H+ $_{eq}$
	Eco tossicità acque dolci		-1,841E-10	-1,323E-03	1,824E-02	1,343E-02	**3,035E-02**	CTU
	Eutrofizzazione acque dolci				4,506E-07	8,082E-08	**5,314E-07**	kg P $_{eq}$
	Eutrofizzazione marina		-2,374E-07	-3,560E-07	6,302E-05	5,991E-05	**1,223E-04**	kg N $_{eq}$
	Eutrofizzazione terrestre		-3,476E-05	-5,208E-05	7,378E-04	6,588E-04	**1,310E-03**	mol N $_{eq}$
Salute Umana	Effetti cancerogeni		-8,678E-15	-4,667E-11	4,049E-10	6,899E-11	**4,272E-10**	CTUh
	Radiazioni ionizzanti			-1,515E-03	3,821E-01	2,125E-03	**3,827E-01**	kg U235 $_{eq}$
	Effetti non-cancerogeni		-2,737E-14	-1,292E-09	3,833E-09	1,987E-09	**4,528E-09**	CTUh
	Impoverimento strato di ozono		-1,239E-10	-1,420E-09	3,032E-08	3,558E-09	**3,233E-08**	kg CFC-11 $_{eq}$
	Creazione ozono fotochimico		-7,481E-04	-1,099E-05	2,398E-04	2,246E-04	**-2,947E-04**	kg NMVOC $_{eq}$
	Effetti respiratori, inorganici		-5,420E-11	-1,123E-09	1,290E-09	3,731E-09	**3,843E-09**	Incidenza malattia
Risorse	Fossili	-9,834E-01			6,791E+00	3,271E-01	**6,135E+00**	MJ
	Utilizzo suolo				1,143E-01	9,517E-02	**2,095E-01**	punti
	Minerali e metalli				1,022E-07	8,930E-09	**1,111E-07**	kg Sb $_{eq}$

Tabella 4.20: Impatti diretti + upstream per sottoprocesso per la produzione di 1 kWh di biometano con il sistema Up Ash

Categorie di Impatto		Sotto-Processo								Unità
		Upgrading	*Biogas*	*Carico Ceneri*	*Cont. glass*	*Elettricità*	*Natural gas*	*Scarico Ceneri*	*Trasporto*	
Cambiamento Climatico	Biogenico	**-2,703E+00**	-2,518E+00	7,527E-07	0	2,852E-04	0	3,462E-05	3,538E-05	kg $CO2_{eq}$
	Fossile	**9,210E-02**	1,947E-02	4,555E-04	-9,495E-05	7,079E-02	-9,495E-05	2,095E-02	2,141E-02	kg $CO2_{eq}$
	Totale	**-2,611E+00**	-2,499E+00	4,562E-04	-9,495E-05	7,108E-02	-9,495E-05	2,099E-02	2,144E-02	kg $CO2_{eq}$
Qualità Ecosistema	Acidificazione acque dolci e terrestre	**2,935E-04**	7,082E-05	3,289E-06	-1,391E-04	2,858E-04	-1,391E-04	1,513E-04	1,546E-04	mol $H+_{eq}$
	Eco tossicità acque dolci	**3,035E-02**	5,018E-03	2,858E-04	-1,323E-03	1,824E-02	-1,323E-03	1,315E-02	1,343E-02	CTU
	Eutrofizzazione acque dolci	**5,314E-07**	1,239E-07	1,720E-09	0	4,506E-07	0	7,910E-08	8,082E-08	kg P_{eq}
	Eutrofizzazione marina	**1,223E-04**	1,710E-05	1,275E-06	-3,560E-07	6,302E-05	-3,560E-07	5,863E-05	5,991E-05	kg N_{eq}
	Eutrofizzazione terrestre	**1,310E-03**	1,682E-04	1,402E-05	-5,208E-05	7,378E-04	-5,208E-05	6,448E-04	6,588E-04	mol N_{eq}
Salute Umana	Effetti cancerogeni	**4,272E-10**	1,114E-10	1,468E-12	-4,667E-11	4,049E-10	-4,667E-11	6,752E-11	6,899E-11	CTUh
	Radiazioni ionizzanti	**3,827E-01**	1,051E-01	4,522E-05	-1,515E-03	3,821E-01	-1,515E-03	2,080E-03	2,125E-03	kg $U235_{eq}$
	Effetti non-cancerogeni	**4,528E-09**	1,054E-09	4,228E-11	-1,292E-09	3,833E-09	-1,292E-09	1,945E-09	1,987E-09	CTUh
	Impoverimento strato di ozono	**3,233E-08**	8,216E-09	7,571E-11	-1,420E-09	3,032E-08	-1,420E-09	3,483E-09	3,558E-09	kg $CFC\text{-}11_{eq}$
	Creazione ozono fotochimico	**-2,947E-04**	-6,821E-04	4,778E-06	-1,099E-05	2,398E-04	-1,099E-05	2,198E-04	2,246E-04	kg $NMVOC\text{-}_{eq}$
	Effetti respiratori, inorganici	**3,843E-09**	3,005E-10	7,938E-11	-1,123E-09	1,290E-09	-1,123E-09	3,651E-09	3,731E-09	disease incidence
Risorse	Fossili	**6,135E+00**	1,868E+00	6,959E-03	0	6,791E+00	0	3,201E-01	3,271E-01	MJ
	Utilizzo suolo	**2,095E-01**	3,144E-02	2,025E-03	0	1,143E-01	0	9,315E-02	9,517E-02	points
	Minerali e metalli	**1,111E-07**	2,810E-08	1,900E-10	0	1,022E-07	0	8,740E-09	8,930E-09	kg Sb_{eq}

In Tabella 4.20 sono riportati, per ogni sottoprocesso, gli impatti totali che considerano sia quelli diretti, sia quelli "upstream", cioè gli impatti legati all'intera catena di approvvigionamento del sottoprocesso stesso. In questo caso, perciò, sono presenti tutti i sottoprocessi. Il software openLCA riporta il valore di impatto "diretto" + "upstreams", cioè tutti gli impatti dei processi precedenti, per ogni sottoprocesso.
Il sottoprocesso "Upgrading" è quello finale; quindi, il suo impatto "diretto"+"upstream" comprende tutti quelli a monte.
Infatti, i valori di impatto "diretto"+"upstream" alla voce "Upgrading" in Tabella 4.20, coincidono con l'impatto "diretto" totale riportato in Tabella 4.19 e Tabella 4.18.

4.5. Fase 4: Interpretazioni

Come previsto, si sono ottenuti valori di impatto molto interessanti soprattutto per la categoria che valuta il cambiamento climatico. Nel grafico di Figura 4.10 sono riportati i risultati ottenuti per ogni sottoprocesso considerato. I dati fanno riferimento agli impatti "diretti"+"upstream".

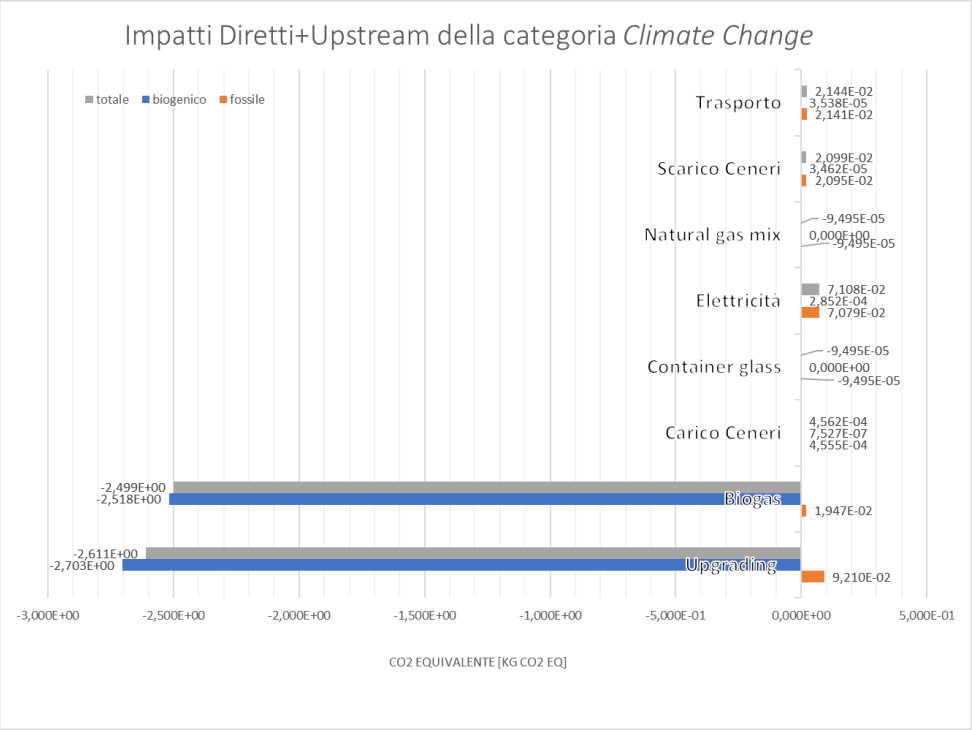


Figura 4.10: Impatti Diretti+Upstream di tipo Cambiamento Climatico per ogni sottoprocesso

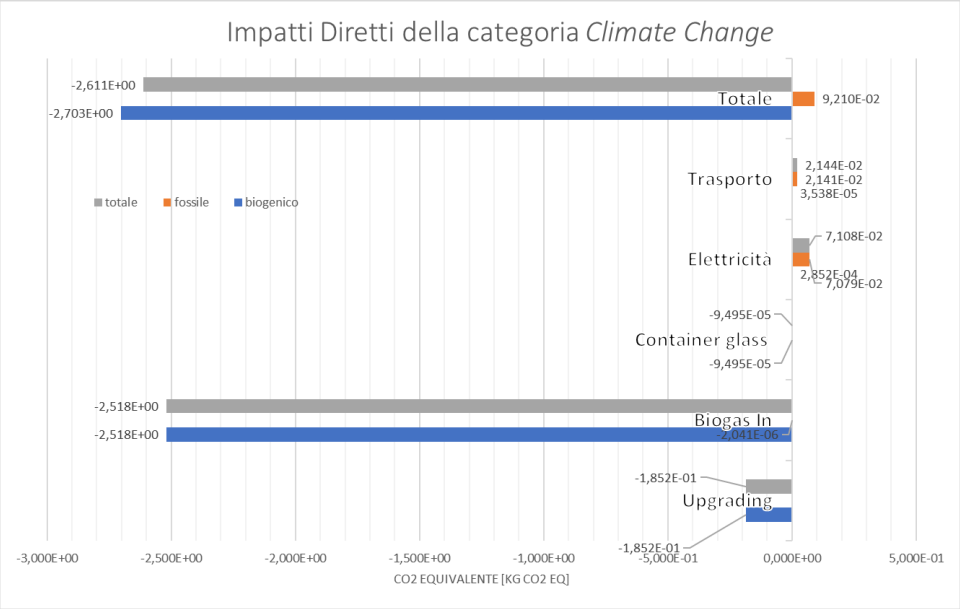


Figura 4.11: Impatti Diretti di tipo Cambiamento Climatico per ogni sottoprocesso

Risulta evidente che complessivamente il sistema ha un effetto positivo sul clima, non solo mantenendo al minimo le emissioni, ma anche catturando gas serra. L'effetto positivo è principalmente legato alla trasformazione del metano biogenico contenuto nel biogas, come mostrato in Figura 4.11 alla voce "Biogas In". In secondo luogo, si ha la CO_2 catturata dalle ceneri da biomassa all'interno del reattore, come evidenziato nella Figura 4.11 in "Upgrading". Questi due contributi coprono ampliamente le emissioni date dagli altri sottoprocessi come il trasporto, l'elettricità. Proprio quest'ultimo risulta essere più significativo rispetto agli altri. Ciò può indicare il principale sottoprocesso su cui intervenire per ridurre ulteriormente gli impatti potenziali. Bisogna anche considerare che, nell'ottica di impianti più consolidati, ottimizzati e operativi, le dimensioni del sistema possono aumentare mantenendo la stessa strumentistica o addirittura riducendola. È possibile quindi che questo contributo legato all'energia elettrica diminuisca semplicemente ampliando la scala dell'impianto.

Per quanto riguarda le altre tipologie di impatto, in Tabella 4.18 riporta valori molto bassi, spesso molto inferiori all'unità. Nella categoria "risorse" si può osservare l'unico valore leggermente più alto, nella sottocategoria "fossili". Ciò sintetizza le risorse energetiche di origine fossile utilizzate per l'intero processo, considerando anche la quota di gas naturale evitato. È possibile concludere perciò che questo sistema non vada a compromettere la salute degli ecosistemi o quella umana. Riguardo a quest'ultima si ha un lieve impatto negativo, ossia un effetto positivo, legato alla creazione di ozono fotochimico.

5. *BABIU:* utilizzo delle ceneri da termovalorizzazione del rifiuto urbano

Il sistema BABIU è stato sviluppato all'interno del più ampio progetto europeo UPGAS_LOWCO2, (UPgrading del bioGAS e riduzione delle emissioni di CO_2) insieme al sistema AwR, cioè Assorbimento con Rigenerazione. Entrambi utilizzano scarti del processo di valorizzazione energetica dei rifiuti solidi urbani. Il primo sfrutta le ceneri pesanti, "bottom ash"(BA), per l'adsorbimento delle impurità del biogas in contatto diretto con le stesse. Avvengono i fenomeni di cattura già descritti, principalmente chimici, come la carbonatazione, ma anche fisici.

Nel sistema AwR invece, gli scarti utilizzati sono le ceneri catturate dal sistema di controllo dell'inquinamento APC. L'assorbimento chimico dell'anidride carbonica è affidato però a soluzioni acquose alcaline, con composti come l'idrossido di potassio, l'idrossido di sodio e il carbonato di sodio. Il prodotto delle reazioni chimiche innescate con il contatto con il biogas è principalmente lo ione carbonato (CO_3^-). A questo punto entrano in gioco i residui solidi da APC che, contenendo composti del calcio e del magnesio, sono in grado di rigenerare le soluzioni alcaline e in particolare lo ione carbonato. È un'operazione vantaggiosa poiché i composti utilizzati per la rigenerazione non sono prodotti industrialmente e ad hoc, ma vengono sfruttati scarti che altrimenti non avrebbero avuto più scopo e valore. Anche in questo caso l'anidride carbonica non viene soltanto sequestrata, ma anche stabilizzata in forma solida e permanente.

Il sistema AwR non verrà approfondito, al contrario di quello BABIU, poiché solo quest'ultimo sfrutta gli stessi principi e strutture del progetto di riferimento di questo studio, cioè il progetto Up Ash.

5.1. Descrizione del sistema

Lo sviluppo del sistema BABIU è stato effettuato in vari step. Inizialmente si è effettuata una prova di sperimentazione a livello di laboratorio dall'Università di Vienna.

Mostbauer et al. [7] hanno analizzato il comportamento e l'efficacia di rimozione di un sistema che flussa una miscela di gas, al 50% CO_2 e al 50% CH_4, per simulare biogas, in

particolare da discarica, in un letto di ceneri pesanti, rifiuto della termovalorizzazione dei rifiuti solidi urbani.

Uno degli aspetti principalmente indagati è legato alle condizioni di utilizzo delle ceneri, più specificatamente al loro "invecchiamento". L'analisi è stata svolta per capire se ceneri stoccate per più tempo ("ageing time") avessero capacità di cattura della CO_2 migliori.

In realtà, i risultati ottenuti affermano che ceneri con lunghi tempi di conservazione tra la raccolta e l'utilizzo non hanno un potere di sequestro molto diverso da quelle con relativamente più fresche. Tuttavia, resta vero che ceneri molto fresche non abbiamo le massime capacità di cattura. La situazione ottimale individuata coincide con un tempo di invecchiamento tra le due e le quattro settimane.

Nello studio è stato proposto di ricircolare il gas nel letto di ceneri dopo un primo flussaggio, ipotizzando che ciò avrebbe ulteriormente aumentato la quantità di anidride carbonica rimossa. Ciò però è stato smentito dai risultati ottenuti da cui non appare alcun beneficio prodotto dalla ricircolazione.

Un altro aspetto considerato è l'evoluzione della temperatura in relazione ai fenomeni chimico-fisici che avvengono all'interno del reattore contente le ceneri. Come mostrato in Figura 5.1, in alcuni test il reattore delle BA, in polietilene, è stato isolato termicamente dall'ambiente esterno con uno strato di polistirolo.

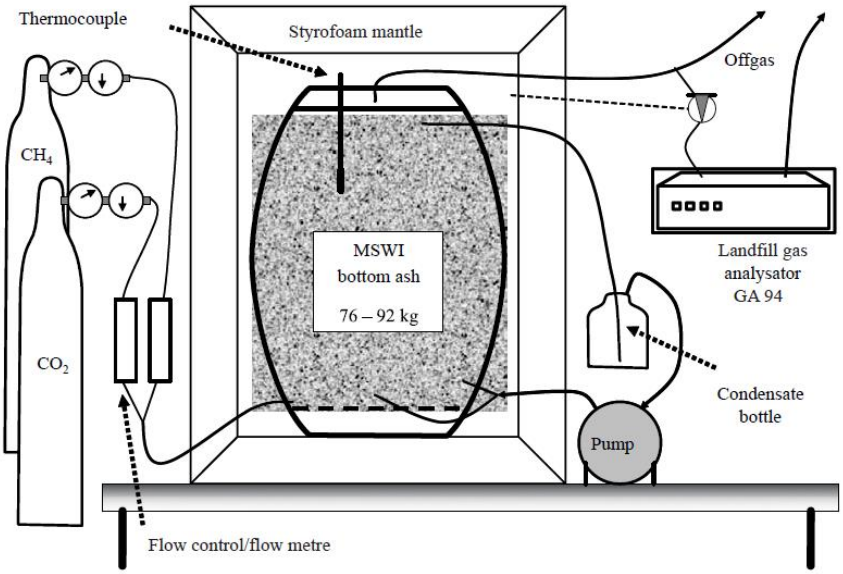


Figura 5.1: Schema impianto sperimentale BABIU [7]

Dall'analisi dell'evoluzione della temperatura si evince che ceneri molto fresche possono innescare fenomeni come l'ossidazione dell'alluminio che portano ad un innalzamento termico, con temperature anche superiori a 80°C. Ciò però è da evitare perché comporterebbe una maggior produzione di idrogeno, a discapito di quella di metano.
Nella maggior parte dei casi si trasforma il biogas simulato in un gas con una più alta concentrazione di metano. Tuttavia, soltanto nei due test in cui è stato simulato un gas simile a quello da DA si è ottenuto biometano in condizioni per la sua immissione in rete.
Un ulteriore beneficio di questo sistema è la riduzione dei metalli pesanti nel percolato delle ceneri pesanti. [7]

Successivamente è stata svolta una sperimentazione con impianto pilota a cura dell'Università degli Studi di Firenze. Come visibile in Figura 5.2, sono stati progettati due reattori, in modo da utilizzare il quantitativo di ceneri sufficiente e al tempo stesso mantenere le capacità strutturali dei reattori. Si tratta di contenitori principalmente in acciaio inox AISI 316 in cui il gas da discarica viene flussato dal basso verso l'alto.
Possono essere aperti dall'alto per il carico delle ceneri fresche, oppure frontalmente per lo scarico delle ceneri esauste.

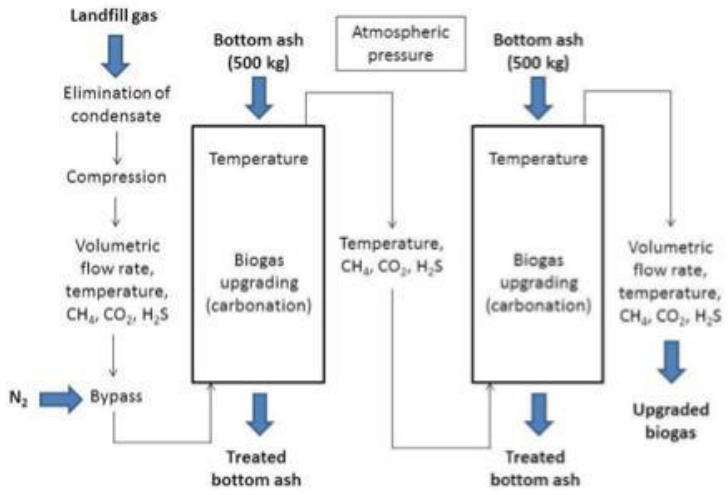


Figura 5.2: Schema dell'impianto pilota BABIU [39]

L'impianto è stato installato presso una sottostazione della Discarica di Podere Rota nel comune di Terranuova Bracciolini, in provincia di Arezzo. Il gas processato è stato estratto e reimmesso nella discarica, dopo le opportune misurazioni, in modo da non rilasciarlo in atmosfera, visto che non è stato previsto il suo immagazzinamento e successivo utilizzo.
Tra i vari test effettuati il più significativo è stato realizzato con una portata specifica di biogas pari a 3.7 $Nm^3/(t_{BA}*h)$, con composizione iniziale volumetrica 58.2% di metano e 40.8% di anidride carbonica.
Il massimo valore di concentrazione di CH_4 nel biometano in uscita è del 99% in volume, come si può osservare in Figura 5.3.

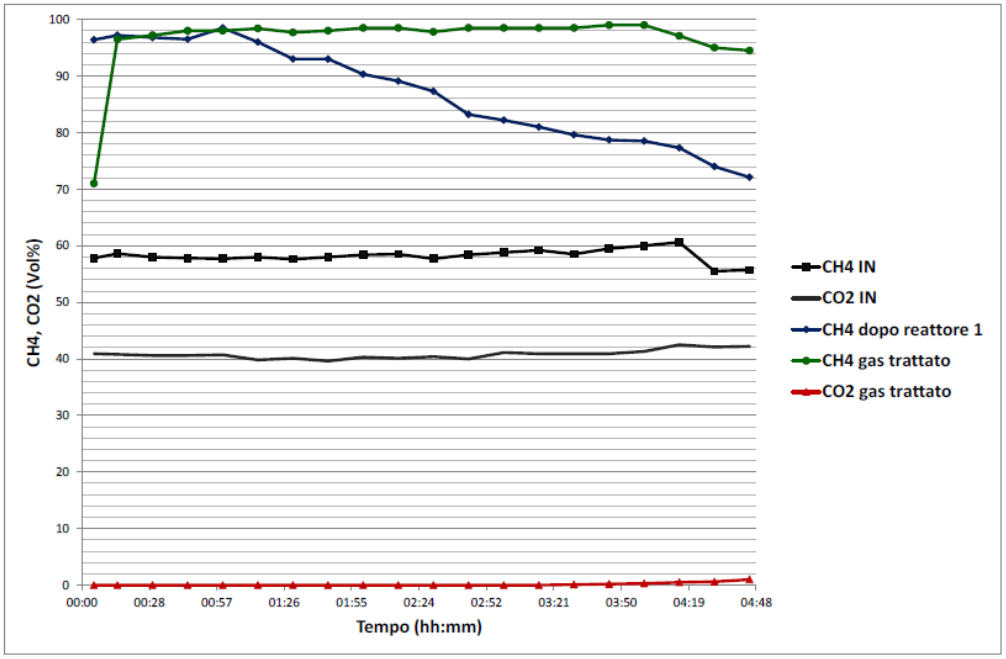


Figura 5.3: Andamento della concentrazione volumetrica di metano e anidride carbonica nel sistema BABIU, nel test 3 [39]

Dopo circa 15 minuti, la concentrazione di metano nel gas trattato è già superiore al 95% in volume. Questa aumenta fino ad arrivare ad un valore pressoché costante intorno a 98%. Si ha una decrescita verso la fine del test, dopo 285 minuti, in coincidenza con l'apparizione di anidride carbonica nel biometano e la conseguente interruzione dell'esperimento.

Durante tutta la campagna sperimentale è stata anche analizzata la concentrazione dell'acido solfidrico. In questo test, la concentrazione media si riduce da 94.9 ppm a 1.4 ppm.
In generale in ingresso sono state rilevate concentrazioni H_2S comprese tra 60 e 110 ppm, mentre in uscita quasi sempre nulle o al massimo inferiori a 2 ppm.
Le ceneri pesanti utilizzate sono state in grado di catturare 14 $kgCO_2/t_{BA}$.

5.2. LCA: Analisi del Ciclo di Vita del sistema *BABIU*

Come nel caso del sistema Up Ash può essere utile fare una valutazione LCA anche per il progetto BABIU, in modo da identificare i potenziali impatti e gli eventuali effetti positivi soprattutto per il cambiamento climatico. Starr et al. [30] hanno svolto un'analisi di ciclo di vita di diversi sistemi di upgrading del biogas. Nello studio sono stati comparati metodi convenzionali come l'assorbimento chimico con acqua ad alta pressione (HPWS) o con le ammine, l'assorbimento fisico, a membrana, criogenico e PSA, con i due metodi introdotti dal progetto UPGAS_LOWCO2, cioè BABIU e AwR.
In un altro studio[31], Starr et al. si sono soffermati esclusivamente sul potenziale impatto di riscaldamento globale.
In questa analisi di ciclo di vita è stato esaminato il sistema con particolare attenzione al potenziale energetico del biometano prodotto. Le emissioni di gas serra evitate sono dovute al biometano trattato e la CO_2. Invece, la produzione di reagenti, elettricità ed eventuali perdite di metano contribuiscono alle emissioni di gas serra.

La valutazione LCA è stata eseguita utilizzando il programma GaBi 4.4. L'indicatore di impatto selezionato per questo studio è il *Global Warming Potential, 100 years*, dal metodo CML 2001.
Tutte le tecnologie analizzate risultano avere un impatto con valore negativo; quindi, sono vantaggiose da un punto di vista climatico. Il processo BABIU riduce le emissioni di gas serra in maniera più significativa; in quanto non solo trasforma un'elevata quantità di biogas, ma produce anche una quantità relativamente piccola di CO_2. Mentre AwR immagazzina più CO_2 di BABIU, non ha un risparmio complessivo di CO_2 così elevato a causa della produzione di KOH.

In Figura 5.4 è riportato lo schema che semplifica tutte i metodi di upgrading analizzati e vengono evidenziati i confini del sistema.

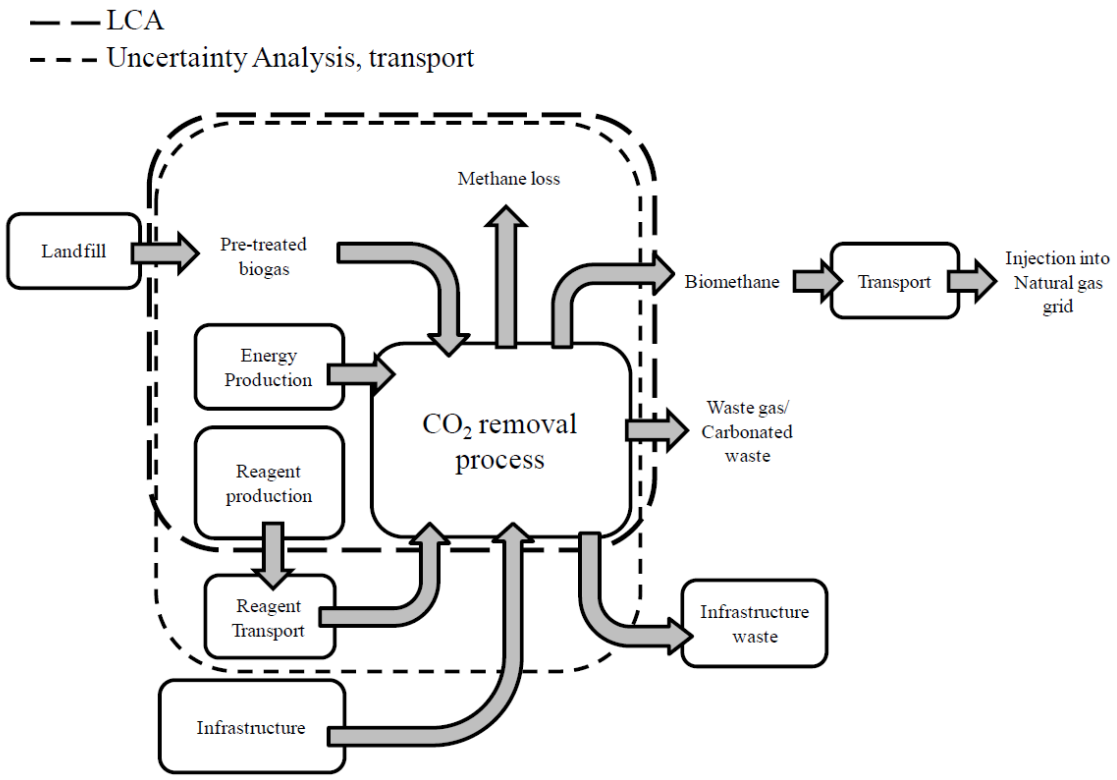


Figura 5.4: Confini del sistema per LCA [31]

In Figura 5.5 invece sono riportati i risultati della valutazione per ogni tecnologia di conversione di biogas in biometano. Anche in questo caso il contributo più rilevante è dato dalla trasformazione del metano contenuto nel biogas, in questo caso da discarica.

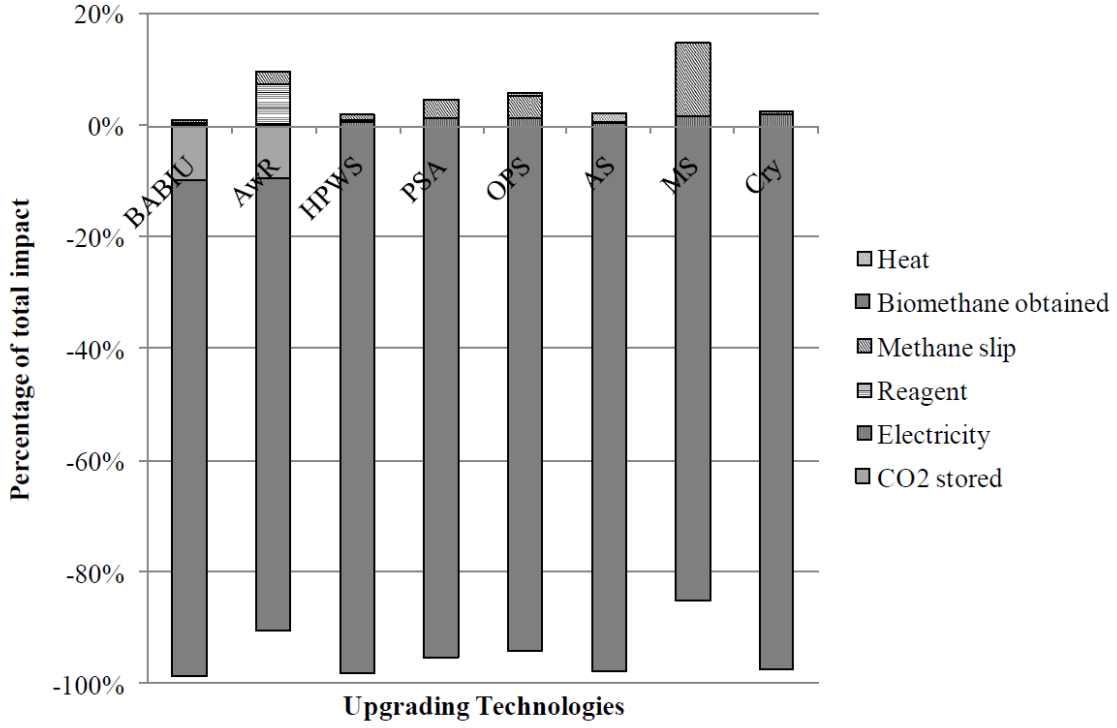


Figura 5.5 Risultati analisi LCA per sistema BABIU e altri metodi di upgrading [31]

Infine, in Tabella 5.1 sono mostrati i risultati ottenuti per il processo BABIU per 1 kWh di biometano prodotto.

Tabella 5.1: Flussi in ingresso al sistema BABIU e potenziale impatto climatico [31]

INPUT					IMPATTO
Elettricità [kWh]	Azoto [kg]	Bottom Ash [kg]	Diesel [kg]	Biogas [m3]	**GWP 100 anni [kgCO2 $_{eq}$]**
0.017	0.015	8.890	0.002	0.203	**-1.977**

Non sarebbe corretto fare confronti tra questa analisi e quella effettuata sul sistema Up Ash a causa delle grandi differenze di implementazione dell'analisi LCA. In primo luogo, sono diversi i confini di sistema. Ad esempio, nel caso Up Ash non è stato considerato il flussaggio delle ceneri con azoto. In secondo luogo, il software e i database utilizzati non sono gli stessi. Comunque, è possibile notare che in entrambi i casi le emissioni sono negative e che il contributo maggiore è dato dall'emissione di biogas evitata.

6. Prospettive

Vengono qui proposti due scenari di utilizzo dei sistemi finora proposti ed analizzati. Nel primo caso, si ipotizza di utilizzare le ceneri da combustione di biomassa prodotte in Piemonte per produrre biometano da immettere in rete sfruttando il sistema Up Ash.
Nel secondo scenario si propone di utilizzare le ceneri del termovalorizzatore del Gerbido gestito da TRM [42] per convertire il biogas da discarica estratto nella città metropolitana di Torino.

6.1. *Up Ash* in Piemonte

La generazione di energia tramite la combustione di biomassa non è tipica delle città metropolitane, ma è più diffusa nelle regioni, in particolar modo quelle caratterizzate da rilevanti quantità di legna. Infatti, uno dei punti più critici degli impianti a biomassa è proprio il trasporto, che non deve essere troppo elevato. Quindi, è più probabile che il sistema Up Ash venga sviluppato con più interesse in queste aree.
Si propone di valutare come questa soluzione innovativa per la produzione di biometano possa contribuire a ridurre le emissioni di gas serra se ampliata su tutta la regione Piemonte.
Le ceneri da biomassa considerate sono esclusivamente quelle prodotte dagli impianti termoelettrici piemontesi riportati dal Gestore dei Sistemi Elettrici, o GSE [43]. In Tabella 6.1 sono riportati i valori totali della potenza installata, suddivisa per provincia.

Tabella 6.1: Potenza installata per provincia e calcolo del biometano producibile [43]

Provincia	Potenza [kW]	Energia [MWh/anno]	Biomassa [t/anno]	Ceneri Secche [t/anno]	Biometano [kWh/anno]	Biogas [Nm³/anno]
Alessandria	4390	35119	49166	1672	920649	158398
Biella	321	2570	3597	122	67363	11590
Cuneo	9215	73720	103208	3509	1932590	332504
Novara	2498	19984	27978	951	523886	90135
Torino	3896	31170	43638	1484	817134	140589
Vercelli	9480	75840	106176	3610	1988164	342065
Totale	29800	238403	333764	11348	6249786	1075281

Ipotizzando un funzionamento annuo di 8000 ore [44] e che mediamente sono necessari 1,4 t/MWh_{el} [44] è possibile stimare la massa di legna bruciata all'anno, riportata in Tabella 6.1. Il contenuto di ceneri secche sulla massa tal quale della biomassa è stata ipotizzata pari a 3.4%[44].

Da questi risultati è possibile stimare quanto biogas è possibile processare con le ceneri, nelle stesse condizioni di umidità del test di riferimento, e conseguentemente il biometano potenzialmente producibile. Tutti i risultati sono riportati in Tabella 6.1.

Nel 2019 in tutto il Piemonte sono stati prodotti 16˙244˙816 Nm3 di biogas, molti di più di quelli processabili con il sistema Up Ash, cioè 1˙075˙281 Nm3, il 6.62% del totale.

Sfruttando tutte le ceneri da biomassa calcolate sarebbe possibile ridurre le emissioni annue di gas serra riportate in Tabella 6.2, e nell'intera regione di circa -16˙320 tCO_{2eq}/anno.

Tabella 6.2: Potenziali benefici climatici per provincie piemontesi

Provincia	Emissioni Evitate [$tCO2_{eq}$/anno]
Alessandria	-2403,8
Biella	-175,9
Cuneo	-5046,0
Novara	-1367,9
Torino	-2133,5
Vercelli	-5191,1
Totale	-16318,2

6.2. *BABIU* nella città metropolitana di Torino

Il sistema BABIU invece è fortemente legato al ciclo dei rifiuti urbani non differenziati. Infatti, sfrutta sia le ceneri derivanti da termovalorizzazione del RSU, sia il biogas estratto dalle discariche. Nella realtà, in particolare quella della città metropolitana di Torino, c'è uno spostamento verso la riduzione dei rifiuti e ciò comporta anche uno sfruttamento quasi esclusivo del metodo di termovalorizzazione, riducendo o eliminando la quantità di rifiuti che devono essere smaltiti in discarica.

Ad oggi, nell'area torinese, è presente soltanto una discarica che produce biogas, quella di Basse di Stura gestita da AMIAT [45]. È stata chiusa nel 2010 e la produzione di gas da discarica diventerà sempre più scarsa nei prossimi anni. È previsto che possa produrre un quantitativo di biogas intorno a 43˙800˙000 Nm^3/anno nel periodo 2017-2023 [46].

Nel 2021 i rifiuti che sono stati smaltiti nel termovalorizzatore del Gerbido sono stati quasi 560˙700 tonnellate. In Tabella 6.3 sono riportati i valori annuali dei conferimenti [47].

Tabella 6.3: Rifiuti conferiti al Termovalorizzatore del Gerbido nel 2021 [47]

Conferente	Quantità [t]
Amiat	193˙406
Acea	29˙729
CADOS-Acsel	16˙706
CISA	13˙093
CADOS-Cidiu	41˙463
COVAR 14	42˙151
SETA	41˙043
Consorzio Chierese per i Servizi	9˙791
CCA-SCS	16˙832
CCA-Teknoservice	15˙537
RU_fuori_CMTO	319
Rifiuti_speciali	140˙628
TOTALE	**560˙698**

In media, le ceneri pesanti secche corrispondono a circa il 21% della massa iniziale del rifiuto [48]. Perciò, con i dati del 2021, sono state prodotte approssimativamente 117˙746,58 tonnellate in un anno.

Utilizzando i risultati del LCA effettuato da Starr et al. [31] è possibile valutare la quantità di biogas che è possibile trattare con le ceneri prodotte e valutare il potenziale impatto sul clima. I risultati, riportati in Tabella 6.4, indicano che la quantità di ceneri prodotte non è sufficiente a processare tutto il biogas estratto dalla discarica di Basse di Stura.

Tabella 6.4: Potenziali benefici e flussi dati dall'utilizzo delle ceneri del Termovalorizzatore del Gerbido

Ceneri dal termovalorizzatore del Gerbido	117˙746,58	t/anno
Biometano producibile	13˙244,83	kWh/anno
Biogas processabile	2˙688,70	Nm^3/anno
Biogas da Basse di Stura	43˙800˙000,00	Nm^3/anno
Impatto Cambiamento Climatico	**-26,19**	**$kgCO_{2eq}/kWh_{biometano}$**

La discarica è in fase "post-mortem" orami da tempo; quindi, è plausibile pensare che la produzione del biogas diminuirà presto, fino ad annullarsi. Tuttavia, sarebbe possibile processare parte del biogas prodotto nella regione da digestione anaerobica, dato che anche le ceneri da biomassa dello scenario Up Ash non sono sufficienti.

Occorre sottolineare che le ceneri del termovalorizzatore vengono già inviate a cementifici, come è consigliabile fare con le ceneri esauste dopo aver processato il biogas. Perciò in questo caso l'upgrading può essere considerata soltanto una fase aggiuntiva del percorso già stabilito delle ceneri. Nello scenario precedente invece, è plausibile ipotizzare che sia necessario fare un'ulteriore ricerca di imprese di produzione di materiali edili come il cemento o delle operazioni di pavimentazione stradale che siano disposte ad inserire le ceneri nel loro ciclo produttivo.

7. Conclusioni

Un punto chiave nella mitigazione dei cambiamenti climatici, in tutti gli scenari proposti da IEA, risulta essere proprio lo sviluppo della bioenergy e in particolare del biogas e biometano. Infatti, per mantenere l'incremento della temperatura media globale sotto controllo non saranno più sufficienti le rinnovabili finora più utilizzate, cioè il solare e l'eolico. Occorre quindi ampliare e migliorare le tecnologie già esistenti e in fase di sviluppo.

Il biogas viene prodotto con metodi convalidati e ottimizzati nei decenni, tra cui la digestione anaerobica. È un procedimento largamente usato che permette di controllare e incrementare dei processi di fermentazione e decomposizione delle molecole di materiale organico che avverrebbero comunque naturalmente.
All'ingresso del digestore anaerobico è possibile trovare tipologie di materiale organico molto varie. È possibile trattare i fanghi di purificazione dell'acque reflue, la frazione organica del rifiuto urbano, le deiezioni animali, gli scarti agroalimentari e quelli industriali. Ma questo processo di decomposizione può avvenire anche tra le stratificazioni più isolate delle discariche. Infatti, in assenza di ossigeno e in condizioni adatte, si forma biogas che è estratto e può essere sfruttato. Esistono molte tipologie produttive e, di conseguenza, altrettante qualità di gas prodotto. La composizione può variare, ma gli elementi fondamentali del biogas sono il metano, l'anidride carbonica e altre impurità. È possibile quindi utilizzarlo come combustibile per la produzione di energia termica ed elettrica in impianti tradizionali a combustione e cogenerativi, oppure può essere trasformato in biometano.
I trattamenti sono principalmente l'upgrading, cioè la rimozione della CO_2, e la purificazione dalle impurità, come ad esempio il processo di desolforazione che permette di ridurre la presenza di acido solfidrico e altri composti dello zolfo. Esistono diverse tecnologie per la trasformazione del biogas in biometano; solitamente necessitano di pretrattare il biogas per purificarlo e solo in seguito avviene la fase di upgrading. Alcune sono il water scrubbing, l'assorbimento con composti organici, lo scrubbing chimico, il Pressure Swing Adsorption, la tecnologia a membrana e la separazione criogenica.
Il biometano così prodotto può essere utilizzato come sostituto del gas naturale di origine fossile. La sua immissione in rete è regolata dalle norme italiane ed europee UNI/TR

11537:2016 e CEN-EN 16726-1. Per il suo utilizzo nelle celle a combustibile ad ossidi solidi, SOFC, il biometano deve avere una purezza molto elevata e soprattutto una bassissima concentrazione di impurità. Queste, come i silossani e l'acido solfidrico, possono avvelenare il catalizzatore a base Ni dell'anodo delle celle, in maniera irreversibile anche se presenti in piccole quantità.

Sono stati qui proposti due sistemi che sfruttano le ceneri pesanti come materiale filtrante per processare il biogas. Il sistema Up Ash usa ceneri da combustione di biomassa legnosa per trasformare il biogas da digestione anaerobica di FORSU e scarti di lavorazione e pulizia agricola in biometano con le caratteristiche per l'immissione in rete. Il sistema BABIU, invece, sfrutta ceneri da incenerimento del RSU e gas da discarica. Entrambi gli impianti sono costituiti principalmente da uno, o due in BABIU, reattori di acciaio che contengono le ceneri. Il biogas attraversa questo letto di ceneri innescando reazioni di carbonatazione o acido-basiche che portano alla formazione di legami molto forti tra le ceneri e le impurità, non solo la CO_2, ma anche i composti dello zolfo ad esempio. Si tratta di un processo discontinuo perché, quando gli inquinanti iniziano ad apparire nel biometano in uscita con concentrazioni troppo elevate, occorre fermare il flussaggio, rimuovere le ceneri esauste per sostituirle con altre fresche.

La metodologia utilizzata per analizzare e valutare questi sistemi è l'Analisi di ciclo di vita, o LCA. Permette di determinare le risorse energetiche e materiali, i rifiuti e le emissioni legate a tutte le fasi della vita di un prodotto, dall'estrazione delle materie prime, allo smaltimento. I risultati finali dell'analisi sono i potenziali impatti, positivi e negativi, dati dall'intero processo sull'ambiente, la salute umana e degli ecosistemi, e molto altro, a seconda del metodo di valutazione degli impatti selezionato.

Il sistema Up Ash è stato analizzato cercando di adattare le informazioni ottenute dal test con misurazione dei composti in traccia all'eventuale funzionamento su scala più ampia. In quest'ottica sono stati esclusi dal sistema alcune operazioni come il flussaggio di azoto prima e dopo la fase operativa, necessario durante i test per questioni di sicurezza; oppure lo stoccaggio del biometano prodotto in bombole, preferendo considerare la sua immissione diretta in rete. Anche l'umidificazione delle ceneri non è stata presa in considerazione perché,

come avvenuto proprio nel test di riferimento, le ceneri possono raggiungere umidità accettabili anche semplicemente durante lo stoccaggio all'aperto.

Il sistema è stato valutato partendo dalla sua principale funzione, cioè la produzione di biometano con le caratteristiche per l'immissione in rete, sottolineando in particolare il suo potenziale utilizzo come combustile riferendo tutto il sistema all'unità funzionale di 1kWh.

Gli altri vantaggi del sistema sono principalmente tre. Il primo è dato dalla cattura dell'anidride carbonica da parte delle ceneri. Il secondo è il flusso di gas naturale sostituito dal biometano prodotto, di cui l'estrazione e produzione sono così evitati. Infine, il terzo vantaggio è legato alla conversione e utilizzo dei componenti, anche in traccia, del biogas, che non vengono così rilasciati in atmosfera. Tutti questi flussi sono stati considerati come emissioni o prodotti evitati.

Le operazioni di carico e scarico delle ceneri, il loro trasporto, contribuiscono al funzionamento del sistema; quindi, rientrano nei confini del sistema valutato. Lo stesso vale per il pretrattamento tramite soffiante del biogas prima del reattore e la strumentistica per la misurazione delle condizioni e composizioni dei due gas; perciò, si è tenuto conto del loro consumo di energia elettrica.

La costruzione e produzione del reattore è stata semplificata al quantitativo di acciaio di cui è costituito, ipotizzandone il suo riciclo a fine vita dell'impianto.

Infine, è stata considerata l'occupazione del suolo, prevedendo un funzionamento di quaranta cicli all'anno, per dieci anni su un'area di circa 10 m^2. Il tutto è stato pesato sul contenuto energetico di tutto il biometano producibile in questo periodo.

Utilizzando il metodo di valutazione degli impatti Environmental Footprint 2.0, si sono ottenuti risultati interessanti in particolar modo per la categoria "cambiamento climatico".

Come previsto, i vantaggi dati all'utilizzo del sistema Up Ash riducono notevolmente la presenza di gas serra, avendo un impatto con valori negativi, cioè di emissioni evitate. L'analisi inoltre chiarisce che il maggior contributo è dato dal rilascio evitato dei componenti del biogas, e che globalmente si ha un impatto di -2.611 $kgCO_{2eq}/kWh_{biometano}$. Ciò significa che i sottoprocessi che rilasciano gas serra, come la produzione e utilizzo dell'elettricità, del diesel e del trasporto, non vanno a compromettere la riduzione di gas serra data dalle emissioni evitate elencate precedentemente.

Il sistema BABIU era già stato sottoposto ad un'analisi di ciclo di vita in studi precedenti. I valori ottenuti sono in linea con i risultati del LCA di Up Ash. Infatti, anche in questo caso, la trasformazione e valorizzazione del biogas altrimenti disperso fornisce il contributo più rilevante alle emissioni di gas serra evitate. L'impatto sul cambiamento climatico considerato e calcolato con il metodo CML 2001, è il Global Warming Potential a 100 anni (GWP100a); ed è risultato pari a -1,977 $kgCO_{2eq}/kWh_{biometano}$.

Dopo aver ottenuto tali risultati, che confermano i benefici dati da questi sistemi innovativi, sono stati proposti due scenari per valutare il potenziale effetto su scala più ampia.
Il sistema Up Ash potrebbe utilizzare tutte le ceneri prodotte dagli impianti termoelettrici a biomassa solida presenti in Piemonte, processando circa il 6.6% di tutto il biogas prodotto nella regione. In un anno si potrebbero ridurre le emissioni di circa -16˙320 tCO_{2eq}/anno.
Il sistema BABIU invece, potrebbe essere utilizzato su scala metropolitana, sfruttando le ceneri prodotte dal termovalorizzatore del Gerbido di Torino. Il biogas da processare può essere sia quello estratto dalla discarica di Basse di Stura, oppure parte di quello non processato dal sistema Up Ash. L'impatto annuale sarebbe di circa -26,19 tCO_{2eq}/anno.
In entrambi gli scenari la quantità di biogas già attualmente prodotto è molto più elevata rispetto a quello processabile dalle ceneri disponibili. Inoltre, è consigliato inviare le ceneri esauste a cementifici o al riutilizzo in fondi stradali, in modo da assicurare che la CO_2 e le altre impurità catturate non vengano reimmesse in atmosfera.

Perciò, è stato possibile verificare l'efficacia e i benefici di entrambi i sistemi di purificazione di biogas che possono essere definiti a basso costo sia a causa dei bassi investimenti necessari, sia per il fatto che i flussi principalmente usati sono provenienti quasi esclusivamente da scarti e rifiuti. Si inseriscono nell'ottica di mitigazione del cambiamento climatico per più aspetti contemporaneamente. Infatti, producono un biocombustibile che può perfettamente sostituire il gas naturale di origine fossile; i materiali utilizzati sono rifiuti, perciò per ora ancora inevitabili, che guadagnano così un valore e scopo aggiuntivo; catturano l'anidride carbonica presente nel biogas ed evitano l'emissione degli altri composti, in particolare del metano, nell'ambiente.
Tali benefici non vengono però oscurati dalle tutte le altre fasi del ciclo di vita del sistema, come è risultato da entrambe le LCA.

Indice delle Figure

Figura 1.1: : Emissioni di CO_2 negli scenari del World Energy Outlook 2021[1] 2
Figura 2.1: Fasi della digestione anaerobica per la produzione di biogas [8]..... 7
Figura 2.2: Schema d"impianto del processo water scrubbing per l'upgrading del biogas [13] 12
Figura 2.3: Schema d'impianto del processo di assorbimento chimico per l'upgrading del biogas [13] 13
Figura 2.4: Schema d'impianto del processo di Pressure Swing Adsorption per l'upgrading del biogas [13]..... 14
Figura 2.5: Schema d'impianto della tecnologia a membrana per l'upgrading del biogas [13] 14
Figura 2.6: Schema d'impianto del processo di separazione criogenica per l'upgrading del biogas [13] 15
Figura 2.7: Schema d'impianto di un termovalorizzatore di rifiuti solidi urbani [28] 23
Figura 2.8: Stratificazione della struttura della pavimentazione stradale [28]..... 24
Figura 2.9: Volume di anidride carbonica catturata a 2 bar in funzione dell'umidità delle ceneri [30]..... 27
Figura 3.1: Impianto pilota Up Ash [16] 32
Figura 3.2: Operazioni di carico e scarico delle ceneri [16] 33
Figura 3.3: Schema semplificato dell'impianto pilota Up Ash con le fasi di normale funzionamento, pulizia con l'azoto e lo stoccaggio in bombole del biometano 35
Figura 4.1: Schema TBL della sostenibilità come equilibrio tra ambiente, economia e società [36]..... 44
Figura 4.2 : Schema dei flussi di un ciclo di vita [40] 45
Figura 4.3: Fasi del Life Cycle Analysis [41]..... 47
Figura 4.4: Semplificazione dell'impianto Up Ash e definizione dei confini di sistema per l'analisi di ciclo di vita..... 49
Figura 4.5: Indicatori qualità dei dati secondo ecoinvent data quality system 52
Figura 4.6: Valori selezionati per gli indicatori durante la fase di inserimento dei dati 53
Figura 4.7: Schema dei sottoprocessi e dei flussi del sistema Up Ash all'interno del software openLCA..... 55
Figura 4.8: Contributi di ogni paese fornitore di gas naturale nel mix considerato 59
Figura 4.9: Emissioni totali di anidride carbonica per la produzione di 1kWh di biometano con Up Ash..... 82
Figura 4.10: Impatti Diretti+Upstream di tipo Cambiamento Climatico per ogni sottoprocesso..... 97
Figura 4.11: Impatti Diretti di tipo Cambiamento Climatico per ogni sottoprocesso..... 98
Figura 5.1: Schema impianto sperimentale BABIU [7] 100
Figura 5.2: Schema dell'impianto pilota BABIU [39] 101
Figura 5.3: Andamento della concentrazione volumetrica di metano e anidride carbonica nel sistema BABIU, nel test 3 [39]..... 102
Figura 5.4: Confini del sistema per LCA [31] 104
Figura 5.5 Risultati analisi LCA per sistema BABIU e altri metodi di upgrading [31] 105

Indice delle Tabelle

Tabella 2.1: Composizione del biogas a livello di macro-elementi per tipologia di materiale processato [9] ... 8
Tabella 2.2: Composizione e caratteristiche di gas da discarica, biogas da digestione anaerobica e gas naturale [9] ... 9
Tabella 2.3: Caratteristiche e costi dei principali metodi di upgrading del biogas [8] ... 16
Tabella 2.4: Limiti per l'iniezione del biometano in rete [16] ... 18
Tabella 3.1: Composizione delle ceneri della centrale termoelettrica della Fondazione Edmund Mach [16] ... 36
Tabella 4.1: Risultati dell'analisi della qualità dei dati ... 53
Tabella 4.2: Consumi e ipotesi di funzionamento della strumentistica del sistema Up Ash 57
Tabella 4.3: Flussi del sottoprocesso Upgrading ... 57
Tabella 4.4: Flussi in ingresso in ARIA per kWh di biometano prodotto ... 61
Tabella 4.5: Flussi in ingresso in ACQUA per kWh di biometano prodotto ... 62
Tabella 4.6: Flussi in ingresso nel SOTTOSUOLO per kWh di biometano prodotto ... 65
Tabella 4.7: Flussi in ingresso di tipo SUOLO per kWh di biometano prodotto ... 68
Tabella 4.8: Altri flussi in ingresso per kWh di biometano prodotto ... 70
Tabella 4.9: Flussi in uscita in ARIA per kWh di biometano prodotto ... 71
Tabella 4.10: Flussi in uscita in ACQUA per kWh di biometano prodotto ... 75
Tabella 4.11: Flussi in uscita nel TERRENO per kWh di biometano prodotto ... 80
Tabella 4.12: Altri flussi in uscita per kWh di biometano prodotto ... 81
Tabella 4.13: Categorie e sottocategorie considerate in EF 2.0 midpoint ... 84
Tabella 4.14: Fattori di conversione per la categoria Cambiamento Climatico ... 85
Tabella 4.15: Fattori di conversione per la categoria Qualità degli Ecosistemi ... 87
Tabella 4.16: Fattori di conversione per la categoria Salute Umana ... 88
Tabella 4.17: Fattori di conversione per la categoria Risorse ... 91
Tabella 4.18: Risultati per categoria di impatto per kWh di biometano prodotto ... 94
Tabella 4.19: Impatti diretti per sottoprocesso per la produzione di 1 kWh di biometano con il sistema Up Ash ... 95
Tabella 4.20: Impatti diretti + upstream per sottoprocesso per la produzione di 1 kWh di biometano con il sistema Up Ash ... 96
Tabella 5.1: Flussi in ingresso al sistema BABIU e potenziale impatto climatico [31] ... 105
Tabella 6.1: Potenza installata per provincia e calcolo del biometano producibile [43] ... 106
Tabella 6.2: Potenziali benefici climatici per provincie piemontesi ... 107
Tabella 6.3: Rifiuti conferiti al Termovalorizzatore del Gerbido nel 2021 [47] ... 108
Tabella 6.4: Potenziali benefici e flussi dati dall'utilizzo delle ceneri del Termovalorizzatore del Gerbido ... 109

Bibliografia

[1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2021».

[2] National Oceanic and Atmospheric Administration, «Average Global Temperature 2021». https://www.noaa.gov/news/2021-was-worlds-6th-warmest-year-on-record

[3] International Energy Agency, «Global Energy Review 2021», 2021.

[4] UN Climate Change Conference, «UN Climate Change Conference (COP26) at the SEC – Glasgow 2021», *UN Climate Change Conference (COP26) at the SEC – Glasgow 2021*. https://ukcop26.org/it/gli-obiettivi-della-cop26/

[5] International Energy Agency, «Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector».

[6] «Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth», *IEA*. https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth

[7] P. Mostbauer, S. Lenz, e P. Lechner, «MSWI BOTTOM ASH FOR UPGRADING OF BIOGAS AND LANDFILL GAS», *Environ. Technol.*, vol. 29, n. 7, pagg. 757–764, lug. 2008, doi: 10.1080/09593330801987061.

[8] X. Y. Chen, H. Vinh-Thang, A. A. Ramirez, D. Rodrigue, e S. Kaliaguine, «Membrane gas separation technologies for biogas upgrading», *RSC Adv.*, vol. 5, n. 31, pagg. 24399–24448, 2015, doi: 10.1039/C5RA00666J.

[9] E. Ryckebosch, M. Drouillon, e H. Vervaeren, «Techniques for transformation of biogas to biomethane», *Biomass Bioenergy*, vol. 35, n. 5, pagg. 1633–1645, mag. 2011, doi: 10.1016/j.biombioe.2011.02.033.

[10] Q. Sun, H. Li, J. Yan, L. Liu, Z. Yu, e X. Yu, «Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pagg. 521–532, nov. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.029.

[11] S. Rasi, «Biogas composition and upgrading to biomethane», pag. 80, 2009.

[12] Vienna University of Technology, Institute of Chemical Engineering, e Research Divison Thermal Process Engineering and Simulation, «Biogas to Biomethane Technology Review». maggio 2012.

[13] A. I. Adnan, M. Y. Ong, S. Nomanbhay, K. W. Chew, e P. L. Show, «Technologies for Biogas Upgrading to Biomethane: A Review», *Bioengineering*, vol. 6, n. 4, Art. n. 4, dic. 2019, doi: 10.3390/bioengineering6040092.

[14] P. D. Profio, S. Arca, e E. D'Alessandro, «Sviluppo del processo di produzione di biometano da biogas mediante formazione di gas idrati», pag. 56.

[15] G. Luo, S. Johansson, K. Boe, L. Xie, Q. Zhou, e I. Angelidaki, «Simultaneous hydrogen utilization and in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor», *Biotechnol. Bioeng.*, vol. 109, n. 4, pagg. 1088–1094, 2012, doi: 10.1002/bit.24360.

[16] D. Papurello, S. Silvestri, F. Biasioli, e L. Lombardi, «Wood ash biomethane upgrading system: A case study», *Renew. Energy*, vol. 182, ott. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.10.037.

[17] A. Lanzini *et al.*, «Dealing with fuel contaminants in biogas-fed solid oxide fuel cell (SOFC) and molten carbonate fuel cell (MCFC) plants: Degradation of catalytic and electro-catalytic active surfaces and related gas purification methods», *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 61, pagg. 150–188, lug. 2017, doi: 10.1016/j.pecs.2017.04.002.

[18] A. Hagen, J. F. B. Rasmussen, e K. Thydén, «Durability of solid oxide fuel cells using sulfur containing fuels», *J. Power Sources*, vol. 196, n. 17, pagg. 7271–7276, set. 2011, doi: 10.1016/j.jpowsour.2011.02.053.

[19] D. Papurello, A. Lanzini, L. Tognana, S. Silvestri, e M. Santarelli, «Waste to energy: Exploitation of biogas from organic waste in a 500 Wel solid oxide fuel cell (SOFC) stack», *Energy*, vol. 85, pagg. 145–158, giu. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.03.093.
[20] D. Papurello, S. Silvestri, e A. Lanzini, «Biogas cleaning: Trace compounds removal with model validation», *Sep. Purif. Technol.*, vol. 210, pagg. 80–92, feb. 2019, doi: 10.1016/j.seppur.2018.07.081.
[21] D. Papurello, S. Silvestri, L. Tomasi, I. Belcari, F. Biasioli, e M. Santarelli, «Biowaste for SOFCs», *Energy Procedia*, vol. 101, pagg. 424–431, nov. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.054.
[22] H. L. Zhu *et al.*, «Study of H2S Removal Capability from Simulated Biogas by Using Waste-Derived Adsorbent Materials», *Processes*, vol. 8, n. 9, pag. 1030, ago. 2020, doi: 10.3390/pr8091030.
[23] D. Papurello *et al.*, «Biogas trace compound removal with ashes using proton transfer reaction time-of-flight mass spectrometry as innovative detection tool», *Fuel Process. Technol.*, vol. 145, pagg. 62–75, mag. 2016, doi: 10.1016/j.fuproc.2016.01.028.
[24] Comitato Termotecnico Italiano e Regione Lombardia, «Progetto BIOCEN: Gestione e valorizzazione delle ceneri di combustione nella filiera Legno-Energia».
[25] E. M. Bonfim-Silva, T. Martinez-Santos, T. J. A. da Silva, R. D. de S. Alves, E. A. R. Pinheiro, e T. F. Duarte, «Wood ash as a vegetative-growth promoter in soils with subsurface compaction», *Rev. Bras. Eng. Agríc. E Ambient.*, vol. 26, n. 4, pagg. 258–265, apr. 2022, doi: 10.1590/1807-1929/agriambi.v26n4p258-265.
[26] B. Symanowicz, M. Becher, D. Jaremko, e K. Skwarek, «Possibilities for the Use of Wood Ashes in Agriculture», *J. Ecol. Eng.*, vol. 19, n. 3, pagg. 191–196, mag. 2018, doi: 10.12911/22998993/86156.
[27] C. H. K. Lam, A. W. M. Ip, J. P. Barford, e G. McKay, «Use of Incineration MSW Ash: A Review», *Sustainability*, vol. 2, n. 7, pagg. 1943–1968, lug. 2010, doi: 10.3390/su2071943.
[28] R. del Valle-Zermeño, J. Formosa, J. M. Chimenos, M. Martínez, e A. I. Fernández, «Aggregate material formulated with MSWI bottom ash and APC fly ash for use as secondary building material», *Waste Manag.*, vol. 33, n. 3, pagg. 621–627, mar. 2013, doi: 10.1016/j.wasman.2012.09.015.
[29] E. Rendek, G. Ducom, e P. Germain, «Carbon dioxide sequestration in municipal solid waste incinerator (MSWI) bottom ash», *J. Hazard. Mater.*, vol. 128, n. 1, pagg. 73–79, gen. 2006, doi: 10.1016/j.jhazmat.2005.07.033.
[30] K. Starr, X. Gabarrell, G. Villalba, L. Talens, e L. Lombardi, «Life cycle assessment of biogas upgrading technologies», *Waste Manag.*, vol. 32, n. 5, pagg. 991–999, mag. 2012, doi: 10.1016/j.wasman.2011.12.016.
[31] K. Starr, X. G. Durany, G. V. Mendez, L. Talens, e L. Lombardi, «Biogas Upgrading: Global Warming Potential of Conventional and Innovative Technologies», pag. 13.
[32] G. Ducom, D. Radu-Tirnoveanu, C. Pascual, B. Benadda, e P. Germain, «Biogas – Municipal solid waste incinerator bottom ash interactions: Sulphur compounds removal», *J. Hazard. Mater.*, vol. 166, n. 2–3, pagg. 1102–1108, lug. 2009, doi: 10.1016/j.jhazmat.2008.12.024.
[33] L. Lombardi, «LIFE08/ENV/IT/000429 FINAL REPORT UPGAS-LOWCO2».
[34] APAT, Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici, «Digestione Anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi».
[35] B. R. Keeble, «The Brundtland report: 'Our common future'», *Med. War*, vol. 4, n. 1, pagg. 17–25, gen. 1988, doi: 10.1080/07488008808408783.

[36] European Union, Agenzia per la Coesione Territoriale, Ministero dell'Ambiente, Sogesid spa, e Pon, Governance e capacità istituzionale, «La valutazione degli impatti ambientali lungo il ciclo di vita di beni e servizi: Strumenti e Normativa».
[37] «UNI EN ISO 14040:2021». http://store.uni.com/catalogo/norme/root-categorie-tc/uni/uni-ct-004/uni-ct-004-gl-01/uni-en-iso-14040-2021
[38] «UNI EN ISO 14044:2021». http://store.uni.com/catalogo/norme/root-categorie-tc/uni/uni-ct-004/uni-ct-004-gl-01/uni-en-iso-14044-2021
[39] T. Olivieri, «Metodi innovativi di Up-Grading per biogas», Dottorato, Università degli Studi di Firenze, Firenze.
[40] «openLCA.org | openLCA is a free, professional Life Cycle Assessment (LCA) and footprint software with a broad range of features and many available databases, created by GreenDelta since 2006». https://www.openlca.org/
[41] «GreenDelta | Sustainability Consulting + Software». https://www.greendelta.com/
[42] «TRM | Trattamento rifiuti metropolitani», *TRM*. https://trm.to.it/
[43] «GSE». https://www.gse.it/
[44] ISPRA e R. Laraia, *Studio sull'utilizzo di biomasse combustibili e biomasse rifiuto per la produzione di energia*. Roma: ISPRA, 2010.
[45] «Interramento controllato Basse di Stura - Amiat Gruppo Iren», *Amiat*. https://www.amiat.it/ciclo-integrato-dei-rifiuti/destino-frazioni-raccolte/impianti/interramento-controllato-basse-di-stura
[46] I. F. Bonnardel, «Il sistema di gestione della discarica AMIAT di Basse di Stura di Torino», pag. 10.
[47] C. S. I. Piemonte, «Ambiente - Città Metropolitana di Torino...» http://www.cittametropolitana.torino.it/cms/ambiente/rifiuti/osservatorio-rifiuti/rifiuti-urbani-residui/
[48] «Funzionamento», *TRM*. https://trm.to.it/funzionamento/