



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**ANALISI LCA DEL BIOGAS PRODOTTO DA UN MIX
AGROZOOTECNICO IN UN'AZIENDA DEL SETTORE AGRICOLO
CONSIDERANDO DIVERSI UTILIZZI FINALI**

Relatore:
Professoressa Anna Stoppato

Laureando:
Jacopo Busato
1177891

Anno Accademico 2019/2020

INDICE

Abstract

1. Introduzione generale
2. Biogas e biometano
 1. Biogas
 - Il biogas
 - La digestione anaerobica e la filiera del biogas
 - Usi finali
 - Il biogas in Italia e nel mondo
 2. Biometano
 - Il biometano (introduzione)
 - Usi finali
 - Stato dell'arte odierno
 - Vantaggi e svantaggi di biogas e biometano
3. Analisi LCA
 1. Analisi LCA (descrizione)
4. Spiegazione del caso studio
 1. Descrizione del modello utilizzato in questo elaborato
 2. SimaPro professional
 - Programma SimaPro
 - Metodi finali di analisi
5. Applicazione
 1. Analisi del caso in esame
 - Definizione scopi e obiettivi
 - Analisi di inventario
 - Analisi degli impatti
6. Confronto dei vari casi
 1. Confronto tra i casi utilizzanti upgrading
 2. Confronto casistiche utilizzanti motore cogenerativo

7. Conclusioni

8. Ringraziamenti

Bibliografia

Sitografia

ABSTRACT

In questo elaborato di tesi magistrale l'obiettivo finale è quello di effettuare un'analisi LCA semplificata degli usi finali del biogas di origine agricola-zootecnica utilizzando una dieta nota.

Verranno valutati impatti, emissioni dannose per l'ambiente e utilizzo dell'energia per varie soluzioni potenzialmente utilizzabili a valle di un digestore per la produzione di biogas con il gas risultante che può essere utilizzato come tale o trasformato in biometano.

Tale analisi, conforme a normativa, verrà effettuata con l'utilizzo del software SimaPro Professional.

Dopo aver costruito uno schema impiantistico del tipo "a blocchi" verranno esaminati dei casi ipotetici presi da letteratura che rispecchiano situazioni globali effettivamente realizzabili e dimensionate secondo le esigenze per un'azienda agro-zootecnica sita in ambiente rurale in modo da effettuare valutazioni anche sull'eventuale accesso con allacciamento alla rete del gas.

Le soluzioni impiantistiche adottate saranno molteplici a seconda dell'uso che si intende fare del vettore energetico legate sia alla produzione di energia (elettrica o termica) che a quella del combustibile biometano, tutte queste però avranno una matrice comune che comprenderà la parte di "filiera" racchiusa tra la raccolta e il trasporto della biomassa e la produzione del gas nel digestore.

La trattazione pertanto verterà di una parte introduttiva relativa ai due vettori energetici presi in considerazione, biogas e biometano, si passerà successivamente alla definizione della metodologia, alla descrizione del software e le modalità di costruzione e lavoro.

Il tutto si concluderà con visualizzazione e valutazione dei risultati dell'analisi facendo un confronto tra le diverse casistiche prese in esame e procedendo con un'analisi di sensibilità osservando come si modificano i risultati in funzione della variazione di alcuni parametri principali.

INTRODUZIONE

La produzione di biogas ed il suo utilizzo, connesso anche alla sua successiva trasformazione in biometano, sono uno degli argomenti più importanti del panorama energetico dell'ultimo ventennio.

Le tecnologie connesse a queste due fonti “green” sono in continuo studio sia a livello locale che globale.

L'idea mondiale, viste anche le recenti problematiche ambientali e climatiche (che al momento risultano essere quelle prioritarie nell'interesse dell'uomo e verso le quali si stanno concentrando i maggiori sforzi ed investimenti), si sta proiettando verso un pianeta sempre meno inquinato ed un'attuazione di misure sempre più eco-sostenibili e a minor impatto possibile per l'ambiente.

Dal protocollo di Kyoto in poi l'attenzione dell'Unione Europea nei confronti della difesa ambientale e delle politiche di sostenibilità si è andata sempre più consolidando, attraverso azioni e misure dirette alla riduzione delle emissioni che, seppur con risultati ancora incerti e differenze di posizione tra i Paesi, si sono fatte sempre più continue e con target via via più ambiziosi.

Da questo punto di partenza l'intensificazione dell'azione delle istituzioni europee (nella fattispecie ma non solo, visto che risulta essere un problema mondiale) nella lotta ai cambiamenti climatici ha condotto la Commissione nel novembre 2018 a presentare una nuova Strategia di lungo termine, che prevede otto possibili scenari per portare a zero le emissioni nette di anidride carbonica entro il 2050, rispetto al precedente target di contenimento fissato a 80-95%.

Da questo punto di vista, sull'onda delle ipotesi di riduzione sopra citate, ci si propone un impegno “ultimo” alquanto audace, quello di rendere l'Europa il primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050.

Come si evince dalla newsletter di gennaio del GME (Gestore Mercati Energetici), il ruolo dei gas rinnovabili nel processo di decarbonizzazione assume un peso sempre maggiore anche nell'ottica di un migliore connubio con aziende esistenti.

Un impegno così ambizioso richiede pianificazioni, cambiamenti ed uno sguardo ad un diverso trend che elimini del tutto (o quasi, dove possibile) l'energia derivante da fonti fossili e lo stesso loro utilizzo per qualsiasi impianto di produzione energetica e non.

È proprio in questa configurazione ed in questa cornice futura che si vanno a collocare le energie rinnovabili e, guardando a questa trattazione, più nello specifico i cosiddetti gas rinnovabili.

Gas come idrogeno verde, metano sintetico e quelli di cui ci stiamo occupando in questo elaborato come il biogas ed il biometano presentano caratteristiche comuni e fondamentali per il processo di decarbonizzazione che si intende attuare:

- Sono prodotti da fonti rinnovabili
- Contribuiscono a ridurre le emissioni di gas serra
- Con il loro utilizzo si va a decarbonizzare la domanda di gas e fonti fossili

I cosiddetti “green gas” si elevano a fonte principe per lo scenario futuro grazie alla loro continuità e disponibilità che ne permette una produzione stabile in antitesi rispetto ad altre tipologie di energia rinnovabile, come ad esempio l'energia eolica o quella solare.

Un ulteriore punto a favore di queste risorse e delle tecnologie ad essi connesse è la possibilità di essere immagazzinate, quando ci si trova di fronte ad un surplus di tali fonti,

ed essere trasportate successivamente, quando ne viene richiesta una certa quantità, sfruttando per la maggior parte le strutture e le infrastrutture del gas naturale, ad esempio, seppur con qualche accorgimento di tipo logistico.

In questo modo si andrebbe a creare un legame tra entità legate a vari ambiti (agricolo, industriale, agroalimentare), settori che alla fine delle loro lavorazioni producono elevate quantità di materiale di scarto, in unione a produzione di gas rinnovabili che possono essere utilizzati in loco o successivamente essere trasformati in combustibili o direttamente in energia, elettrica o termica per diversi usi del quotidiano.

Con ciò non si vuol dire che verranno utilizzate solamente sostanze di scarto e rifiuti, come si vedrà successivamente infatti ci sono realtà che producono colture proprio ad hoc per questa finalità.

L'intento che si vuole ottenere con questo nuovo tipo di "filiera" è quello di portare ad una diminuzione, per alcune tipologie industriali, di sottoprodotto considerato di scarto e che verrebbe in parte buttato o difficilmente riutilizzato, rendendolo utilizzabile come fonte primaria per un processo di produzione che come meta ultima ha una commodity indispensabile come l'energia.

Ovviamente il discorso risulta essere più complesso di quanto esposto in queste poche righe, ogni innovazione ed ogni cambiamento portano con loro uno strascico di domande a cui dover rispondere sia per comprenderle meglio che per validarne l'effettiva fattibilità.

A tale esempio, proprio relativamente a biogas e biometano, ci si chiede se queste tecnologie sul lungo periodo, a fronte di un ipotetico anno di riferimento quale il 2050, saranno economicamente vantaggiose e se potranno effettivamente sostenere la domanda e trainare il settore delle energie rinnovabili.

La loro fattibilità in campo energetico in concomitanza alle emissioni prodotte ed agli impatti verso l'ambiente sarà l'obiettivo ultimo di questo elaborato che si propone di valutare quale sia la soluzione migliore tra alcuni usi finali disponibili in relazione all'utilizzo in un'azienda che necessita di energia e dispone di materia prima.

IL BIOGAS

Il biogas è una delle fonti alternative più utilizzate per la produzione di energia da origine rinnovabile.

Come già spiegato in precedenza, ultimamente ha assunto un peso sempre più crescente nel panorama europeo, importanza che probabilmente nel corso dei prossimi anni aumenterà fino a far assumere a questo gas un ruolo ancora più rilevante, ipotizzabile a quello di leader trascinatore tra le energie rinnovabili.

Questa attenzione su di esso deriva dalle proprietà che lo contraddistinguono dai combustibili fossili che oggi vengono utilizzati per la produzione di energia in moltissimi ambiti e dalla base di partenza, la biomassa, dalla quale questo gas viene prodotto.

Il biogas è una miscela di vari tipi di gas prodotti principalmente della fermentazione batterica in anaerobiosi.

Il frutto di questa degradazione in assenza di ossigeno (la digestione anaerobica per l'appunto) di residui organici provenienti da sostanze animali, vegetali o altre sostanze organiche è un gas composto per la maggior percentuale da metano (CH₄) ed anidride carbonica (CO₂).

Oltre a questi due macro componenti sono spesso presenti tracce in minor percentuale di altre sostanze, quali ossido di carbonio, azoto, idrogeno, idrogeno solforato e ammoniaca in leggera quantità.

Ovviamente la composizione e le percentuali di sostanze presenti non sono fisse, ma mutabili in funzione della tipologia di digestato ottenuto nel digestore: la biomassa di partenza sarà infatti diversa a seconda del contesto in cui ci si trova e nel quale è presente (o nel caso non fosse presente nel quale si andrà ad inserire) la filiera per la produzione del gas.

Ecco perché la composizione del biogas varia in base alla provenienza dello stesso.

I residui utili che vengono usati come sostanza umida nel digestore possono avere diversa derivazione ed origine:

- Scarti dell'agroindustria
- Scarti dell'industria alimentare
- Scarti dell'industria zootecnica
- Colture vegetali ad hoc
- Frazione umida dei rifiuti solidi urbani
- Fanghi di depurazione di alcuni tipi di industrie
- *alghe* (possibile utilizzo futuro)

Quelle presentate poc'anzi sono solamente le macroaree (industriali e non) dalle quali si estrae biomassa residuale per la successiva fermentazione.

Non tutte le sostanze possono produrre il biogas.

La normativa, infatti, prevede che:

“possono essere utilizzate le biomasse relative alla parte biodegradabile dei prodotti provenienti dall'agricoltura, come le sostanze animali e vegetali, dalla silvicoltura, dalle industrie connesse e dai rifiuti industriali e urbani. In particolare, possono essere usate le biomasse di determinati scarti di settori specifici come quello agroindustriale, zootecnico, della produzione agricola, dei rifiuti solidi organici e delle colture dedicate”.

Tutti quei materiali che presentano una pericolosità per l'ambiente in fatto di contaminazione, ove possibile l'uso come biomassa, non possono essere utilizzati se non dopo previo adeguato trattamento.

Esempi derivazione biomassa

Per quanto riguarda le colture ad hoc, in letteratura ne vengono descritte molteplici come ad esempio: mais, sorgo e sorgo zuccherino, canna comune, bietole, segale integrale, barbabietola da zucchero, erbasilo, trifoglio, ginestra e tante altre, tutte colture già avanzate e mature che possono essere sfruttate in moltissime parti del mondo, anche se la problematica relativa allo spazio necessario per i campi e le coltivazioni è una delle tematiche più controverse e ancora non risolte che vengono inserite come potenziali problemi riferiti a questo tipo di energia.

Insilato di mais
Insilato di sorgo
Segale integrale
Barbabietola da zucchero
Colletti e foglie di barbabietola
Erbasilo
Trifoglio

Fig.1 Principali colture dedicate usate come biomassa (fonte: La filiera del biogas)

Come già visto in precedenza da normativa oltre a colture ad hoc si possono utilizzare rifiuti dell'industria agroalimentare o alimentare, scarti di lavorazione oppure cibi scaduti e quindi in ogni caso destinati a non essere utilizzati in seguito in altro modo.

In questa categoria possiamo trovare tipologie di alimenti come bucce, noccioli e semi, torsoli, frutti avariati o in stato di decomposizione, alimenti scaduti, insilato di mais o di sorgo, trinciato di mais, sorgo o altre colture, farine di scarto.

Ovviamente si potrebbe fare una lunghissima lista, altre derivazioni utilizzate sono presenti nella tabella sottostante di figura 2.

Residui della lavorazione dei succhi di frutta
Scarti lavorazione ortofrutta
Melasso
Residui della lavorazione delle patate
Buccette di pomodoro
Residuo della distillazione dei cereali
Trebbe di birra
Siero
Polpa di cellulosa
Acque di vegetazione

Fig.2 Scarti industriali utilizzabili come biomassa (fonte:La filiera della biomassa)

Le tipologie precedentemente elencate derivano da esperienze consolidate di impianti per la produzione di biogas dalla frazione organica dei rifiuti inseriti nei siti di trattamento o produzione degli stessi.

Per quanto riguarda il settore agricolo, però, l'interesse è più propriamente orientato a quegli

impianti che utilizzano, per ragioni differenti, sottoprodotti e/o rifiuti del comparto agroindustriale che possono essere inseriti, più opportunamente, all'interno di filiere agroenergetiche.

Questo concetto si rifà al discorso di inserire nel miglior modo possibile in un contesto già esistente la filiera di produzione del gas in modo da non dover aumentare le emissioni dovute, ad esempio, alla distanza e legate ai trasporti.

Oltre alle industrie agroalimentari, vi sono svariati esempi, in maggioranza nel panorama europeo ma con casistiche anche a livello mondiale, di digestori che vengono inseriti in aziende o in un contesto agricolo relativo all'ambito zootecnico.

I reflui zootecnici, che siano essi liquidi (deiezioni liquide da stalla), semi-solidi o solidi (letame) sono uno scarto sempre presente per tutta la durata dell'anno in un'azienda zootecnica che abbia capi di bestiame da allevamento.

Tale rifiuto di norma, nelle aziende zootecniche che non presentano un digestore per la produzione di biogas, viene defluito dalle stalle in cui viene prodotto e messo in una vasca di raccolta dalla quale successivamente viene prelevato ed utilizzato come fertilizzante o concime per i campi.

Le deiezioni, solide o liquide, presentano una composizione estremamente variabile, non solo in funzione della specie animale che li origina (bovina, suina, avicola), ma anche in funzione delle modalità di allevamento e di gestione del refluo nel suo complesso.

Chiaramente la quantità prodotta non è definita, ma risulta essere ipotizzabile in base al numero di capi posseduti.

Anche il quantitativo di metano producibile varierà in base a diversi parametri come consistenza del digestato od alla percentuale di frazione secca od umida, quindi, come si può evincere, avere reflui liquidi o letame solido cambia la situazione e le condizioni nelle quali si andrà a lavorare.

Tra i reflui zootecnici, i liquami presentano una composizione chimico/fisica mediamente più adatta per i processi di digestione anaerobica più diffusi.

In generale, per tutti i tipi di deiezioni, i fattori che devono essere maggiormente considerati sono:

- composizione del materiale: influisce sulla la velocità di degradazione (degradabilità) che presenta valori decrescenti rispettivamente per proteine, grassi, cellulosa, lignina. Ad esempio il liquame bovino, a maggior contenuto di materiale cellulosico, presenta una velocità di degradazione inferiore a un liquame suino più ricco in grassi che presenta maggiori rendimenti in biogas rispetto agli altri liquami;
- presenza di elementi tossici per il metabolismo microbico: sono spesso micronutrienti, quali sodio (Na), potassio (K), calcio (Ca), magnesio (Mg), ammonio (NH₄⁺), zolfo (S) che, se presenti in eccesso, possono indurre tossicità; non di rado inoltre sono presenti anche tracce di metalli pesanti, quali rame (Cu), cromo (Cr), nichel (Ni), zinco (Zn), piombo (Pb) che possono creare danni al metabolismo se presenti in concentrazioni superiori a 1 mg/l.

“Fare bene il biogas” o come si dice oggi “biogasdoneright®” significa inserire il biogas nel ciclo produttivo dell'azienda agricola o zootecnica senza che ciò significhi ridurre la capacità dell'azienda stessa di produrre cibo e foraggi come ha sempre fatto: anzi da questa integrazione deve nascere una maggiore capacità delle aziende agricole di produrre le proprie specialità alimentari, in modo più sostenibile da un punto di vista

ambientale ed economico. Il biogas offre delle opportunità uniche per ridurre gli impatti ambientali delle attività agricole e zootecniche.

Letame bovino
Letame suino
Letame avicolo*
Pollina preessiccata
Letame ovino

Fig.3 Alcune tipologie di biomassa derivanti da zootecnia (fonte:La filiera del biogas)

Nell'ambito dei reflui zootecnici bisogna analizzare in modo adeguato le rese derivanti dalle varie tipologie di deiezione animale che si decide di utilizzare.

Il letame di tipo solido promette un quantitativo di m³ di metano maggiore rispetto alle deiezioni di tipo liquido.

Una distinzione in letteratura viene fatta anche tra le diverse tipologie di stalle e le diverse metodologie per raccogliere le deiezioni prodotte (lavaggio con acqua, canali di scolo, lettiere per la raccolta degli escrementi).

Le rese cambiano come è lecito aspettarsi in base anche alla tipologia di animali presenti nell'allevamento da cui vengono raccolte tali reflui, i vari tipi di animali condizionano sia la resa stessa (poiché ad esempio utilizzare del letame suino permette una maggiore produzione di biogas a parità di quantità raccolta) e sia il quantitativo di biomassa prevedibilmente disponibile a parità di capi.

Rimanendo nell'ambito zootecnico, ma spostandoci nella parte industriale di lavorazione/macellazione piuttosto che sull'allevamento possono venire utilizzati scarti di produzione come descritto in figura 4 come ad esempio le uova rotte, e gli stessi gusci delle uova utilizzate, scarti di lavorazione come sangue animale, residuo di incubatoio.

Frazione organica residui solidi urbani (FORSU)
Scarti della ristorazione
Contenuto stomacale dei suini
Contenuto ruminale *
Sangue suino **
Scarti in incubatoio **
Uova rotte **

Fig.4 Tipologie di biomassa derivanti da scarti industriali e FORSU (fonte:La filiera del biogas)

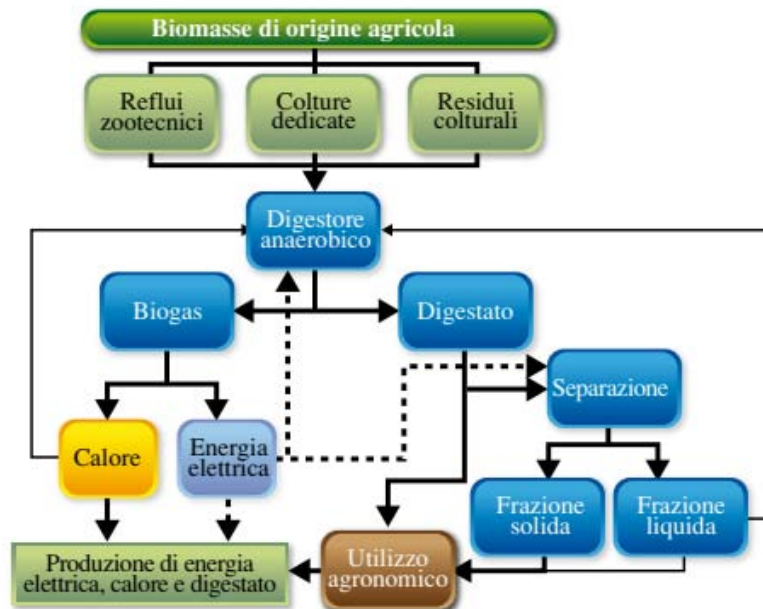


Fig.5 Schema semplificato di filiera derivante da biomasse agricole (fonte:La filiera del biogas)

Un altro ambito che non riguarda esplicitamente il caso studio di questa tesi, ma che si sta integrando e si cerca di inserire sempre più nella produzione del biogas è l'utilizzo di FORSU, frazione umida proveniente da discarica o frazione del rifiuto solido urbano prodotta da una comunità.

Poiché anche tale tipologia di biomassa viene utilizzata per la produzione del biogas per dovere di cronaca si andrà a spiegare brevemente questa soluzione.

All'interno dei rifiuti solidi urbani adatti all'utilizzo come base per il digestato si trovano materiali di origine organica (o biodegradabili) quali scarti da cucina, scarti da giardino, sfalci di potature, rifiuti di carta e cartone.

Di norma nelle sostanze biodegradabili provenienti da utenze domestiche è presente un contenuto di solidi totali di circa il 15-30%, in prevalenza (70-90%) volatili.

Dalla biodegradabilità della FORSU deriva poi il suo "Potenziale di metanazione" e queste due grandezze dipendono dal contenuto di:

- carboidrati, lipidi e proteine
- cellulosa, emicellulosa e lignina

All'aumentare del contenuto di lignina diminuisce sensibilmente la biodegradabilità della frazione considerata mentre, come già visto nelle sezioni precedenti, gli scarti provenienti da cucina perlopiù principalmente alimentari aumentano il potenziale di biometanazione della FORSU.

Purtroppo i rifiuti solidi urbani sia provenienti da discarica che raccolti tramite apposita raccolta differenziata sono relativamente più critici rispetto, ad esempio, alle colture dedicate od ai reflui zootecnici poiché devono essere in precedenza trattati con apposite procedure dopo essere stati opportunamente smistati.

La presenza di impurità andrebbe ad inficiare le prestazioni del processo per i seguenti motivi: potrebbe presentarsi una difficoltà di gestione del materiale durante il trattamento, la qualità del digestato potrebbe non essere la migliore, alcune impurità rischierebbero di non essere digerite dai batteri e quindi risultare inutili ai fini della resa.

Pertanto, i pretrattamenti che si devono attuare al fine di ottenere un digestato ottimale sono:

- Rimozione dei materiali non degradabili che occupano spazio utile
- Riduzione delle dimensioni delle particelle solide del materiale

- Rimozione o riduzione di materiali di grosse dimensioni che potrebbero andare ad otturare o danneggiare l'impianto
- Rimozione materiali che potrebbero peggiorare la qualità del digestato finale

A tale proposito vengono utilizzati come selezionatori per rimuovere materiali indesiderati (metalli, materiali plastici, pietrame, vetro e altre sostanze inorganiche) che ci metterebbero moltissimo tempo a decomporsi (nei casi in cui fosse possibile), tipi di vagli come ad esempio quelli a tamburi rotanti per rimuovere i pezzi più grossolani o mulini a martelli per ridurre le dimensioni del rifiuto.

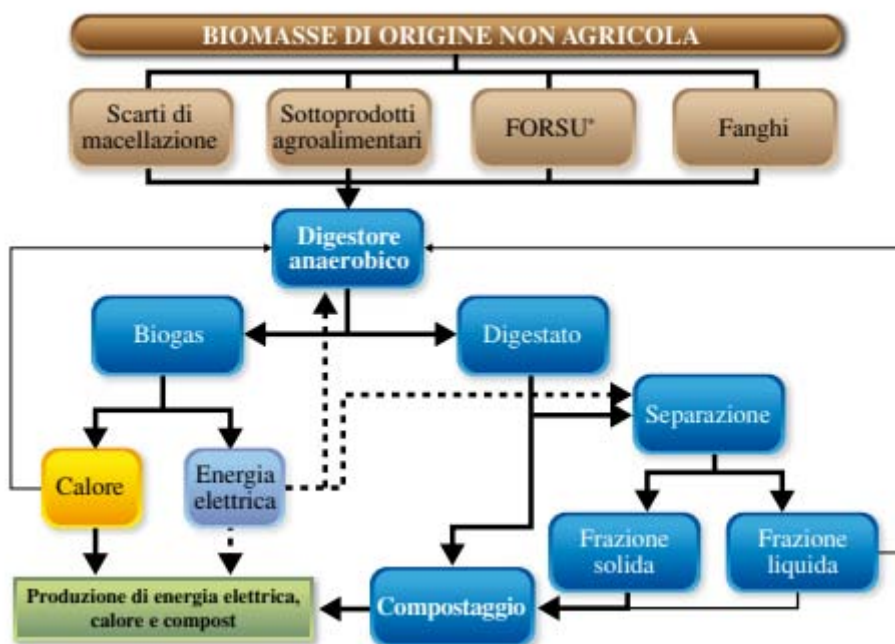


Fig.6 Schema semplificato filiera di biomasse di origine non agricola (fonte:La filiera del biogas)

Normativa e caratteristiche biomassa

Il successivo riutilizzo di tutti questi potenziali componenti per la produzione di biogas permette di identificarli non più come rifiuto, ma bensì come sottoprodotti.

Ai sensi del D.Lgs n. 4 del 16-01-2008 all'art 183. comma 1. affinché sia possibile classificare “sottoprodotto”, anziché “rifiuto”, lo scarto, o residuo, avviato ad un altro ciclo produttivo, (es. produzione di “metano”) questo deve rispettare quanto di seguito enunciato:

- deve essere generato da un processo produttivo, pur non essendone l’oggetto principale;
- l’impiego in altro processo produttivo deve essere certo, sin dalla fase della sua produzione, e integrale. Il processo in cui lo scarto è reimpiegato deve essere preventivamente individuato e definito;
- il sottoprodotto deve avere caratteristiche merceologiche e di qualità ambientale tali da garantire che il suo uso non generi un impatto ambientale qualitativo e quantitativo diverso da quello ammesso e autorizzato nell’impianto di destinazione;
- le caratteristiche di compatibilità ambientale di cui sopra devono essere possedute dal sottoprodotto sin dal momento della sua produzione; non sono consentiti trattamenti o trasformazioni preliminari (tali da alterarne le caratteristiche) al loro

- reimpiego a tale scopo;
- il sottoprodotto deve avere un valore economico di mercato.

Con la definizione di sottoprodotto quindi tutti quei materiali che inizialmente venivano considerati come scarti di produzione e catalogati come rifiuti da dover smaltire in qualche modo assumono ora un'altra valenza e un diverso inquadramento nell'attività complessiva del sistema di connessione tra industria e produzione di energia.

Ogni “sottoprodotto” viene inserito in determinata quantità nella composizione della biomassa in base alla filiera già presente, alla quantità disponibile di tale sottoprodotto, alla resa che si ipotizza avere, al dimensionamento del digestore ed ai parametri chimici e fisici che presenta.

Molte volte si opta quindi per una miscelazione di vari tipi di sottoprodotto, solitamente le soluzioni più utilizzate sono un mix di colture energetiche (mais e barbabietola) con l'aggiunta di triticale di mais o insilato della stesa pianta alla quale vengono aggiunti o una frazione umida derivante dalle lavorazioni o dai rifiuti da cucina o scarti di lavorazione.

Nel caso vi sia la presenza di capi di allevamento, una parte delle soluzioni adottate nel mondo, anche se in misura decisamente minoritaria, utilizza una biomassa esclusivamente di derivazione zootecnica composta da base sia liquida che solida. Questa soluzione dipende fortemente dal numero di capi dell'azienda e dalla quantità di biomassa di cui si può usufruire rendendo conveniente la produzione.

Solitamente però i reflui zootecnici vengono sempre integrati con una biomassa di derivazione vegetale in modo che la quantità derivante dall'ambito agricolo alzi la resa del mix digestivo.

La percentuale da utilizzare non è fissa, si adatta alle varie soluzioni presenti, se si volesse valutare solo l'aspetto delle rese bisognerebbe avere un mix contenente un elevato quantitativo di sottoprodotto derivante da colture (all'incirca dal 50 al 70%) e il resto di derivazione zootecnica (possibilmente con una grande porzione di deiezione solida).

Per quanto riguarda le rese dei vari sottoprodotti, in letteratura sono presenti varie tabelle, pertanto quelle presenti in questa trattazione come le figure 7, 8 o 9 potrebbero non essere uguali ad altre tabelle che fanno riferimento a qualche altra fonte.

Poiché nei vari testi solitamente per ogni dato viene fornito un range e non un valore fisso ed unico (salvo qualche eccezione), oltre ad affidarsi alle fonti più autorevoli per valutare la veridicità dei tabulati conviene prendere un range medio che rientri nella maggior parte delle versioni.

In letteratura poi, i valori delle rese sono dati in m^3 per chilogrammo o tonnellata (o qualsiasi unità di peso) di sostanza secca o volatile a seconda della fonte.

La quantità di sostanza secca o di sostanza volatile viene di norma anch'essa espressa nella tabella ove vengono indicate le rese.

Con sostanza secca (detto anche residuo secco o frazione secca) in un campione di materiale (liquido o solido) si intende la parte del campione che rimane dopo l'allontanamento dell'acqua.

Tale quantità viene espressa come percentuale del peso del campione esaminato.

Vi è un processo per determinare il quantitativo di sostanza secca, tale quota percentuale viene determinata con una stufa termoregolata sottovuoto o a pressione atmosferica, una bilancia analitica di precisione ed una capsula metallica atta a contenere il campione che deve essere analizzato.

Il campione, dopo una previa pesatura, viene essiccato a 70° per almeno 4 ore.

Finito il processo di essiccazione, viene pesato quanto è rimasto nella capsula metallica e la percentuale viene ricavata tramite la formula:

$$sostanza\ secca = \frac{P_{post}}{P_{pre}} 100$$

dove Ppost e Ppre indicano rispettivamente il peso successivo e antecedente il processo di disidratazione.

Esempi di tabulazione per diversi tipi di biomassa

Nelle tabelle successive (figure 7,8,9) verranno mostrate delle rese dei vari sottoprodotti, utilizzati come base per la digestione, dei quali si è già parlato nelle pagine precedenti.

Stima delle quantità di biogas producibili con la fermentazione anaerobica a partire da diversi materiali residuali organici			
Tipo di materiale	Contenuto di s.s. (%)	Sost. Organica (% s.s.)	Resa di biogas m ³ /t sost. organica
Allevamenti			
liquame bovino	6-11	68-95	200-260
letame bovino	11-25	65-85	200-300
liquame suino	2,5-9,7	60-85	260-450
letame suino	20-25	75-90	450
liquame avicolo	10-29	75-77	200-400
letame avicolo	32,0-32,5	70-80	400
letame ovino	25-30	80	240-500
letame equino	28	75	200-400
Agricoltura			
insilato di mais	34	86	350-390
insilato d'erba	26-82	67-98	300-500
fieno	86-93	83-93	500
trifoglio	20	80	300-500
paglia	85-90	85-89	180-600
stocchi di mais	86	72	300-700
Agro-Industria			
scarti distillaz. Mele	2,0-3,7	94-95	330
melasse	80	95	300
siero	4,3-6,5	80-92	330
scarti vegetali	5-20	76-90	350

Fig.7 Stima delle rese di alcuni tipi di biomasse agricole (fonte:Dispense impianti energetici)

Volendo valutare un caso relativo alla penisola italiana le successive tabelle sono state prese dal documento “La filiera del biogas: Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive” redatto dall'assessorato all'agricoltura della regione Marche. Tale documento è risultato chiaro, semplice e ricco di esempi e figure (schemi o tabelle) esemplificative.

Substrati	Sostanza secca (%)		Solidi volatili (% di s.s.)		Azoto (% di s.s.)		Resa in biogas (m ³ /t di s.v.)		CH ₄ in biogas (%)		CH ₄ (m ³ /t di t.q.)	
	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a
<i>Liquami</i>	0,6	25	60	85	3,0	17,7	300	550	60	65	0,6	61
Bovini da latte	10	16	75	85	3,0	4,8	300	450	60	65	14	40
Bovini da carne	7	10	75	85	3,8	5,3	300	450	60	65	9	25
Vitelli carne bianca	0,6	2,9	60	75	7,4	17,7	300	450	60	65	1	6
Suini	1,5	6	65	80	4,0	13,3	450	550	60	65	3	17
Ovaiole	19	25	70	75	4,5	7,0	300	500	60	65	24	61
<i>Letami</i>	11	80	60	90	1,2	6,7	200	550	60	65	9	221
Letame bovino	11	25	65	85	1,2	2,8	200	300	60	65	9	41
Letame suino	20	28	75	90	1,8	2,0	450	550	60	65	41	90
Letame avicolo*	60	80	75	85	4,3	6,7	400	500	60	65	108	221
Pollina pre-essicata	40	80	60	70	3,4	6,4	450	550	60	65	65	200
Letame ovino	22	40	70	75	1,9	3,5	240	500	60	65	22	98
<i>Coltura dedicate</i>	14	37	70	98	0,2	4,2	300	650	50	60	18	123
Insilato di mais	20	35	85	95	1,1	2	350	550	53	55	32	101
Insilato di sorgo	18	37	87	93	1,4	1,9	550	650	53	55	46	123
Segale integrale	30	35	92	98	3,8	4,2	500	600	53	55	73	113
Barbabietola da zucchero	21	25	90	95	2,4	2,8	450	550	55	60	47	78
Colletti e foglie di barbabietola	14	18	75	80	0,2	0,4	350	450	50	55	18	36
Erbasilio	25	35	70	95	2,0	3,4	300	500	53	55	28	91
Trifoglio	19	21	79	81	2,6	3,8	300	500	50	55	23	47
<i>Rifiuti</i>	6	75	41	97	0,5	17,0	300	850	50	70	20	169
Frazione organica residui solidi urbani (FORSU)	40	75	50	70	0,5	2,7	300	450	50	60	30	142
Scarti della ristorazione	9	37	80	95	0,6	5	650	800	50	60	23	169
Contenuto stomacale dei suini	12	15	75	86	2,5	2,7	650	800	60	65	35	67
Contenuto ruminale**	18	20	90	94	2,0	3,0	650	800	60	65	63	98
Sangue suino ***	6	20	93	95	14,7	17,0	600	850	60	70	20	113
Scarti in incubatoio ***	44	48	41	45	5,0	5,5	600	800	60	65	65	112
Uova rotte ***	21	25	95	97	7,5	8,5	600	850	60	65	72	134

* Lettieria esausta polli e faraone da carne

** Materiale di categoria 2 ai sensi del Reg. CE n. 1774/02

*** Materiale di categoria 3 ai sensi del Reg. CE n. 1774/02

Fig.8 Alcune caratteristiche di biomassa agro-zootecnica (fonte: La filiera del biogas)

La tabella in figura 8, relativa ai reflui zootecnici ed alle colture dedicate, oltre a prendere come riferimento i solidi volatili (% di s. s.) e valutare la stessa resa di biogas in m³ /t di sostanza volatile, analizza ed esprime già la quantità espressa in percentuale di CH₄ nel biogas ottenuto. Questa colonna rappresenta un dato molto importante poiché maggiore è la percentuale di metano presente meno bisognerà andare a purificare il biogas successivamente per trasformarlo in bio-metano con il processo di upgrading.

L'ultima colonna rappresenta la quantità di metano prodotto per ogni tonnellata di sostanza tale e quale.

Come già sottolineato durante la descrizione dei vari ambiti di sottoprodotti, anche dalle tabelle si può evincere che le rese migliori le hanno le colture dedicate ed i rifiuti come scarti di ristorazione, rifiuto incubatale, uova rotte.

I rifiuti zootecnici d'altro canto, visibilmente da dati tabulati, hanno una minore produzione di m³ di biogas per tonnellata, in antitesi presentano però una percentuale di metano più elevata rispetto alle controparti vegetali.

Dall'osservazione di queste differenze emerge che il potenziale metanigeno delle biomasse non è l'unico aspetto da prendere in considerazione nella organizzazione di un processo di digestione anaerobica.

Un esempio lampante per l'appunto sono i liquami, che, sebbene abbiano una capacità metanigena (sul tal quale) inferiore da tre a cinque volte rispetto a quella delle altre matrici, rappresentano di gran lunga il materiale più utilizzato nei processi di digestione che ci interessano. Per contrapposizione, l'elevata capacità metanigena di sottoprodotti e rifiuti deve fare i conti con un aumento della complicazione della gestione logistica di approvvigionamento e del quantitativo necessario in relazione ad un digestore di taglia media.

Anche alla luce di questi dati e non solamente per un discorso logistico si può evincere che la soluzione che prevede una miscelazione a diverse percentuali delle due compagini organiche (animale e vegetale), anche se non quella ottimale risulta comunque essere una delle migliori sfruttabili ed utilizzabili.

Substrati	Sostanza secca (%)		Solidi volatili (% di s.s.)		Azoto (% di s.s.)		Resa in biogas (m ³ /t di s.v.)		CH ₄ in biogas (%)		CH ₄ (m ³ /t di t.q.)	
	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a
<i>Sottoprodotti agroindustriali</i>	3,5	90	70	97	0,5	13	300	600	50	60	5	242
Residui della lavorazione dei succhi di frutta	25	45	90	95	1	1,2	500	600	55	60	62	154
Scarti lavorazione ortofrutta	5	20	80	90	3	5	350	500	50	60	7	54
Melasso	80	90	85	90	1,3	1,7	300	450	50	55	102	200
Residui della lavorazione delle patate	6	7	85	95	5	13	500	600	50	53	13	21
Bucchette di pomodoro	27	35	96	97	3,1	3,2	300	400	50	55	39	75
Residuo della distillazione dei cereali	6	8	83	88	6	10	400	500	50	55	10	19
Trebbie di birra	20	25	70	80	4	5	300	400	50	55	21	44
Siero	4	7	80	92	0,7	1,0	330	400	50	55	5	14
Polpa di cellulosa	12	14	89	91	5	13	450	550	50	55	24	39
Paglia	85	90	85	89	0,5	1,0	450	550	53	55	172	242
Acque di vegetazione	3,5	3,9	70	75	4	5	400	500	50	55	5	8

Fig.9 Caratteristiche biomassa derivante da residui industriali (fonte: La filiera del biogas)

Per tirare le somme riguardo a questo tema si conclude che la resa in biogas, e quindi in metano, dipende dalle caratteristiche della biomassa e, in particolare, dalla quantità delle componenti organiche di base (grassi, proteine e carboidrati). Per le più comuni matrici

utilizzabili in processi di DA (Digestione Anaerobica,) la potenzialità di produzione di CH₄, a parità di tecnologia utilizzata, dipenderà (semplificando) da:

- percentuale di sostanza secca presente nelle matrici tal quali;
- percentuale di solidi volatili presenti nella sostanza secca;
- resa in biogas caratteristica della specifica sostanza organica;
- percentuale di metano presente nel biogas (questi due ultimi aspetti sono, ovviamente, direttamente connessi alla componente organica di base di cui sopra).

Ulteriori aspetti rilevanti che devono essere valutati durante la scelta delle matrici da introdurre in processi di digestione anaerobica, o codigestione anaerobica, sono la struttura fisica, la presenza di azoto, il contenuto di sostanze inibenti, la facilità di utilizzo del digestato.

Bassi livelli di rese in biogas possono essere imputabili a più fattori: basse temperature; tempi di ritenzione troppo brevi per una determinata temperatura; scorretta gestione idrodinamica del reattore (zone morte); rilevante presenza di sostanze antibiotiche.

Tutte queste dinamiche verranno approfondite nel capitolo successivo relativo propriamente alla digestione anaerobica, ai tipi di digestore ed ai parametri di riferimento su cui basarsi per il corretto utilizzo.

LA DIGESTIONE ANAEROBICA E LA FILIERA DEL BIOGAS

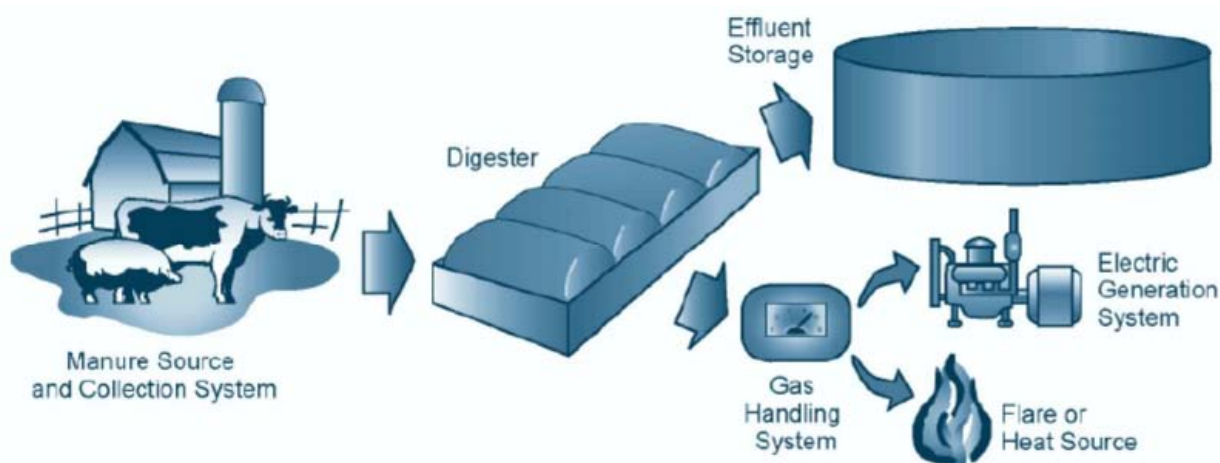
Come già accennato all'inizio della trattazione il biogas viene prodotto all'interno di un digestore da un substrato di partenza attraverso un processo di digestione anaerobica.

Una schematizzazione molto elementare della filiera può essere ricondotta a questo caso primario:

- Biomassa raccolta
- Digestore
- Vasca di raccolta del digestato liquido
- Motore a combustione interna per uso di cogenerazione
- Produzione di calore
- Produzione di energia elettrica

Le soluzioni finali poi hanno molteplici possibilità di utilizzo sia per quanto riguarda l'energia elettrica che quella termica.

Quello qui presente sarà approssimativamente lo schema a cui si farà riferimento per le spiegazioni preliminari.



*Fig.10 Schema elementare delle principali componenti di una filiera del biogas
(Dispense impianti energetici)*

Anche nel caso studio della trattazione effettuata per questo elaborato verrà utilizzato tale schema come ossatura principale del processo produttivo, si andranno successivamente a cambiare le soluzioni finali per il quale il biogas una volta prodotto verrà utilizzato.

La prima struttura della filiera di produzione del biogas, ovvero il digestore, si può considerare come quella più importante poiché è in essa che la biomassa viene inserita fino a formare un determinato substrato con una certa composizione.

Ivi avviene la digestione anaerobica attraverso la quale il substrato viene sintetizzato e trasformato in digestato e vendono prodotti metano e altri gas che, assieme al CH_4 , formano una miscela gassosa che può essere utilizzata tout court o, preferibilmente, purificata per altri usi.

La digestione anaerobica è un complesso processo biologico nel quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas.

Affinché la biomassa diventi biogas, è necessaria l'azione di diversi tipi di microrganismi specializzati.

Per semplificare al massimo si può riassumere che: un primo gruppo di batteri dà il via al processo di degradazione, trasformando la sostanza organica in composti intermedi, come idrogeno, acido acetico e anidride carbonica.

Un secondo gruppo di batteri, formato da microrganismi metanigeni, porta a termine il lavoro producendo il metano.

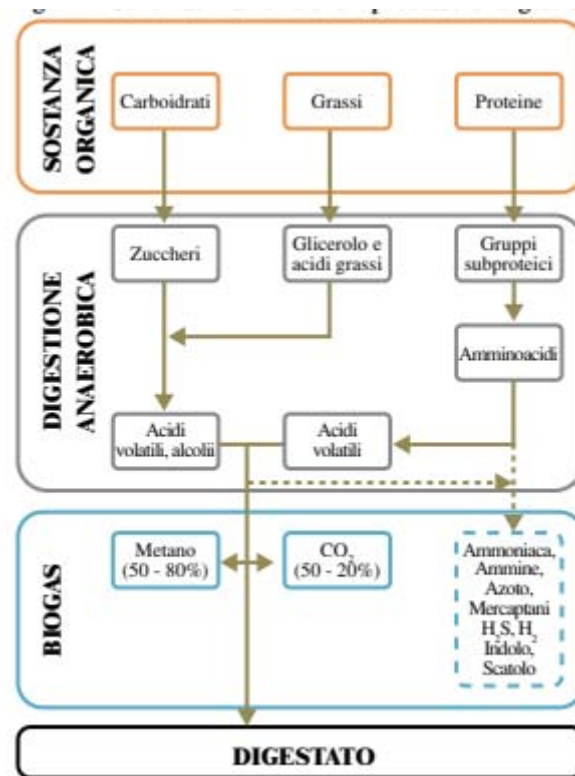


Fig.11 Digestione anaerobica in sintesi (fonte: La filiera del biogas)

Il prodotto di questo processo appunto è il metano, in una percentuale decisamente maggiore (con un range che varia da 50 a 80% circa), seguono anidride carbonica (dal 20 al 45%), azoto, altri tipi di ossidi (complessivamente attorno al 5% con prevalenza dello stesso azoto e di idrogeno).

Le percentuali di metano e degli altri componenti gassosi che si formano da questo processo dipendono dal tipo di sostanza organica che si è andati a decomporre e dalla sua composizione.

Alcune tabelle più dettagliate, e relative a gradi di studio di maggior sensibilità e grado di precisione rispetto a quelle inserite in precedenza, mostrano oltre alla quantità di metano prodotta ed alla sua purezza anche la percentuale di azoto, e di altri composti nocivi come ossidi di zolfo o ammoniaca.

La digestione anaerobica può essere condotta in diversi tipi di condizioni di temperatura, e a seconda della temperatura alla quale si va a lavorare assume una denominazione differente:

- mesofila (a temperature di circa 35° C)
- termofila (a circa 55° C)
- psicrofila, definita anche a freddo (10-25°C)

L'ultimo caso relativo alla digestione psicrofila è anche quello più raro.

La temperatura di reazione determina in genere anche la durata del processo (tempo di residenza o di ritenzione). I tempi sono mediamente compresi tra 15 e 50 giorni se il processo avviene in mesofilia, tra 14 e 16 se avviene in termofilia e di 60-120 giorni in psicrofilia.

Ovviamente a più alta temperatura si lavora e meno tempo viene impiegato per decomporre le sostanze del substrato.

Le condizioni ottimali di lavoro sotto questo punto di vista sono quelle mesofile e termofile che lavorano alle più alte temperature.

La velocità dipende anche dalla quantità di materiale di biomassa disponibile che può essere usato cercando di ridurre al minimo i tempi morti se non per periodi brevi e motivazioni strettamente necessarie (manutenzioni, riparazioni dovute a guasti improvvisi, sospensioni programmate).

In media si fa riferimento che un impianto di biogas lavori per almeno 8000 ore all'anno (valore che è stato assunto tale anche nell'analisi fatta in questa tesi) se non un numero superiore.

Questo valore è legato alla disponibilità di materia prima e sottoprodotti da utilizzare per una produzione di biogas il più possibile continua e lineare, condizione che fa prediligere questa forma di energia rispetto ad altri tipi di energia rinnovabile che risultano essere discontinui come ad esempio l'eolico od il solare.

La temperatura per sostenere il processo di decomposizione e digestione anaerobica viene mantenuta tale utilizzando, se necessario, una quota di calore prelevato dal biogas prodotto (all'incirca si parla di un intervallo tra il 5-9%).

La produzione di biogas si articola nelle seguenti macrofasi:

- *Fase aerobica transitoria*, che avviene grazie alla presenza di ossigeno: comporta un aumento della mineralizzazione delle sostanze organiche, con produzione di anidride carbonica ed acqua. È costituita da una rapida degradazione dei rifiuti che si compie in un periodo variabile da alcune ore a qualche giorno in funzione della profondità degli strati e del loro grado di compattazione;
- *Fase anaerobica*: suddivisa in una prima fase acida ed in una seconda metanigena che subentra una volta esaurito l'ossigeno presente, è una trasformazione più lenta e incompleta, che produce anidride carbonica e metano.

La trasformazione avviene grazie ad una sequenza di fasi successive che, in piccola parte, tendono a sovrapporsi, le prime fasi sono considerate di preparazione, mentre l'ultima è la vera e propria fase di produzione del metano.

Il processo di digestione anaerobica può essere suddiviso in quattro fasi:

1. Idrolisi
2. Acidogenesi
3. Acetogenesi
4. Metanogenesi

Come si può vedere dal diagramma a cascata inserito precedentemente in figura 11 si vede come nella prima fase le sostanze essenziali della materia organica come carboidrati, proteine e lipidi vengano sintetizzati rispettivamente in zuccheri, gruppi subproteici e glicerolo ed acidi grassi.

I composti organici più complessi vengono quindi ridotti in composti semplici e solubili

(zuccheri, acidi grassi, amminoacidi) e piccole quantità di acido acetico, idrogeno e CO₂ nella fase di idrolisi.

Questa degradazione primaria avviene per opera dei batteri idrolitici.

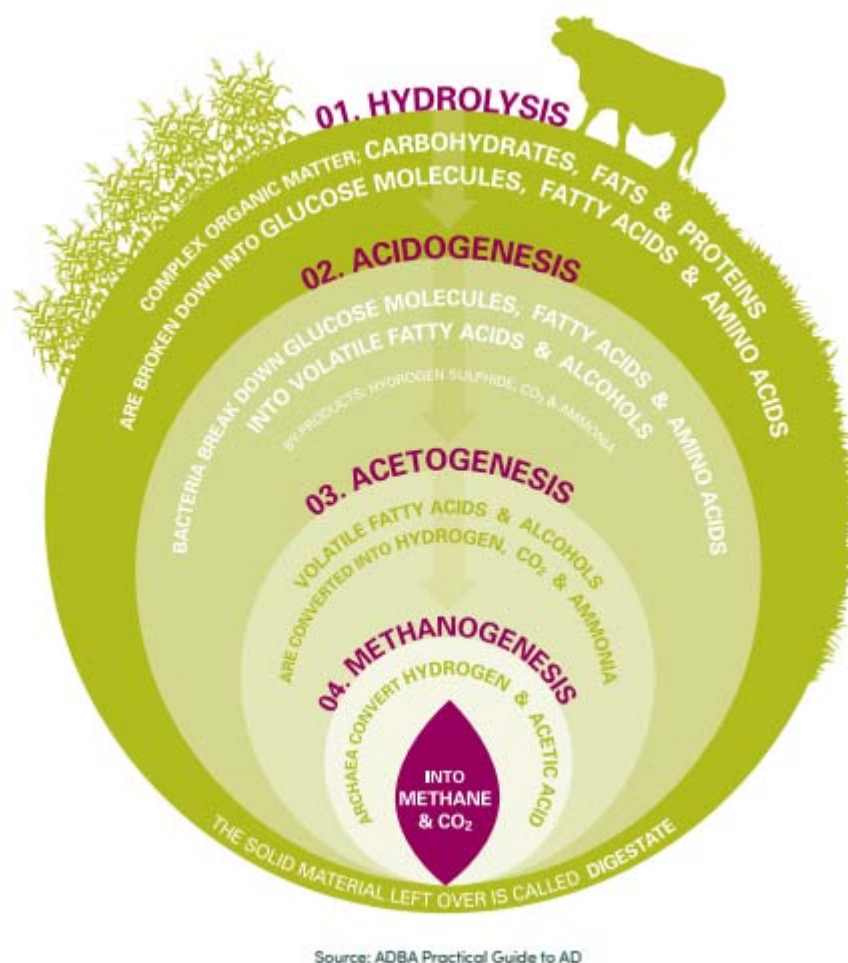


Fig.12 Riassunto fasi digestione anaerobica (WBA 2018)

Nella fase denominata di Acidogenesi gli zuccheri, acidi grassi e amminoacidi sono fermentati da batteri anaerobici in acidi grassi volatili, (come gli acidi propionico e butirrico).

L'acidogenesi produce anche una piccola quantità di acido acetico, H₂ e CO₂.

Nella fase di Acetogenesi gli acidi grassi volatili sono completamente degradati in acido acetico, idrogeno e CO₂ in aggiunta alla piccola quantità di tali sostanze che era già stata prodotta nella fase precedente.

Questa fase svolge un ruolo preparatorio all'ultima fase finale vera e propria, quella cardine del processo di digestione anaerobica per la produzione di biogas, si tratta della fase denominata di metanogenesi dove finalmente si arriva alla conclusione con la produzione del vettore energetico che interessa.

L'idrogeno H₂ e l'acido acetico COOH-CH₃ sono i prodotti ottenuti nella fase precedente di acetogenesi, proprio queste due molecole saranno le basi di partenza per la conversione in metano ed anidride carbonica che sono le componenti principali del biogas.

Nell'ultima fase, quella di Metanogenesi appunto (che viene ritenuta tra l'altro anche quella più complicata poiché in essa avviene la vera produzione del vettore energetico che interessa il processo) si ha che l'acido acetico e l'idrogeno presenti nel digestore si combinano assieme per formare anidride carbonica CO₂ e metano CH₄ (con la quantità di CH₄ che si cerca avere più alta possibile per evitare successive purificazioni in coda alla

produzione).

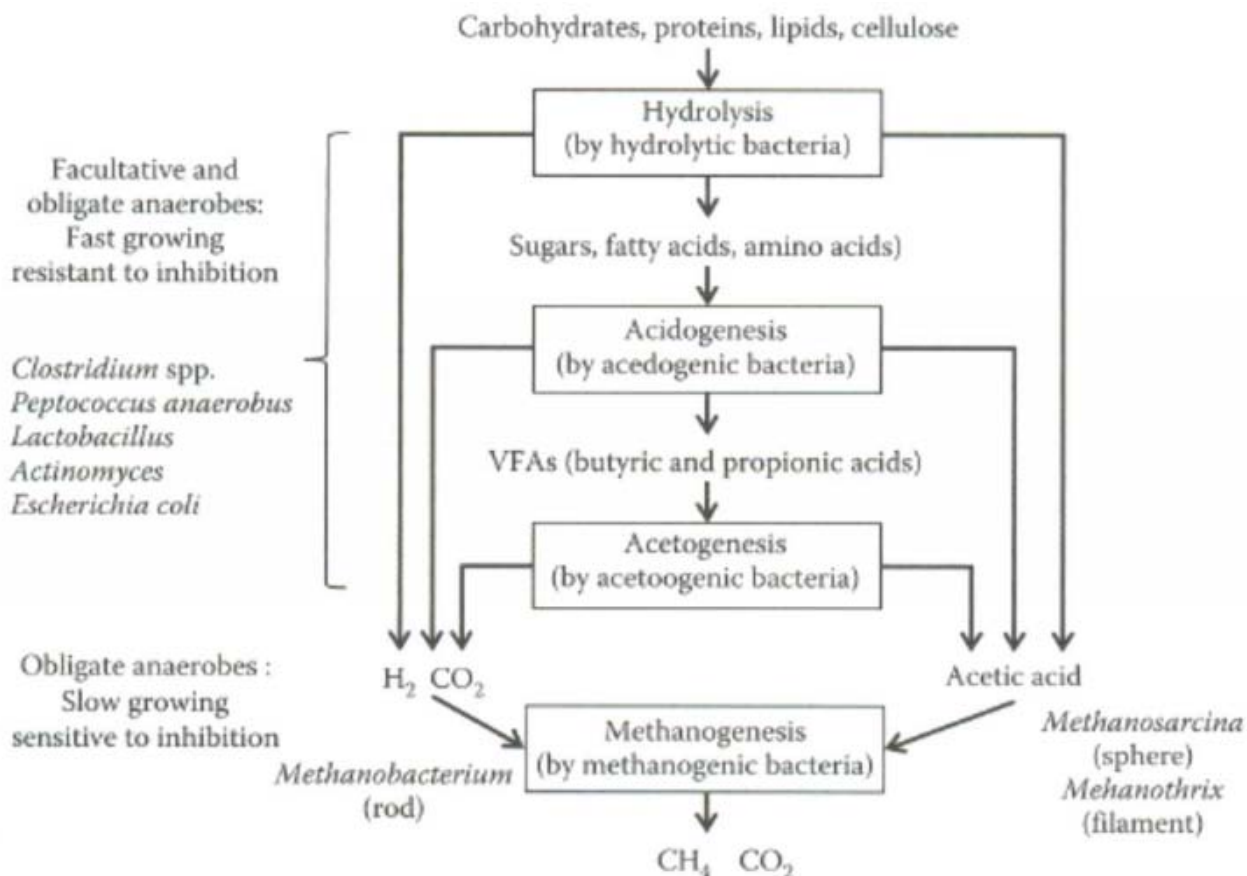
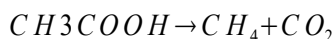
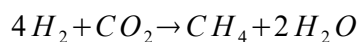


Fig.13 Digestione anaerobica (fonte: Dispense impianti energetici)

In breve le reazioni interessate risultano:



Il digestato prodotto dal processo di digestione anaerobica, visto il suo alto contenuto di nutrienti presenti sin dall'inizio nei sottoprodotti che sono stati trasformati attraverso le varie fasi, non verrà considerato come rifiuto, ma potrà essere utilizzato come fertilizzante naturale nei campi.

Questo "riutilizzo" in favore di un'economia circolare si propone di arrivare come fine ultimo ad un sistema sempre più integrato nel territorio.

Ricerche mirate ed approfondite presenti in letteratura (Bougnom et al. 2012; Tambone et al 2009) hanno valutato appositamente i benefici di questa produzione integrata analizzando tra le altre cose anche gli altri nutrienti contenuti nel digestato che permettono di andare a sostituire i fertilizzanti chimici e ad arricchire i campi agricoli di minerali e sostanze aventi ruolo di fertilizzanti naturali.

I benefici si è visto vanno a ridurre gli impatti che il processo di produzione del biogas può aver avuto globalmente.

Un aspetto da tenere conto tuttavia è legato ai gas che si formano durante il processo di digestione anaerobica oltre allo stesso metano.

Come già ripetuto le percentuali sono esigue rispetto ai due macrocomponenti principali, il problema di questi gas sorge nel momento in cui bisogna depurare il biogas o nel malaugurato caso vi sia una perdita e parte del gas formatosi nel digestore uscirà

disperdendosi nell'atmosfera.

Component	%
Methane (CH ₄)	50-80
Carbon dioxide (CO ₂)	20-40
Nitrogen (N ₂)	0-5
Hydrogen (H ₂)	0-1.0
Hydrogen sulfide (H ₂ S)	0.05-1.0
Ammonia (NH ₃)	0.02-0.5
Oxygen (O ₂)	0-0.5

Fig.14 Composizione tipica del biogas (fonte: Dispense impianti energetici)

Composizione:

- CH₄ 50-75% (valore medio 58%)
- CO₂ 30-40% (valore medio 38%)
- H₂O 2-7% (valore medio 4%)
- H₂S tracce
- N₂ dipende dalla composizione della biomassa utilizzata (2-30%) caso estremo
- O₂ 0% (1-7%)
- H₂ % esigua 1-12% (valore medio 4%)

Tra i componenti secondari alcuni devono essere tenuti sotto controllo dato che potrebbero creare non pochi problemi nel caso in cui a valle della produzione di biogas nel digestore fosse presente un motore cogenerativo a combustione interna per la produzione di energia.

I composti a base di zolfo, come gli ossidi o l'idrogeno solforoso, in elevate quantità rischiano di intaccare le componenti dei motori a combustione interna che possiedono una base di rame.

Anche il vapore acqueo è un elemento indesiderato soprattutto nelle fasi di motore spento.

In questi casi il vapore ancora presente all'interno del motore nel momento in cui quest'ultimo si va a raffreddare torna dallo stato gassoso a quello liquido formando delle gocce di condensato, le condense poi assorbono altri elementi corrosivi che possono essere i già citati elementi a base di zolfo o di ammoniaca (contenuti previamente nel gas) andando così a danneggiare le superfici interne sulle quali si depositano.

Il lubrificante che interviene successivamente nella fase di raffreddamento per abbassare la temperatura dello stesso motore trascinerà via queste impurità ed a sua volta ne verrà inquinato necessitando così di una sostituzione con maggiore frequenza per risolvere il problema.

L'anidride carbonica ed il metano, che sono i due componenti maggioritari della miscela di gas (metano che tra l'altro è l'obiettivo di produzione finale), sono da prendere in considerazione per quanto riguarda la problematica dell'impatto ambientale specialmente quello causato nell'atmosfera.

Una perdita dovuta a malfunzionamento o rottura che potrebbe comportare la fuoriuscita dei gas appena citati, risulta essere dannosa sia dal punto di vista della produzione in primis ma, poiché si è fatta menzione nelle parti precedenti all'analisi LCA, anche dal punto di vista delle emissioni.

Molti gas infatti sono più o meno nocivi in atmosfera ove causano problemi di vario tipo.

Ad esempio per determinare l'impatto che un gas, per qualche motivo disperso in atmosfera, ha sul riscaldamento globale si utilizza un parametro chiamato GWP (Global Warming Potential).

Il GWP, in italiano definito come potenziale di riscaldamento globale, esprime il contributo di un gas serra, idrocarburo, miscela, clorofluorocarburo che sia, al cosiddetto fenomeno dell'effetto serra.

Ogni valore di GWP viene calcolato in un intervallo di tempo noto e si prende come riferimento di base il GWP dell'anidride carbonica (CO₂) che risulta fissato perciò pari all'unità.

Da questo punto di vista si colloca appunto il problema del metano CH₄ che, calcolato nell'orizzonte temporale di 100 anni, presenta un GWP di 24 ovvero ha un impatto sull'aumento della temperatura globale di 24 volte rispetto alla CO₂.

Visto che è proprio la lotta al riscaldamento globale l'impegno ultimo che il mondo sta cercando di portare avanti, con misure che incentivano sempre più le risorse rinnovabili a scapito dei combustibili di derivazione fossile e, facendo leva con misure sempre maggiori sui gas rinnovabili, si può vedere come il metano possa essere un'arma a doppio taglio in condizioni sfavorevoli.

Il GWP è anche uno dei parametri di cui tiene conto un'analisi LCA per valutare l'impatto globale sia di un singolo componente sia della globalità del sistema considerato.

Come espresso nell'articolo "Life-cycle assessment of a biogas power plant with application of different climate metrics and inclusion of near-term climate forcers" (C. Jordan, C. Lausset, F. Cherubini), i due parametri principali che sarebbero gli indicatori più utili per determinare l'impatto agente sul cambiamento climatico in un periodo di tempo molto breve sono il GWP₂₀ e il GTP₂₀ dove GTP sta per Global Temperature Change Potential e il 20 sta ad indicare calcolato nei 20 anni come tempo di riferimento.

Sempre facendo riferimento a tale testo, nel quale si spiega il legame tra biogas ed i gas ad esso correlati e l'impatto che essi hanno verso l'atmosfera, si può vedere come gli autori si focalizzino proprio sulle potenzialità dei due gas precedentemente descritti.

Relativamente all'effetto che questi composti hanno sull'aumento della temperatura, bisogna dire che tutte le specie ad eccezione dell'anidride carbonica influenzano la temperatura globale per i primi dieci anni circa da quando vengono prodotte le emissioni e, poi, l'effetto del cambiamento ad esse associato cala tendendo asintoticamente allo zero.

Chiaramente poiché il metano (CH₄) e l'N₂O presentano un GWP molto elevato il loro contributo risulterà avere un'incidenza maggiore.

L'anidride carbonica invece, contrariamente al comportamento dei gas descritti poc'anzi, ha un effetto ambientale persistente nel tempo, durabile anche per molti secoli, le emissioni di diossido di carbonio presentano un incremento repentino che culmina in un picco, successivamente vi è un andamento pulsante od oscillatorio ed il tutto, dopo molti anni, ha un leggero declino che si stabilizza ad un valore di poco inferiore a quello del picco registrato nel primo periodo.

Lo stato dell'arte degli impianti di produzione del biogas è sempre più maturo col passare del tempo, con accorgimenti e migliorie che tendono a rendere questa fonte il più vantaggiosa possibile e proiettandola verso un futuro di leadership sul piano della sostenibilità e della lotta alle emissioni.

È proprio relativamente a questo argomento che è doveroso descrivere i diversi tipi di digestione anaerobica che possono essere utilizzati negli impianti:

- digestione a secco

- digestione umida

La scelta della tecnologia di digestione anaerobica deve partire dall'analisi delle caratteristiche della biomassa che è il fulcro centrale attorno al quale ruota la prima parte del sistema.

In secondo luogo, dopo aver analizzato la qualità e la reperibilità della materia prima, entrando nelle fasi del processo di produzione bisogna mantenere delle condizioni ambientali ideali per i microrganismi per massimizzare l'efficienza del processo di digestione che a sua volta andrà a catena ad incidere su quelli successivi.

Le tecniche di digestione anaerobica, oltre che prendendo come discriminante la temperatura (caso visto in precedenza con mesofilia, termofilia e psicrofilia) possono essere decise sulla base del contenuto di sostanza secca del materiale di digestione (quello che finora è stato chiamato come biomassa componente il substrato).

Se il contenuto di sostanza secca risulta essere $<$ del 10% si parlerà di digestione “ad umido”, il substrato risulta prevalentemente acquoso e adatto per essere pompato e miscelato.

Viceversa se la sostanza secca risulta essere presente per una percentuale $>$ 20% si parlerà di digestione a secco, vi è la possibilità di trattare la biomassa in prevalenza solida senza veicarla per via liquida anche se questo può comportare un sistema discontinuo di alimentazione.

In questo caso gli impianti che trattano tale tipo di biomassa non hanno bisogno di liquami per il loro funzionamento: l'acqua necessaria al processo è legata all'umidità del materiale utilizzato per alimentare l'impianto.

Quando il substrato in digestione presenta valori intermedi tra i due discriminanti dei rispettivi range di sostanza secca si parla allora di digestione a semisecco.

Queste tre tipologie spesso vengono identificate con i termini inglesi di wet (ad umido), dry (a secco) e semidry (semisecco).

Un altro elemento di differenziazione tra due processi può essere rappresentato dalla tipologia di alimentazione del reattore/digestore che può essere:

- continua: quando le matrici vengono miscelate all'interno del digestore creando una digestione “più uniforme”
- discontinua: quando le matrici del substrato vengono spinte lungo l'asse longitudinale da un pistone (da qui il nome di flusso a pistone) facendo sviluppare via via fasi di processo diverse

Saranno ora descritte le tipologie a secco o ad umido, supponendo come ipotesi di partenza per entrambe un funzionamento in monostadio (successivamente si approfondirà la casistica bistadio nel digestore).

Digestione ad umido:

(per quantità di sostanza secca $<$ 10%)

Il reattore più frequentemente utilizzato in questo tipo di processo è il classico reattore completamente miscelato.

La biomassa, prima di essere introdotta nel digestore, subisce un trattamento per raggiungere un appropriato tenore di solidi totali ed un buon grado di omogeneizzazione. Inoltre, di solito, si effettua una “diluizione” mediante aggiunta di acqua (liquami vari e/o acqua di processo, ricircolata dal digestore stesso) e viene praticata la rimozione degli eventuali materiali inerti e grossolani, potenzialmente dannosi per la meccanica

dell'impianto.

Questo tipo di digestori presenta un problema di “corto-circuitazione idraulica” del reattore: il flusso di materiale entrante, non perfettamente miscelato con il materiale già presente nel reattore, fuoriesce con tempi di ritenzione ridotti rispetto a quelli previsti da progetto ottenendo quindi una minore degradazione del substrato trattato e di conseguenza minore produzione di biogas

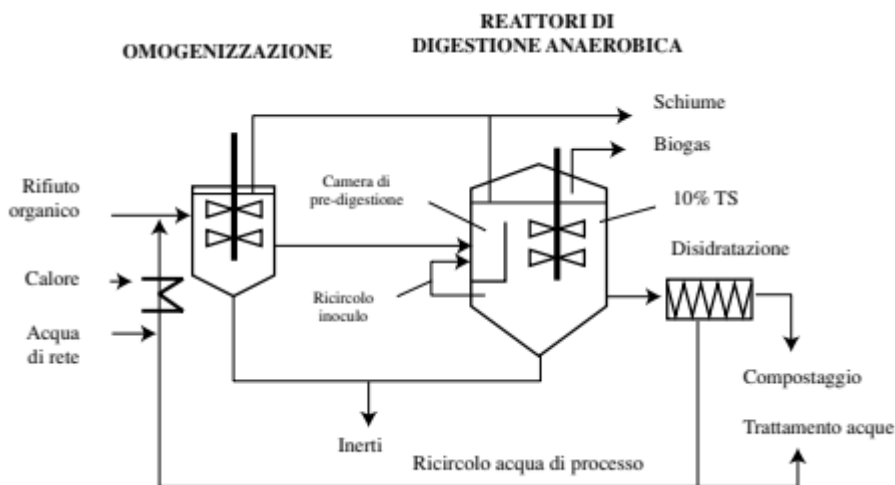


Fig.15 Esempio di sistema per digestione ad umido (fonte:La filiera del biogas)

Nei processi ad umido si opera generalmente con carichi organici compresi tra 2 e 5 $\text{kg}_{\text{s.v.}}/\text{m}^3$ giorno; quantitativi maggiori possono portare a cali nella produzione di biogas, probabilmente a causa della diffusione in tutta la massa di sostanze inibenti dovuta alla completa miscelazione che si ha in questi digestori tra i differenti componenti (biomassa di partenza, metaboliti, microrganismi) del substrato. Infatti, se da un lato la miscelazione risulta necessaria per un buon esito del processo, dall'altro favorisce lo stretto contatto tra biomassa ed eventuali sostanze inibenti prodotte nelle varie fasi del processo nei confronti di particolari gruppi microbici, con conseguenti squilibri del sistema.

Parametro di processo	Intervallo
Solidi nel rifiuto trattato, [%TS]	10, fino al 15
Carico organico, [kg TVS/ m^3 giorno]	2-4, fino a 6
Tempo di ritenzione idraulica, [giorni]	10-15, fino a 30
Rese del processo	
Produzione biogas, [m^3/t rifiuto]	100-150
Produzione specifica di biogas, [$\text{m}^3/\text{kg TVS}$]	0,4-0,5
Velocità di produzione di biogas, [m^3/m^3 giorno]	5-6
Contenuto di metano, [% CH_4]	50-70
Riduzione della sostanza volatile, [%]	50-60, fino a 75

Fig.16 Parametri di processo relativi ad una digestione ad umido (fonte: Dispense impianti energetici)

Digestione a secco (dry)

(Per quantità di sostanza secca >20%)

Opera con tenori di sostanza secca superiori al 20% ed è stata sviluppata per consentire il trattamento del rifiuto organico senza necessità di diluizioni, è applicata in particolare alla frazione organica dei rifiuti urbani, ottenuti sia da raccolta indifferenziata che da raccolta

differentziata.

Il rifiuto organico viene trattato nella sua forma originale senza un consistente apporto di diluizione. In questo tipo di sistema il materiale utilizzato è molto più concentrato e viscoso con la conseguenza che la tecnologia dei reattori e dei sistemi di trasporto, pompaggio e miscelazione deve essere opportunamente adattata a tali caratteristiche.

Il ridotto apporto di umidità e sostanza liquida in un processo di tipo dry porta ad avere un volume del reattore di dimensioni ridotte con una riduzione della quantità di acqua di processo da dover scaricare alla fine della trasformazione.

Normalmente, l'unico pre-trattamento previsto è una vagliatura grossolana in grado di rimuovere le frazioni con dimensioni maggiori di una determinata grandezza in modo da non rovinare parti del digestore. Il fatto di limitare i pretrattamenti del materiale fresco rappresenta un indubbio vantaggio in quanto consente di contenere la perdita di sostanza organica biodegradabile utile alla produzione di biogas. Il tipo di reattore comunemente utilizzato in questo tipo di digestione è quello cosiddetto a pistone.

Nei digestori a secco ci sono più schemi di tipologie e di lavoro diversi, anche se mantengono tutti la forma cilindrica che può essere usata sia in posizione verticale che in quella orizzontale.

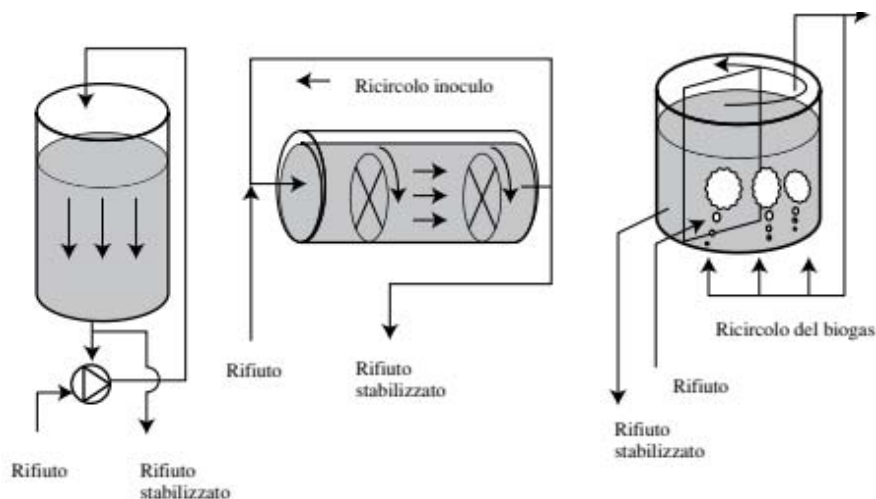


Fig.17 Schemi impiantistici di digestori usati per tipologia dry (fonte: La filiera del biogas)

Come si evince dalle configurazioni poste sopra in figura 17, il substrato/digestato può seguire diverse direzioni, nel primo caso si ha un inserimento dall'alto con parte del digestato che viene riciclato come inoculo, mentre il restante viene sottoposto a trattamenti ulteriori (ad es. disidratazione) al fine di ottenere un prodotto utile sotto il profilo agronomico.

Nel caso centrale, si ha una configurazione ad asse orizzontale, cosiddetta a pistone: termine derivante dal movimento della biomassa all'interno del cilindro.

All'interno del reattore è presente un sistema di agitazione che mescola la biomassa in modo intermittente favorendo la liberazione del biogas formatosi e la risospensione del materiale grossolano depositatosi sul fondo e ancora non decomposto in modo adeguato dai batteri termofili (soluzione principale per questo tipo di configurazioni).

Anche in questo caso, parte del digestato viene fatta ricircolare come si può vedere dalla freccia relativa dal ricircolo inoculo e parte viene trattata per fini agronomici come nella casistica precedente.

Nell'ultimo schema rappresentante un digestore anche in questo caso cilindrico con asse orientato in modo verticale, il flusso di materiale è di tipo circolare e il mescolamento è

garantito dalla circolazione sotto pressione di parte del biogas prodotto attraverso una serie di iniettori posti a determinati intervalli.

In questa tipologia può rendersi necessario trattare il rifiuto che deve essere digerito con acqua di processo per ammorbidire il substrato mantenendo sempre però almeno il 30% di concentrazione di sostanza solida.

Parametro di processo	Intervallo
Solidi nel rifiuto trattato, [%TS]	25-40
Carico organico, [kg TVS/ m ³ giorno]	8-10
Tempo di ritenzione idraulica, [giorni]	25-30
Rese di processo	
Produzione biogas, [m ³ /t rifiuto]	90-150
Produzione specifica di biogas, [m ³ /kg TVS]	0.2-0.3
Velocità di produzione biogas, [m ³ /m ³ giorno]	2-3
Contenuto di metano, [%CH ₄]	50-60
Riduzione della sostanza volatile, [%]	50-70

Fig.18 Parametri di processo per digestione a secco (fonte: La filiera del biogas)

Digestione a semisecco (semi-dry)

(valori di % intermedie tra le tipologie a secco e ad umido)

Come detto, si colloca a metà strada tra i processi wet e dry, utilizzando matrici con contenuto di sostanza secca comprese tra il 10 e il 20% mediamente con valori presenti in un range attorno al 12-16%.

Dal punto di vista tecnologico presenta alcuni aspetti interessanti quali, ad esempio, la semplicità dei sistemi di pompaggio e miscelazione e, nel caso dei rifiuti provenienti da discarica o urbani, la possibilità di trattare la frazione organica della raccolta differenziata dei rifiuti urbani senza pre-trattamenti particolarmente impegnativi ed onerosi che molte volte risultano essere l'ostacolo principale.

Il reattore più comunemente utilizzato è quello completamente miscelato, capace di operare in regime sia mesofilo che termofilo, nel quale la miscelazione del materiale viene effettuata principalmente attraverso miscelatori meccanici, con l'ausilio o meno di sistemi di miscelazione a ricircolo di biogas.

I volumi dei reattori sono di norma minori rispetto ai sistemi wet ma, come presente in alcuni casi, nulla vieta che si possa verificare il contrario in modo da adattarsi ad ogni singola esigenza a seconda della disponibilità di biomassa.

La necessità di diluire rifiuti aventi concentrazione di sostanza secca maggiore del 20-25%, preferendo lavorare con sistemi semi-dry piuttosto che con tipologie a secco può comportare, infatti, un aumento delle dimensioni dei reattori stessi, un aumento della produzione di acque di processo e anche un conseguente aumento dei costi di esercizio per il mantenimento della temperatura ottimale di digestione.

Un'altra tipologia impiantistica, utilizzata nella digestione semi-dry, prevede il reattore cilindrico orizzontale (come già visto per una tipologia di sistemi di digestione a secco), con sistema di rimescolamento, coibentato ed operante in mesofilia e/o termofilia. Tale reattore viene usato, in particolare, quando si digeriscono miscele di biomasse a più alto tenore di sostanza secca.

Una piccola tabella riassuntiva presente in figura 19 permette di mettere in relazione tra loro

e visualizzare i vantaggi e gli svantaggi delle tre tipologie divise in riferimento alla quantità di sostanza secca sopra descritte per evitare di dilungarsi eccessivamente sull'argomento senza dover descrivere tutto nel dettaglio.

PROCESSI di DA	VANTAGGI	SVANTAGGI
WET	<ul style="list-style-type: none"> - Buona conoscenza ed esperienza nel campo del processo; - Applicabilità in co-digestione con matrici liquide ad alto contenuto in sostanza organica; - Diluizione dei picchi di concentrazione di substrato e/o sostanze tossiche influenti il reattore; - Spese ridotte per i sistemi di pompaggio e miscelazione, ampiamente diffusi sul mercato. 	<ul style="list-style-type: none"> - Corto-circuitazione idraulica; - Fasi separate di materiale galleggiante e pesante; - Abrasione delle parti meccaniche dovuta alla presenza di sabbie ed inerti; - Pre-trattamenti di preparazione del rifiuto complessi; - Forte sensibilità ad eventuali shock per la presenza di sostanze inibitorie e carichi organici variabili che entrano in contatto intimo con la biomassa; - Perdita di sostanza volatile biodegradabile nel corso dei pretrattamenti; - Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per i pre-trattamenti e per i volumi dei reattori; - Produzione di elevate quantità di acque di processo.
SEMI-DRY	<ul style="list-style-type: none"> - Semplicità dei sistemi di pompaggio e miscelazione; - Possibilità di trattare scarti da raccolta differenziata senza particolari pre-trattamenti; - Diluizione dei picchi di concentrazione di substrato o sostanze tossiche; - Spese ridotte per di sistemi di pompaggio e miscelazione. 	<ul style="list-style-type: none"> - Accumulo di materiali inerti sul fondo del reattore e necessità di scaricarli; - Abrasione delle parti meccaniche; - Pre-trattamenti complessi per matrici indifferenziate; - Sensibilità ad eventuali shock per la presenza di sostanze inibitorie e carichi organici; - Perdita di sostanza volatile biodegradabile nel corso dei pretrattamenti delle matrici indifferenziate; - Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per i pre-trattamenti e per i volumi dei reattori; - Produzione di elevate quantità di acque di processo.
DRY	<ul style="list-style-type: none"> - Nessun bisogno di miscelatori interni al reattore; - Robustezza e resistenza ad inerti pesanti e plastiche; - Nessuna corto circuitazione idraulica; - Bassa perdita di sostanza organica biodegradabile nei pretrattamenti; - Elevati OLR applicabili; - Resistenza a picchi di concentrazione di substrato o sostanze tossiche; - Pre-trattamenti minimi e più economici; - Ridotti volumi dei reattori; - Ridotto utilizzo di acqua fresca; - Minime richieste di riscaldamento del reattore. 	<ul style="list-style-type: none"> - Matrici con basso tenore in sostanza solida (< 20%TS) non possono essere trattati da soli; - Minima possibilità di diluire sostanze inibitorie e carichi organici eccessivi con acqua fresca; - Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per il trattamento.

Fig.19 Vantaggi e svantaggi delle varie tipologie di digestori (fonte:La filiera del biogas)

Fino ad ora tutti gli esempi fatti hanno ipotizzato un solo stadio del digestore, ma esistono anche tipologie bistadio in cui si fraziona il processo di digestione anaerobica in due o più parti.

Alcune applicazioni di produzione del biogas, infatti, invece di presentare un solo digestore nel quale avviene la digestione anaerobica e la conseguente trasformazione da substrato di biomassa nei prodotti che abbiamo visto in precedenza, presentano una serie di reattori con step distinti.

In questo modo si vuole migliorare la capacità degradativa globale separando il processo in più fasi con due reattori diversi nei quali far avvenire i due processi considerati (le fasi di

digestione anaerobica già citate).

1. Fase 1: Idrolisi, acidogenesi e acetogenesi.

Le prime tre fasi della digestione anaerobica (esclusa la metanogenesi) vengono fatte avvenire in un primo digestore in modo da ridurre la maggior parte possibile di substrato alle componenti essenziali.

2. Fase 2: Metanogenesi

In questo secondo reattore viene fatta avvenire l'ultima fase della digestione anaerobica che conclude il processo risultando però la più importante per la produzione poiché è quest'ultima quella in cui si produce il metano, obiettivo ultimo della tecnologia.

Nonostante la sua enorme importanza si può intuitivamente comprendere che tale reazione è limitata da quello che avviene nel reattore precedente nei quali avvengono tutte le reazioni antecedenti e preliminari.

Un parametro da tenere conto in questo caso è la velocità di crescita dei batteri metanigeni che hanno l'obiettivo di convertire gli acidi grassi volatili, l'acido acetico, l'idrogeno e l'anidride carbonica prodotti nel primo digestore in metano secondo le reazioni già viste.

Delle tre fasi principali del processo di DA la fase metanigena è la più lenta e, di conseguenza, condiziona l'intera trasformazione. Inoltre, è assolutamente necessario mantenere un equilibrio tra la quantità di acido acetico prodotta (durante la fase acidogena) e quella metabolizzata e trasformata in metano (fase metanigena); un allontanamento da questo equilibrio verso l'accumulo di acido acetico determinerebbe un'eccessiva acidificazione del substrato, una tossicità per i batteri metanigeni ed un rallentamento del processo che, addirittura, potrebbe arrivare all'arresto. D'altro canto è anche necessario bilanciare il flusso di materiale digerito e di materiale fresco ancora da decomporre.

Questa soluzione impiantistica di digestione in più stadi, al di là del maggiore ingombro e della diversa configurazione logistica risulta avere dei vantaggi:

- Maggiore stabilità biologica nell'intero substrato della biomassa, ottenibile con una minore fermentazione dei rifiuti.

Tale esigenza sembra essere paradossale e contraddittoria con tutto ciò che è stato detto finora in questa trattazione, ma la degradazione di alcuni tipi di rifiuti definiti "molto fermentescibili" (come possono esserlo alcuni tipi di frutta e verdura ad alto contenuto acido o zuccherino) possono portare a concentrazioni elevate di sostanze acide andando ad inficiare la produzione di metano.

- Accelerazione dei tempi e conseguente riduzione del cosiddetto tempo di ritenzione all'interno del digestore.

Si punta ad una attività biologica più intensa e rapida, mirata alla produzione immediata ed essenziale delle sostanze utili per la metanogenesi.

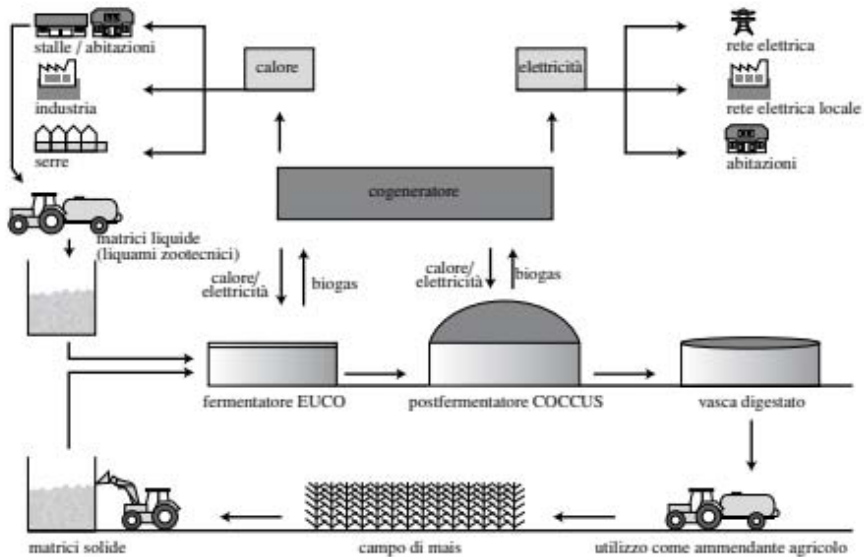


Fig.20 Esempio bistadio (fonte: La filiera del biogas)

Più semplicemente, focalizzandosi sui processi e i componenti argomento della tematica di questo paragrafo:

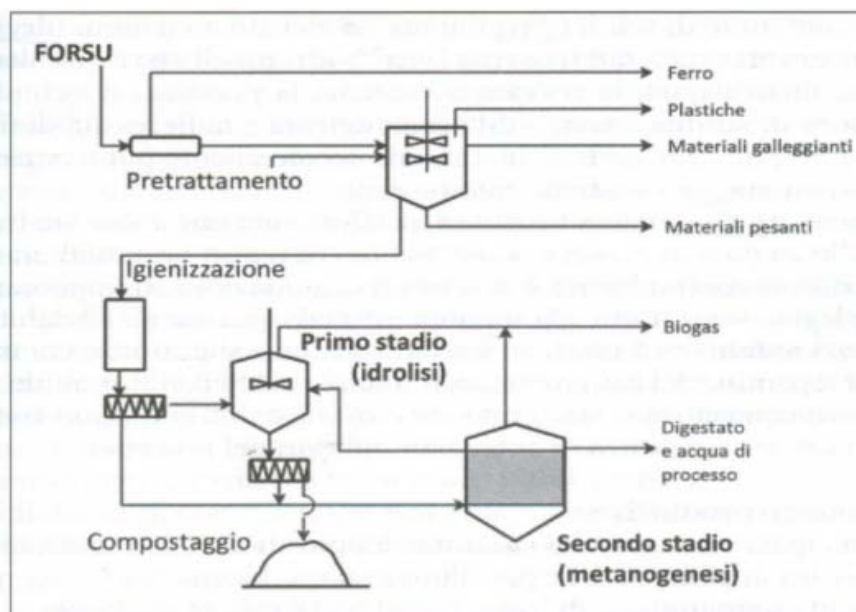


Fig.21 Esempio bistadio solo fasi principali

La tipologia bistadio è legata soprattutto in prima analisi ad un aumento della velocità a favore della stabilità del processo cercando di ottenere anche in questo caso una tecnologia affidabile.

Il digestato prodotto e fatto confluire nella vasca di processo viene in parte utilizzato come fertilizzante con lo scopo di ammendante agricolo e la frazione solida rimanente viene ripresa e reinserita nel primo reattore facendole riprendere il processo di nuovo da capo.

Il biogas che esce dal digestore bistadio o monostadio viene usato come combustibile per soluzioni successive, solitamente l'impiego principale è utilizzarlo in un motore cogenerativo.

A seconda della composizione, prima di poter essere utilizzato il gas uscente dal digestore

deve essere purificato poiché come già richiamato nella descrizione della composizione vi sono alcune considerazioni relative all'acidità dei gas ed alla corrosione fatte in precedenza e che verranno riprese in seguito.

Il biogas che si ottiene dopo queste tipologie di digestioni anaerobiche possiede un potere calorifico diverso a seconda della tipologia di biomassa di partenza utilizzata ed alle caratteristiche che essa presentava.

Di media tale gas rinnovabile ha un potere calorifico PCI di circa 23 MJ/m³, il range di valori del PCI varia da un minimo di 10 ad un massimo di 27 MJ/m³ in funzione, ovviamente, del contenuto di metano del biogas finale prodotto, caratteristica che deriva dai composti presenti nella biomassa.

Combustibile	PCI
	(MJ/m ³)
Biogas (≈ 65% di metano)	23,0
Metano	35,7
Propilene	88,1
Propano	97,6
Butano	121,6

Fig.22 Confronto poteri calorifici inferiori di alcuni combustibili (fonte: La filiera del biogas)

Confrontando questo valore con il potere calorifico inferiore (PCI) di altri combustibili gassosi come si può vedere dalla tabella in figura 22 soprastante, il PCI del biogas (ipotizzato in questo caso con un contenuto di metano di circa il 65% anche se, come già visto, il valore in alcune situazioni può arrivare a percentuali anche leggermente superiori che permettono di arrivare ad un potere calorifico di 27 MJ/m³) risulta essere inferiore, ma decisamente confrontabile con il PCI del metano puro.

Come si vedrà nel prossimo capitolo, quello relativo al biometano, con le tecnologie di upgrading e purificazione si arriva ad avere una percentuale di biometano confrontabile con quello puro pari a >95%.

Normalmente però, per questioni di convenienza economica, il biogas non viene sottoposto ad una fase di purificazione e di recupero del metano, ma viene avviato alla combustione in cogeneratori, per l'ottenimento di energia elettrica e calore, generalmente dopo essere stato sottoposto a trattamenti di filtrazione, deumidificazione e desolfurazione.

Quindi, il gas ottenuto da digestione anaerobica, seppur caratterizzato da un potere calorifico minore rispetto al metano puro, può essere destinato a numerosi utilizzi quasi come la sua controparte pura ottenuta dopo upgrading: riscaldamento, trazione meccanica ed energia elettrica.

La formazione di biogas è un fenomeno che si può instaurare anche in condizioni non controllate, purché vi sia assenza di ossigeno; questo avviene ad esempio nelle discariche in cui viene depositato materiale organico.

Organi principali e parametri di controllo del processo

Concentrandosi sulla “filiera del biogas”, l'elenco delle varie strutture/processi stilato in precedenza risulta essere ben più semplificato di come appare in una struttura reale.

Questo deriva dal fatto che sono stati inseriti solamente i componenti o processi principali relativi alle fasi di lavoro alle quali si dà un maggior peso e si fa più riferimento.

Le fasi primarie del ciclo produttivo vengono sintetizzate in:

1. Produzione e stoccaggio delle biomasse

Oltre a tutte le caratteristiche già citate in precedenza per le varie tipologie di biomasse ed alla loro produzione, in questa fase si collocano la raccolta, il trasporto verso un sito di immagazzinamento e il successivo stoccaggio nel quale possono essere effettuati i pretrattamenti.

2. Processo di digestione anaerobica

Fase caratterizzata dal digestore (o reattore come è stato denominato in alcuni passaggi della trattazione) che può essere a singolo stadio o bistadio e, nel quale avviene, attraverso varie reazioni, il processo di digestione anaerobica che trasforma la biomassa di partenza in biogas e digestato, materiali che verranno riutilizzati successivamente per altri scopi.

Chiaramente il digestore è solamente uno dei componenti, di contorno ma non meno importanti si trovano tutti i sistemi per monitorare e mantenere sotto controllo i parametri fondamentali all'interno del reattore affinché la reazione avvenga in modo ottimale.

Oltre a tutti questi sistemi di controllo ci sono anche le apparecchiature meccaniche a diretto contatto con la biomassa:

- Dosatore
- Apparecchiatura per trasportare la biomassa dallo stoccaggio al digestore
- Trituratore
- Miscelatore per il liquido di processo
- Mescolatore del substrato di biomassa (mixer e tutta l'impiantistica meccanica che ne sta dietro)
- Pompa di ricircolo del digestato
- Coperture gasometriche e sistemi di rimozione e prelievo del biogas

3. Trattamento del biogas

Dopo il prelievo del biogas dal digestore, a seconda della composizione, vengono svolti processi che si occupano di eliminare impurità e tracce di gas per permettere il migliore utilizzo del gas prodotto ed evitare corrosione del motore. Molto spesso il biogas può essere utilizzato a fronte di opportuni accorgimenti e pertanto non vi sono step intermedi.

In questa fase viene collocato, eventualmente, il processo di upgrading per la purificazione del biogas e la sua successiva trasformazione in biometano.

4. Produzione dell'energia elettrica

Una delle varie strade che si possono percorrere una volta che si è ottenuto e purificato il biogas è il suo utilizzo in un motore cogenerativo per la produzione di calore ed energia elettrica.

Parte del calore, per evitare inutili dispersioni e consumi, viene utilizzato per scaldare il digestore e mantenere le condizioni di temperatura necessaria per tipologia di lavoro scelta.

Il motore cogenerativo è un organo delicato che va preservato da attacchi chimici, condense e corrosioni soprattutto nelle sue componenti meno resistenti come potrebbero essere il lubrificante e le parti di rame.

5. Utilizzo della biomassa digestata

Il digestato prodotto dalla trasformazione chimica del substrato di partenza può essere o ricircolato per essere reimmesso nel reattore pronto per un ulteriore processo di digestione delle parti non completamente decomposte, o altresì può essere utilizzato in agricoltura come fertilizzante.

Tralasciando trasporto, utilizzo finale del digestato e ciò che è stato già descritto in precedenza per evitare ripetizioni, si andrà a fare un breve excursus sui principali organi e sistemi.

Digestore: considerato l'organo più importante di tutta la filiera del processo, presenta diverse soluzioni costruttive.

La più diffusa è un getto di calcestruzzo in opera, con fori e aperture per le diverse componenti, questa tipologia è quella che permette la più facile adattabilità alle richieste degli impiantisti.

Possono essere utilizzate anche lamiere di acciaio anche se in questo caso bisogna prevedere una protezione dalla corrosione (lamiere verniciate, vetrificate, inox, processi di zincatura preventiva).

La maggior parte delle volte vengono utilizzati elementi modulari prefabbricati che hanno dalla loro i brevi tempi di realizzazione ed installazione.

In ogni caso, qualunque sia la configurazione scelta bisogna assicurare la coibentazione del digestore per limitare la dispersione termica del calore che risulta essere importante ai fini del processo.

L'immissione della biomassa in esso può avvenire tramite pompaggio (soprattutto se si utilizzano biomasse ad alto contenuto liquido), tramite una coclea che preleva la biomassa da un cassone dosatore per poi miscelarla con un po' di sostanza umida o liquame e trasportarla tramite celle di carico o tramoggia.

L'immissione di sostanza liquida e solida può avvenire in maniera separata o insieme immettendo il tutto in vasche di miscelazione, tale processo che ha la finalità di rendere la biomassa omogenea nelle sue componenti può avvenire prima dell'immissione o all'interno del reattore stesso.

Con tutti questi componenti cambia molto anche il layout della posizione degli organi con il cassone che può presentare un walking floor o una parete mobile per l'immissione nel dosatore.

In questo contesto vanno inseriti tutti quegli organi che effettuano i pretrattamenti (meccanici, termici, chimico-fisici, enzimatici) a seconda del tipo di rifiuto in entrata e i miscelatori (meccanici o idraulici) che devono assicurare il massimo contatto tra biomassa in decomposizione e organismi.

La miscelazione meccanica presenta degli organi meccanici in movimento che possono essere ad asse verticale od orizzontale ed avere una motorizzazione esterna; sono organi delicati con facilità di danneggiamento a seconda di cosa si può trovare nel substrato e che richiedono una manutenzione più frequente.

La miscelazione idraulica, invece, non presenta elementi meccanici di movimento all'interno del digestore, anche se, di contro avendo una pompa esterna ed una distribuzione interna tramite ugelli può presentare dei problemi di formazione di agglomerati che potrebbero intasare gli stessi ugelli.

Nel digestore deve essere presente anche un impianto per il riscaldamento della biomassa per mantenere la temperatura desiderata; tale compito può essere svolto da una serpentina in cui vi è la circolazione di acqua calda, sistemi di riscaldamento integrati con i sistemi di miscelazione o ripresa del materiale di digestione tramite pompa per riscaldarlo in uno scambiatore esterno.

Molto importante in questi impianti è anche la copertura che deve essere robusta e stabile per resistere anche a condizioni atmosferiche avverse (forti raffiche di vento, grandine o tempesta, formazione di ghiaccio).

Vengono inserite solitamente due coperture utilizzando così una doppia membrana, quella più esterna per resistere agli agenti atmosferici e la seconda (quella più interna) con

funzione gasometrica di osservazione e immagazzinamento del biogas prodotto precedentemente il suo prelievo.

Le osservazioni, il mantenimento dei parametri e tutte le attività legate alla gestione dell'impianto vengono effettuate da sistemi di controllo presenti nei vari organi e controllati da remoto attraverso un apposito pannello.

I maggiori problemi derivano da cause che non presentano una manifestazione evidente ed immediata, ma che sia nel breve che nel lungo periodo vanno ad inficiare e diminuire la redditività.

Ci si dovrà preoccupare di: mantenere le condizioni adeguate per i microrganismi (comprese le loro condizioni alimentari), controllare le temperature all'interno del digestore, utilizzare sonde per la misura del pH ed effettuare analisi chimiche sul prodotto precedentemente e posteriormente la reazione, avere contatori di gas che monitorano la presenza di metano, anidride carbonica, H₂S, N₂, rilevare il livello di riempimento del gasometro del reattore e verificarne la portata trasferita ed utilizzata dal motore.

Per gestire al meglio la produzione di biogas ed evitare problemi si dota l'impianto di una torcia e di valvole di sovrappressione per scaricare il gas in atmosfera (Attenzione GWP CH₄ è 24 volte quello della CO₂) o per bruciare la quota eccedente di biogas prodotto con la torcia.

Chiaramente, viste le enormi potenzialità del gas per la produzione di energia, e ancor di più visto il rilevante impatto che questo gas rinnovabile presenta verso l'atmosfera bisogna evitare per quanto possibile tali procedure estreme con una produzione adeguata.

In modo accessorio si può dotare tutto l'impianto di impianti di stoccaggio del biogas in modo da poterlo prelevare quando la situazione lo richiede (ad esempio nei casi di fermo impianto, in periodi nei quali si presenta una scarsità di biomassa e la produzione risulta essere decrementata).

Tutti questi sistemi e gli organi accessori sono atti ad ottenere le prestazioni necessarie secondo il dimensionamento dell'impianto e garantire una produzione ed una redditività alla filiera stessa.

La DA è una sequenza di azioni metaboliche che necessita del rispetto di alcuni parametri affinché, dal processo, si ottenga metano in quantità economicamente soddisfacente.

Il processo che avviene nel reattore (o digestore) comporta normalmente l'attività contemporanea di tutti i microrganismi coinvolti, con dinamiche differenti in funzione dello stadio del processo.

Parametri principali da tenere conto nel digestore

I parametri principali su cui basarsi principalmente sono:

- *Temperatura*

Parametro molto importante che detta le condizioni di lavoro e che permette l'avvenire della reazione aumentando o diminuendo l'attività dei batteri, dipende dalla tipologia di processo che si vuole andare ad utilizzare (termofila, mesofila, psicofila o "a freddo").

A seconda del processo bisognerà mantenere una maggiore o minore temperatura che richiede più o meno riscaldamento, calore che può essere prelevato dall'energia termica del biogas.

La temperatura influenza anche le dimensioni del digestore, grandi volumi per reazioni a freddo, dimensioni più contenute in termofilia.

Essendo la temperatura il parametro cardine, oltre a quelli già citati, da essa dipendono: cinetica, tempo di ritenzione, quantità di biogas prodotto, velocità di gestione.

- *pH*

I valori di pH danno indicazioni di stabilità del processo. Valori compresi tra pH 6 e 8 sono

accettabili (pH ottimale 7.5).

Valori inferiori a 6,5 indicano un accumulo di acidi grassi volatili, spesso riconducibili a un eccesso di prodotto in entrata; sono da evitare anche grandi quantità di biomassa che presentano un forte contenuto acido.

È necessario un controllo continuo dei valori di pH durante il processo di fermentazione.

- *Tempo di residenza*

Esprime il tempo medio di permanenza del substrato nel digestore, varia a seconda della temperatura e deve essere superiore al tempo di raddoppiamento dei batteri il quale è a sua volta in funzione del tipo di biomassa, delle caratteristiche di biodegradabilità del substrato e delle condizioni generali di processo.

- *Concentrazione di ammoniaca*

L'ammoniaca, come già descritto, è uno dei prodotti del processo di fermentazione anaerobica delle sostanze organiche, ottenuta in particolare dalle proteine.

Solitamente presente solo in tracce, alle basse concentrazioni ha un effetto positivo sui batteri poiché essi utilizzano l'azoto presente nel digestore come nutriente.

Superando la soglia di 1.5 g/L la concentrazione di ammoniaca inibisce i batteri metanigeni rallentando il processo di produzione del metano.

Se tale valore continua ad aumentare di molto dopo aver superato la soglia inibente bisogna intervenire andando a rimuovere l'ammoniaca dal digestore e pertanto la concentrazione di NH_3 è un parametro da verificare con attenzione (specialmente in impianti che presentano ricircolo del digestato).

Dipende da substrato, batteri, pH e temperatura nel digestore.

-NON TOSSICA a 200 - 1.500 mg/l;

- **A volte** INIBENTE (con pH sotto 7,4) a 1.500 - 3.000 mg/l;

- **Sempre** INIBENTE a valori > di 3.000 mg/l.

- *Acidità volatile* < 15 meq/L

La concentrazione di AGV (acidi grassi volatili), espressa come concentrazione di acido acetico nell'unità di volume (mg/l), è dipendente da qualità e quantità delle matrici in ingresso e dall'equilibrio tra batteri acidogeni e metanigeni. Ci si basa sul confronto tra valori di successive misurazioni che non devono assumere cambiamenti repentini.

- *Alcalinità* >50 meq/L (in rapporto almeno 2-3:1 con l'acidità volatile)
- *Contenuto di sali* (cloruro di sodio in particolare)
- *Rapporto C/N* compreso tra 25 e 35 risulta essere ottimale

AGV e alcalinità sono parametri sufficientemente sensibili per monitorare il sistema. Il rapporto AGV/Alcalinità assume una valenza di tipo diagnostico, mettendo in relazione la capacità del sistema di produrre "acidità" e quella di produrre "alcalinità" per effetto della evoluzione della digestione delle molecole con conseguente produzione di ammoniaca e ceneri. Valori del rapporto totale intorno a 0,3 indicano una attività stabile del processo di DA.

USI FINALI DEL BIOGAS

Il biogas una volta prodotto può essere purificato o utilizzato tale e quale per alcuni tipi di applicazioni.

Ovviamente la miscela di gas risultante del processo deve rispettare determinati requisiti come ad esempio il contenuto e la presenza di sostanze che andrebbero a danneggiare le strutture successive nel breve o nel lungo tempo e quindi ad inficiare un suo ottimale utilizzo e sfruttamento.

Volgendo lo sguardo agli aspetti gestionali della parte impiantistica bisogna tenere conto di alcuni problemi ricorrenti che richiedono una manutenzione più frequente che possono essere causati da:

- Corrosività del biogas.

È dovuta alla formazione di acido solfidrico durante la fermentazione anaerobica. La corrosione interessa sia le parti a diretto contatto con il gas (tubazioni, contatori, gasometro, parte emersa del reattore, bruciatori, caldaie, cogeneratori) che l'intera area dell'impianto. Le perdite di gas, infatti, mettono a dura prova la vita di componenti metallici non sufficientemente protetti. È preferibile, pertanto, l'uso, laddove possibile, di materiali poco o non attaccabili dall'idrogeno solforato, come ad esempio acciaio inox che non risulta "inattaccabile" in assoluto ma è uno dei migliori materiali utilizzabili.

Inoltre, particolare attenzione deve essere posta agli impianti elettrici. Nel caso in cui si debbano proteggere macchine costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori, si possono inserire sulla linea filtri specifici per la rimozione dell'idrogeno solforato.

- Formazione di condensa nelle tubazioni del biogas

Tale fenomeno è dovuto al fatto che il biogas, alla temperatura di processo (in genere superiore alla temperatura ambiente), è saturo di acqua. Pertanto le tubazioni del gas devono essere posizionate sempre in leggera pendenza, evitando sacche e, in tutti i punti bassi delle tubazioni, si deve prevedere un serbatoio di accumulo della condensa e un rubinetto di spurgo. L'uso di separatori lungo la linea è quindi consigliabile soprattutto laddove si debbano proteggere macchine particolarmente costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori. La rimozione della condensa dalle tubazioni e dai separatori va fatta giornalmente.

- Formazione di incrostazioni nelle tubazioni.

È possibile la formazione di incrostazioni, localizzate prevalentemente nelle tubazioni di uscita dei liquami digeriti, nella zona di aspirazione delle pompe centrifughe e negli scambiatori di calore, attribuibili, per la maggior parte dei casi, alla formazione di precipitati di fosfato ammonico magnesiaco, altamente insolubili alle condizioni di pH del reattore.

- Esposizione al gelo.

Tutte le linee (di alimentazione e di scarico liquami, i ricircoli e le tubazioni del gas nonché le pompe) poste esternamente possono subire danni a causa del gelo. È opportuno pertanto che tutte le tubazioni non restino piene con continuità, ma è necessario prevedere un tracciamento delle tubazioni o delle pompe con cavo scaldante antigelo. Nel caso di arresto dell'impianto, nella stagione invernale, è bene prevedere in ogni caso lo svuotamento delle parti esposte al gelo.

Dopo tali precisazioni si può vedere che il biogas, e il suo successivo "sottoprodotto" il biometano, stanno ampliando sempre più il loro raggio di azione e di utilizzo soprattutto in quei settori che vengono maggiormente utilizzati e che presentano un elevato contributo di

inquinamento globale.

Il biogas pertanto può essere utilizzato per essere bruciato direttamente in caldaia con l'effetto di riscaldamento.

Vale la pena notare che se il calore dev'essere trasportato, le perdite e il costo per l'infrastruttura del trasporto potrebbe superare di molto quello della caldaia stessa. Di conseguenza, la rete per l'energia termica è vantaggiosa solamente quando la richiesta di energia termica è vicina o interna all'azienda. Se la distanza dell'utilizzatore finale è maggiore, potrebbe essere più vantaggioso trasportare il biogas e installare una caldaia nel punto di consumo.

Nelle aziende oltre al riscaldamento, l'acqua calda o il vapore prodotti dalla caldaia possono essere utilizzati anche come riscaldamento di stalle o di ambienti al cui interno si svolgono particolari processi che richiedono calore.

Lo svantaggio dell'uso in caldaia è che con tale utilizzo si produce solamente energia termica, il calore, a meno di particolari processi o situazioni che lo richiedano non serve per tutto il corso dell'anno e perciò si cerca di associarlo alla concomitanza di una produzione di energia elettrica che risulta essere un vettore più versatile, di più largo utilizzo e che in alternativa, a seconda della taglia di produzione, può essere venduto e destinato alla rete alla quale si è allacciati.

In Italia, soltanto pochi impianti di biogas producono esclusivamente calore attraverso la combustione in caldaia. Fare a meno della produzione elettrica significa comprare dalla rete e rinunciare all'importante beneficio economico che deriva dalla cessione nella stessa dell'elettricità prodotta, allungando così i tempi di ritorno dell'investimento.

Si tratta di una scelta impiantistica spesso adottata dai grandi caseifici nei quali, assieme alla disponibilità di reflui zootecnici si accompagna la grande quantità di calore necessaria per i processi caseari.

Il biogas in uscita può anche essere utilizzato come gas a livello domestico nei fornelli in cucina, secondo quanto riportato nel progetto 014 (www.ps76.org Onlus che si occupa di progetti in paesi in via di sviluppo) in Africa, specialmente nella zona subsahariana, sono attivi progetti per la realizzazione di mini digestori per la produzione di biogas ad uso della cottura alimentare.

Se si desidera avere una produzione combinata di energia elettrica ed energia termica, per poter sfruttare il biogas in un numero maggiore di applicazioni bisogna utilizzare un motore cogenerativo, stando attenti alle indicazioni ed ai pericoli che esso corre con alcuni elementi gassosi presenti.

Il cogeneratore è un motore alimentato a combustibile e connesso a un generatore. Il motore fa ruotare un generatore, che in risposta produce energia elettrica. Come risultato della combustione, il motore produce anche calore, che è allontanato tramite i gas di scarico e il liquido di raffreddamento. Utilizzando scambiatori di calore, tale energia termica può essere recuperata e utilizzata in maniera produttiva.

Idealmente, un'installazione di questo tipo, come già accennato nel caso precedente, dovrebbe essere collocata nelle vicinanze di un utente che consuma calore. È possibile trasportare il calore, ma sono necessarie tubature isolanti, che sono molto costose e, nonostante ciò, si manifesta comunque una cospicua perdita di energia. Il biogas e l'elettricità sono molto più facili da trasportare in maniera efficiente.

Le tecnologie usate maggiormente sono i motori a ciclo Diesel o a ciclo Otto, cercando di mantenere per quanto possibile un contenuto di metano il più uniforme e lineare possibile durante l'anno poiché quest'ultimo influisce sulla carburazione della macchina e sulle prestazioni e la sua regolarità di lavoro.

Spesso il biogas è trattato per ridurre il livello di contaminazione e migliorare le performance e la durata di vita del motore a gas. Il livello massimo di concentrazione di altri gas consentito può variare tra diversi produttori.

Il calore quindi, come visto, può essere utilizzato nei modi già ipotizzati in precedenza, l'energia elettrica invece può essere sfruttata in loco per moltissime soluzioni finali sia relativamente ad un ipotetico uso abitativo che in processi industriali legati all'azienda in questione.

Molto spesso, come si evince da letteratura, per avere un ritorno economico, l'energia elettrica viene venduta alla rete e il calore, erroneamente, viene considerato come un prodotto marginale tanto che molto spesso non risulta essere utilizzato e viene disperso.

L'energia elettrica viene venduta anche in virtù degli incentivi proposti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: il Dm del 4 Luglio 2019 ha previsto degli incentivi per la produzione di energia da biogas derivante da processi di depurazione, si sta aspettando un ulteriore Dm in fase di elaborazione per biomassa derivante da rifiuti agroindustriali e agricoli.

Per poter determinare il miglior uso finale bisogna valutare la forma di energia consumata dall'azienda, valutando tipo di utenza (relativamente al tipo di energia consumata in prevalenza) e andamento dei consumi nel corso dell'anno.

Se non si prevedono organi di stoccaggio delle diverse forme di energia l'ideale è avere utenze con carichi costanti durante l'arco dell'anno, specialmente per quanto riguarda l'energia termica che altrimenti verrebbe dissipata.

Nel cambiamento relativo al passaggio tra combustibili fossili e gas rinnovabili, si sono aperte molte nuove prospettive di impiego in particolare nell'ambito dei trasporti con la sfida dell'inserimento del biogas nell'autotrazione come carburante per i mezzi pesanti su gomma.

Oltre a tutte queste applicazioni si può effettuare un trattamento successivo al biogas e trasformarlo in biometano purificandolo tramite il processo di upgrading per arrivare a percentuali di metano superiori al 95%.

Una volta eseguiti i processi il biometano, se conforme alle normative rientrando con gli adeguati parametri di purezza viene inviato alla rete del gas con il quale viene miscelato in percentuale per essere poi servito alle utenze.

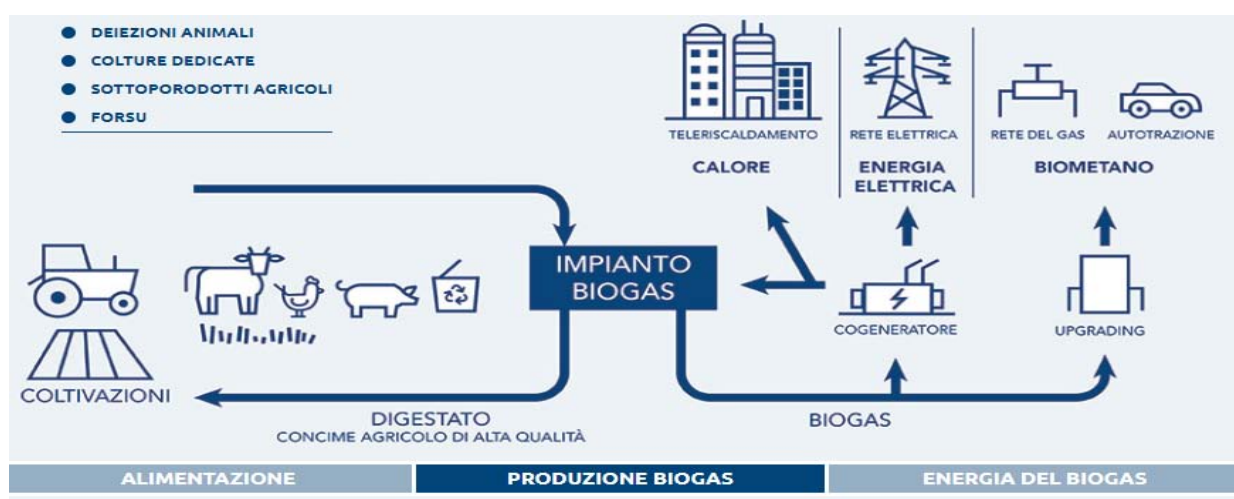


Fig.23 Filiera biogas con focus sugli usi finali

Come si evince dalla figura 23, gli usi finali del biogas, come descritto nel capitolo, sono principalmente due: l'utilizzo in un motore cogenerativo e l'upgrading a biometano.

BIOGAS IN ITALIA E NEL MONDO

Nel documento “Optimal use of biogas from waste streams” della commissione europea del dicembre 2016, documento che espone il potenziale del biogas da digestione in Europa nella parte finale, vi è un'appendice che descrive la situazione della maggior parte degli stati europei.

Per quanto riguarda l'Italia viene detto che è posizionata molto in alto nella classifica dei paesi europei ordinati per quantità di numero di impianti riconosciuti, si trova al secondo posto dietro la Germania con un totale di 2100 impianti di biogas per una potenza pari a circa 1400 MW elettrici.

Le agricolture intensive e la quantità di prodotti di scarto utilizzabili nelle zone del Nord Italia hanno contribuito a sviluppare l'industria del biogas e ad elevarne la produzione rendendolo uno dei paesi leader per numero di impianti.

Lo sviluppo di aziende ed entità per la produzione di biogas in questa zona è stato incentivato inizialmente da una regolatoria nazionale che ha permesso l'utilizzo del digestato formatosi assieme al biogas grazie alla reazione di digestione anaerobica, come fertilizzante naturale per l'agricoltura.

Tale normativa ha permesso l'inserimento della filiera del biogas in una sorta di economia agricola circolare con il risultato di aver reinserito quello che inizialmente sembrava un rifiuto da dover smaltire in un sottoprodotto dai molteplici benefici.

Con l'utilizzo del digestato come fertilizzante (mantenendo un adeguato contenuto di azoto e di altri minerali o elementi normati per evitare un inquinamento o avvelenamento del suolo che potrebbe col tempo arrivare a contaminare una falda acquifera) si ottiene il beneficio di arricchire il suolo di sostanze nutrienti utili all'agricoltura del quale si era depauperato con colture precedenti.

Guardando ad un aspetto più green, il fertilizzante naturale ha una valenza maggiore di qualsiasi composto chimico utilizzato dagli agricoltori ed in più tutte le aziende che si sono inserite in tale filiera hanno avuto un riscontro economico potendo produrre cibo (o comunque la produzione iniziale dell'azienda stessa), energia e biocombustibile e pure fertilizzante.

Il boom delle installazioni di impianti di biogas in Italia si è avuto tra il 2008 e il 2012 poiché in quel periodo è stato promosso lo schema Feed-in Tariff, emanato appunto nel 2008 e poi revocato nel 2012.

Da quel periodo il numero di impianti, seppur con un incremento minore, ha continuato a crescere portando adesso l'Italia ad essere il terzo paese del mondo, secondo in Europa, dietro Cina e Germania.

Nella guida 2020 relativa a biogas, biometano e biomasse, in un articolo scritto da Marco Pezzaglia del CIB (Consorzio Italiano Biogas) si afferma che in Italia il settore del biogas ha avuto un nuovo forte sviluppo negli ultimi anni, tanto che consta di circa 2100 impianti dislocati nel territorio (in prevalenza nel centro-Nord) con una produzione di biometano equivalente pari a 2,5 miliardi di mc/anno destinata praticamente tutta alla produzione di energia elettrica con una taglia media pari a 0,7 MW.

Il CIB, la prima aggregazione nazionale che rappresenta la filiera di produzione del biogas e del biometano, attualmente presenta un totale di 932 soci suddivisi in ordinari, aderenti, sostenitori ed istituzionali.

Il modello italiano, che nel 2013 veniva criticato a causa di alcune “barriere chiave per la produzione di biometano e biogas” come ad esempio lo scarso o non ottimale utilizzo dell'energia termica conseguente la sua produzione, delle inadeguate regole tecniche inerenti

alla produzione di biometano, mancanza di consono regolamento anche nell'ambito della produzione di energia elettrica, attualmente è il più seguito ed esportato nel mondo (in particolar modo negli Stati Uniti).

Tale crescita ha permesso un costante avvicinamento agli obiettivi posti per gli anni successivi tanto che il CIB prevede una produzione di biometano di addirittura 8 miliardi di mc/anno per il 2030.

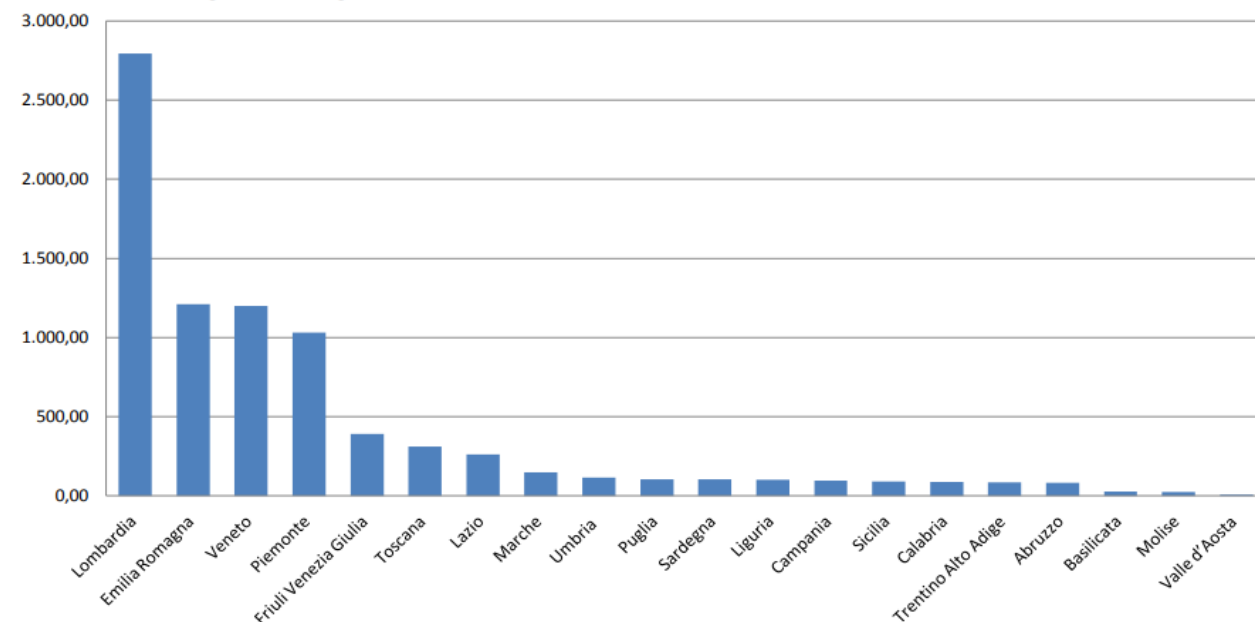
Anche gli obiettivi imposti dalla comunità europea in fatto di energia hanno visto nell'Italia uno degli stati più virtuosi e attenti alle regole e, visti i risultati ottenuti, si è avuta una reazione a catena che ha incentivato lo sviluppo della produzione per gli anni avvenire con il modello del cosiddetto “biogasdoneright®”.

Informazioni riguardo tale progetto, che nel mondo è stato esportato addirittura come un hashtag, si possono trovare nel documento biogasdoneright con prefazione di Bruce Dale, in sintesi, si può dire che è un nuovo tipo di processo atto ad avere un'integrazione ancora maggiore tra produzione di digestato e suolo.

Gli obiettivi sono produrre carbonio addizionale sia in zone affette da desertificazione che in terreni agricoli depauperati delle sostanze da colture precedenti (andando a creare una maggiore opportunità anche nelle zone più aride), contribuire allo stesso tempo a un'intensificazione ecologica dell'agricoltura, a un'adozione capillare della fertilizzazione organica, sviluppare il tutto mantenendo bassi i costi andando a compensare gli esborsi della cattura della CO₂ con i servizi resi attraverso il digestato e l'aumento di produzione dovuto al miglioramento del suolo.

Reperire dati relativi a regione per regione per quanto riguarda il numero di impianti di biogas presenti non è semplice sia perché spesso vi sono impianti che non vengono conteggiati sia perché quelli presenti non sono recenti e allineati con il numero di quelli presenti attualmente.

Produzione biogas per regione al 2016 (GWh)



Fonte: TERNA

Fig.24 Produzione biogas 2016 per regione

Le regioni italiane che presentano più impianti nel loro territorio, stando anche a documenti relativi ad anni passati di fonti come Terna o Isaac-Project risultano quelle del centro Nord, area che presenta una maggiore nascita di impianti sin dal boom iniziale, come Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte.

Il trend nel corso degli anni è rimasto sempre quello, con le quattro regioni sopra citate che

superano notevolmente le altre per numero di impianti e per quantità di biogas prodotto con un contributo di circa l'80 % del totale nazionale.

Gli stessi dati relativi al totale nazionale risultano in alcuni casi discordanti come nel caso del numero di impianti totali: nel rapporto EBA del 2017 l'Italia viene presentata dopo la Germania con 1655 impianti, mentre nel documento di Donatella Banzato (Centro studi di economia e tecnica dell'energia Levi Cases) viene citato come fonte il rapporto EBA del 2016 (quindi relativo all'anno precedente) che attribuisce all'Italia ben 1995 impianti con una differenza di più di 300 impianti.

La situazione concorda comunque sulla grandezza della taglia media in Italia che risulta essere di 0,7 MW, questo dato indica come nel nostro paese si prediliga l'utilizzo di taglie medio-piccole molto spesso sotto il MW. Tale scelta di dimensionamento deriva dal fatto che in Italia le realtà di produzione non sono entità molto grandi prediligendo aziende situate nelle zone rurali o piccole industrie agro-zootecniche, in più bisogna dire che molti impianti si fermano a 999 kW poiché il MW risulta essere la taglia massima per la quale si ottiene un certo incentivo sulla produzione.

	2015		2016		2016 / 2015 Variazione %	
	n°*	MW	n°*	MW	n°	MW
Biogas	1.924	1.406,0	1.995	1.423,5	3,7	1,3
– da rifiuti	380	399,0	389	401,3	2,4	0,6
– da fanghi	78	44,4	77	44,2	-1,3	-0,4
– da deiezioni animali	493	217,0	539	229,7	9,3	5,9
– da attività agricole e forestali	973	745,6	990	748,3	1,7	0,4

Fig.25 Tipologie di impianti biogas (Fonte GSE)

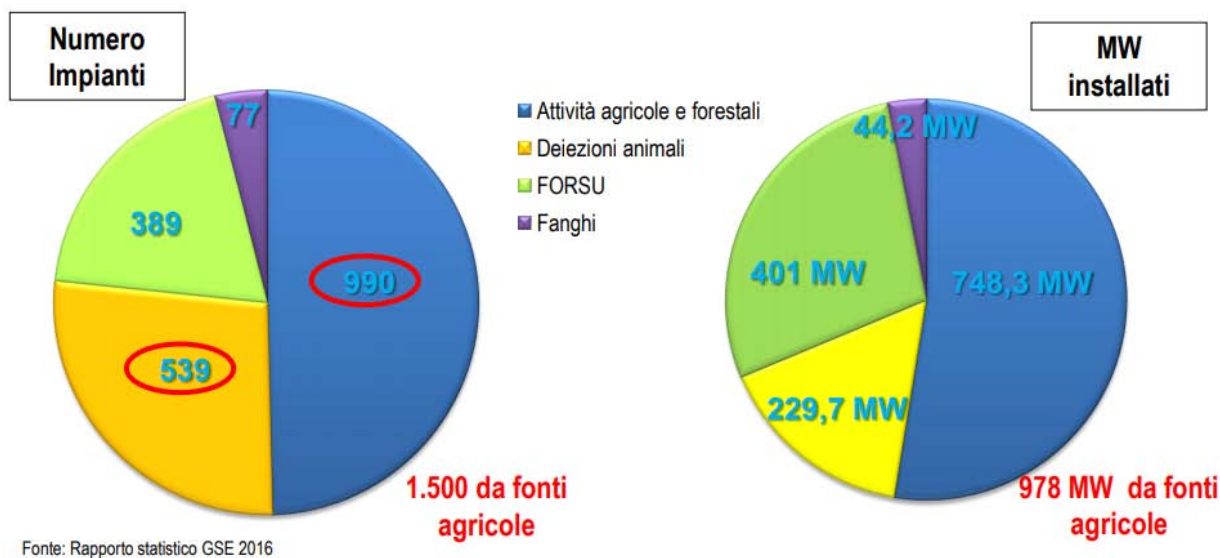


Fig.26 Diagramma delle diverse tipologie di biomassa utilizzate in Italia

Come si può vedere dai grafici soprastanti delle figure 25 e 26 in Italia il trend è prediligere la biomassa proveniente da attività agricole e forestali integrandola con i reflui zootecnici che risultano anche le materie prime più reperibili nel territorio.

Per analizzare le diete principali bisognerebbe fare un'analisi regione per regione, sembra chiaro che quella principale sia comunque quella derivante da colture dedicate. Nel caso del Veneto, dove le provincie più virtuose sono Padova e Verona, si hanno maggiormente

impianti funzionanti con mix delle stesse colture ed effluenti zootecnici o scarti dell'industria alimentare (casearia, vinacce, sanse).

Il trend ultimamente prevede comunque una sempre maggiore valorizzazione degli effluenti zootecnici con la parte vegetale che ne fa da complemento, scelta che penalizza un po' le rese, ma che rende l'integrazione possibile anche a piccole realtà agricole.

Per quanto riguarda la situazione in ambito europeo abbiamo già visto all'inizio, come già ribadito dalla newsletter del Gennaio 2020 del GME (Gestore Mercati Energetici), le direttive dell'Unione a valle del periodo successivo all'accordo di Parigi.

Il Presidente della Commissione Europea Ursula Von der Leyen recentemente ha ribadito l'intenzione di rendere l'Europa il primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050 alzando l'asticella dei risultati da raggiungere con un nuovo piano di misure e degli obiettivi vincolanti.

In questo contesto gli stati europei hanno accelerato la direzione verso il biogas dato che assieme al biometano andrebbe a decarbonizzare il comparto del gas naturale che al giorno d'oggi copre un quarto della domanda energetica europea.

Vista la quasi interscambiabilità con il gas naturale e la flessibilità delle sue applicazioni la sua produzione viene incentivata per poter soppiantare l'utilizzo, nel maggior numero di funzioni possibili, dei combustibili fossili.

La Germania e l'Italia in questo momento occupano i primi due posti relativi al numero di impianti costruiti staccando di molto gli altri stati, ogni stato membro ha applicato degli incentivi e delle direttive riguardo questa energia rinnovabile sia nella sua produzione, che nell'upgrading a biometano, fino ad arrivare alle sue applicazioni.

Ogni stato ha delle mete finali, alcuni si sono concentrati molto sull'upgrading (vedi Regno Unito e Francia), altri incentivano molto l'utilizzo dei gas rinnovabili sui trasporti (paesi del nord Europa) applicando remunerazioni sulla produzione del combustibile, barriere regolatrici, incentivi sulla produzione elettrica (Feed-in Tariff, scambio sul posto, priorità di dispacciamento e acquisizione energia), agevolando lo sviluppo di nuove tecniche e progetti volti al miglioramento della tecnologia.

Nell'overview europeo dell'EBA statistical report del 2018 si riporta che alla fine del 2017 in Europa erano presenti 17,783 impianti per la produzione di biogas operativi con un aumento del 2% rispetto all'anno precedente arrivando così ad un aumento del 8% negli ultimi 5 anni.



Fig.27 Evoluzione numero impianti di biogas in Europa (EBA overview report)

Lo stesso overview informa che alcuni dati sono stati variati o corretti e ricalcolati per via della non completa uniformità di conteggio tra i vari paesi o per eventi di shut down dell'impianto come successo in Lettonia.

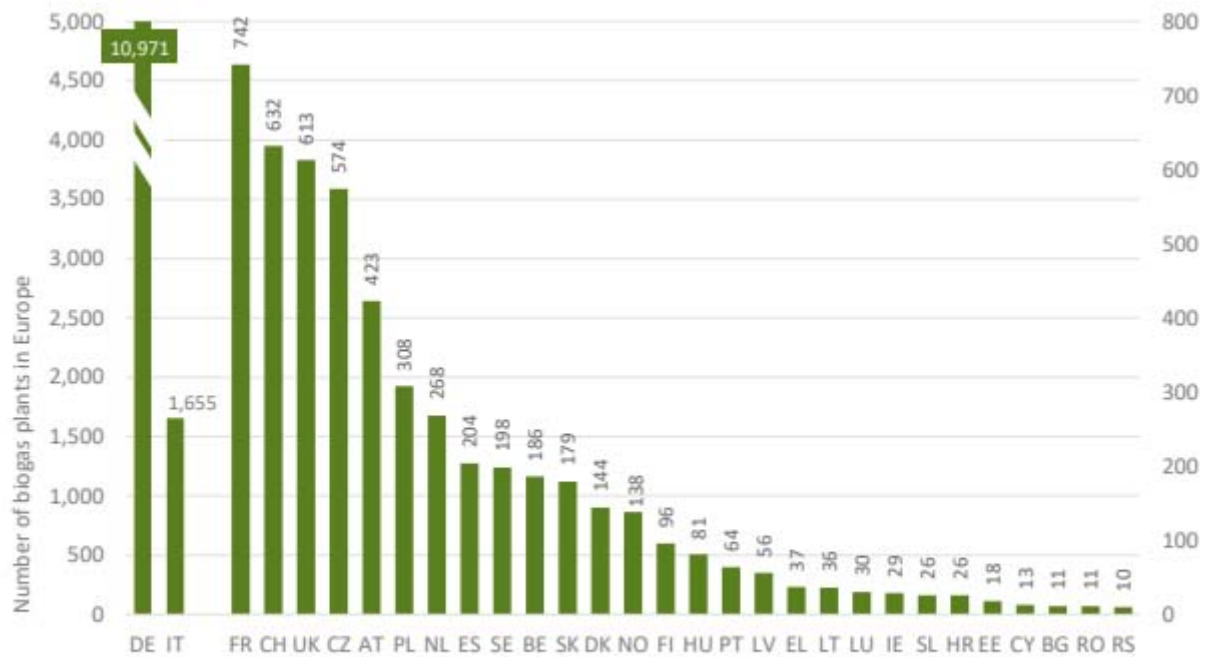


Figure EU-2: Number of biogas plants in European countries, arranged in descending order

Fig.28 Numero di impianti di biogas nei paesi europei ordinati secondo ordine decrescente (EBA 2017)

Poiché nello stesso documento dell'EBA il grafico inerente alle percentuali relative ai vari tipi di biomassa utilizzati da ogni paese membro per la produzione di biogas non è concorde sull'anno di riferimento per ogni stato (Francia, Spagna, Portogallo 2015 e Italia, Austria 2014) ho convenuto evitare di inserire tale tabella ma preferire un grafico a torta esplicitante la tipologia di biomassa usata nel totale numero degli impianti presenti in Europa (considerate anche Svizzera, Norvegia e Serbia).

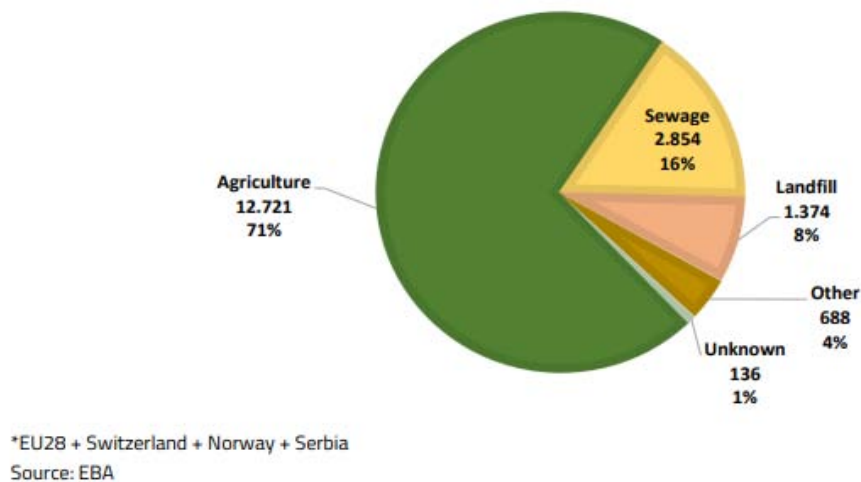


Fig.29 Tipologie di biomassa per gli impianti europei

Anche in questo grafico, come nei precedenti relativi alla situazione italiana, alla voce agricoltura sono inserite sia le colture dedicate sia gli effluenti zootecnici come letame solido o reflui liquidi.

I paesi che utilizzano maggiormente effluenti animali come il letame creando così una sinergia tra industrie ed aziende risultano essere Italia, Francia e Danimarca, le colture dedicate risultano essere principalmente impiegate in Germania, Austria e Mitteleuropa.

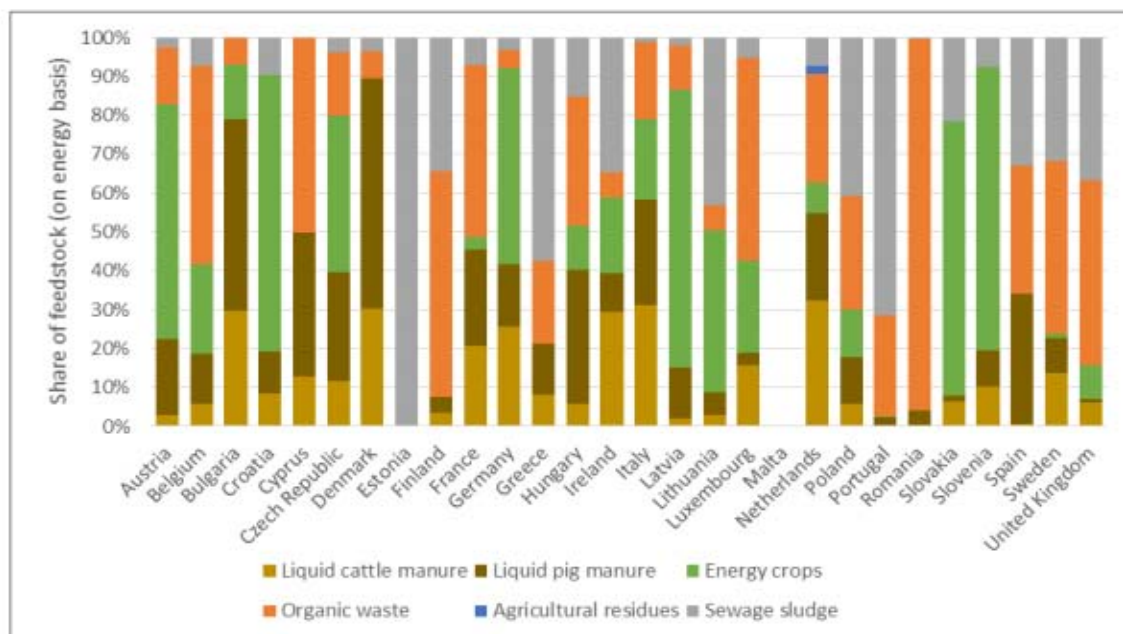


Fig.30 Tabella relative ai tipi di biomassa utilizzati nei vari paesi (EBA 2015)

Per quanto riguarda la situazione mondiale si prende come documento di riferimento il “Global potential of Biogas” della WBA (World Biogas Association), compendio del Giugno 2019 che presenta come autore principale il Dr Sarika Jain.

Come fatto anche il per il caso europeo, assieme a questo testo di riferimento si è analizzata anche un'altra pubblicazione: la “Global Bioenergy Statistics 2019” sempre redatta dalla World Biogas Association, essendo entrambe le ultime pubblicazioni reperibili i dati inseriti nelle stesse vengono assunti come i più recenti che si possono trovare in letteratura proveniente da ente ufficiale.

Come visto, in Europa sono l'Italia e la Germania i paesi leader che stanno facendo da battistrada all'espansione degli impianti di biogas, queste due realtà si posizionano però al secondo ed al terzo posto della classifica mondiale per numero di impianti.

A farla da padrone anche in questo campo, come in moltissime altre applicazioni e molti altri ambiti sia industriali che tecnologici, è il colosso rappresentato dalla Repubblica popolare cinese.

Nel contesto globale grande importanza assumono anche Stati Uniti e Canada che però si posizionano dietro le rappresentanti europee.

Relativamente a questi dati bisogna specificare che se già in un ambito più ristretto come quello europeo si andavano incontro a diversi ostacoli come:

- fatica a reperire dati
- i dati trovati risultavano essere relativi ad intervalli di tempo non uniformi per diversi stati
- diverse modalità di conteggio e discriminanti diverse nell'inserimento di determinate tipologie di impianti

nell'ottica globale queste “problematiche” si amplificano ulteriormente.

Successivamente ad un breve prologo di introduzione nel quale vengono descritti il ruolo e l'impatto negativo che l'uomo sta avendo sul pianeta: desertificazione, progressiva riduzione della biodiversità, mancanza e inquinamento dell'acqua, cambiamento climatico (con particolare riferimento all'impossibilità di mantenere un aumento della stessa inferiore a 2 °C fino al 2100, come ipotizzato dal trattato di Parigi) l'overview analizza a grandi linee le casistiche nazionali più importanti.

A livello globale vi è una forte pressione nei confronti di un gran numero di stati per cercare di ridurre le emissioni e incrementare le misure a salvaguardia del clima, purtroppo però vi è ancora un enorme gap tra cosa serve e deve essere fatto e cosa realmente si fa in termini concreti.

Nello scritto vi è inoltre un breve focus nel quale vengono descritti gli utilizzi finali di questo gas, quelli già descritti in precedenza nello scorso capitolo di questa trattazione, e l'utilizzo dell'anidride carbonica (prodotta anch'essa assieme al metano nella digestione anaerobica) estratta per usi commerciali, ad esempio, per essere impiegata nelle serre come fertilizzante o per essere riconvertita in qualche altro tipo di processo per la produzione di combustibile.

Trattando lo status corrente dell'industria del biogas la WBA divide in tre categorie principali: micro digestori, digestori di più grandi dimensioni che producono elettricità e impianti per la produzione di biometano.

I microdigestori occupano un ruolo molto importante soprattutto nelle aree rurali in cui si integrano con le fattorie, le industrie e il trattamento dei rifiuti in particolare nei paesi in via di sviluppo poiché sono accessibili anche per piccole entità e possono soddisfare una modesta quantità di energia.

Secondo il report nel mondo ci sono circa 50 milioni di micro digestori o di digestori di piccola taglia con 42 milioni (dato decisamente rilevante) di impianti operanti in Cina e 4.9 milioni operanti in India.

È stato stimato che circa 700 mila impianti di biogas siano installati nel resto di Asia, Africa e Sud America in particolare nel Sud Est asiatico e nell'Africa subsahariana e Sud Occidentale.

Nel 2016 la Cina produceva 13 milioni di metri cubi di biogas da digestori installati per uso domestico relativo alla cucina, l'India per 2 milioni.

Volgendo lo sguardo alla generazione elettrica i dati riportano al primo posto sempre la Cina con 110.448 impianti, 6792 dei quali sono di larga scala (dati del 2015), per l'Europa abbiamo già parlato e in dati risultano concordi a quelli dell'EBA con 17,783 impianti ed una potenza installata pari a 10.5 GW.

2200 digestori con una capacità di 977 MW sono installati negli Stati Uniti, mentre il Canada presenta un parco di quasi 200 impianti che producono un totale di circa 200 MW (valori molto contenuti rispetto agli stati che gli anticipano nella classifica globale).

Sulla base di questi numeri si è stimato che al mondo via sia un totale di 132.000 impianti appartenenti a piccola, media e grande scala.

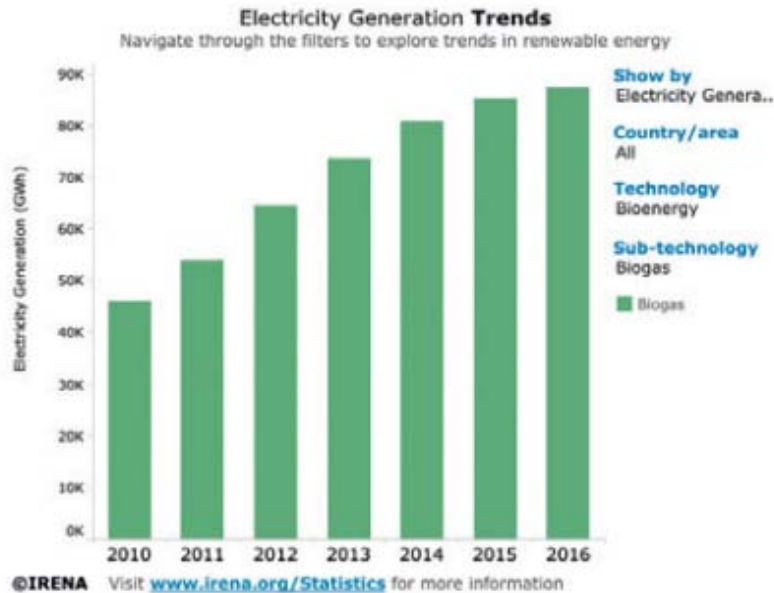


Fig.31 Energia prodotta da biometano (fonte:Irena)

Per i dati a livello globale, come nel Bioenergy Global Statistics molto spesso il biogas viene accorpato sotto biofuels assieme agli altri combustibili, oppure la produzione di energia da biogas viene inserita nel conteggio della produzione derivante dall'utilizzo di biomasse, pertanto molto spesso eventuali grafici reperiti in letteratura contengono un quantitativo ed un sunto globale delle varie FER non andando a specificare la precisa derivazione. In questo modo si accentua ancora di più la difficoltà nel reperimento di valori precisi, dettagliati per moltissime realtà nazionali.

IL BIOMETANO

Il biometano è un gas rinnovabile ottenuto dal biogas mediante il processo denominato Upgrading nel quale viene rimossa l'anidride carbonica (CO₂) dalla miscela di gas prodotta dalla digestione anaerobica di biomasse.

Dalla definizione data dal GSE (Gestore Servizi Energetici) il biometano è definito come:

“Il biometano è il combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici (purificazione o upgrading), anche svolti in luogo diverso da quello di produzione, è idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nella rete del gas naturale.

In tale definizione si comprende anche il combustibile prodotto tramite processi di conversione in metano dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO₂ presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o prodotta da processi biologici e fermentativi. Il biometano viene definito come avanzato se ottenuto a partire dalle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014 e s.m.i. ”

Questa fonte energetica rinnovabile e programmabile, permette di rispondere agli obiettivi di riduzione delle emissioni sfruttando le reti gas esistenti e contribuendo ad incrementare la produzione nazionale.

Anche il biometano, così come il biogas, il metano sintetico e il bioidrogeno, fa parte dei gas rinnovabili e su di loro vi è grande studio per sviluppi futuri e in essi vengono riposte enormi aspettative relative alla riduzione dei consumi, delle emissioni ed all'impatto ambientale.

Il comparto dei gas verdi, tuttavia, ad eccezione dei due descritti lungo questa trattazione la cui diffusione in Europa nell'ultimo decennio è stata considerevole, è attualmente ancora in una fase di sviluppo iniziale.

Il contributo di questo biocombustibile agli obiettivi di decarbonizzazione non si limita alla sola fase del consumo energetico. Il suo processo produttivo può contribuire a ridurre in modo significativo le emissioni del settore agricolo (il 14% dei gas climalteranti), le emissioni del settore dei trasporti (uno dei settori che maggiormente contribuisce all'inquinamento atmosferico).

Il biometano, se opportunamente prodotto e purificato dalla CO₂, può essere inserito nella rete del gas in percentuale definita con il gas naturale oppure sostituendolo completamente. Poiché risulta assimilabile al gas naturale di origine fossile, anche andandolo a sostituire completamente, si hanno già pronte e si possono sfruttare una buona parte di infrastrutture esistenti di trasporto e stoccaggio.

Nel comparto dei trasporti, l'UE ha definito che: “fintanto che non riusciranno ad emergere e si espanderanno nuove tecnologie che consentano di elettrificare più modi di trasporto rispetto ad oggi, i carburanti alternativi saranno importanti per rendere sempre più green il trasporto andando a diminuire le emissioni e acquisendo la scena per arrivare a soppiantare il fabbisogno derivante da combustibili fossili.

Nell'industria invece, l'idrogeno e il biometano potrebbero essere utilizzati per ridurre le emissioni dei processi di produzione del calore, oppure direttamente come materia prima nei processi industriali. Nel settore dell'edilizia, infine, le pompe di calore, alimentate da gas verdi, potrebbero rivelarsi una valida soluzione per il riscaldamento e rinfrescamento delle abitazioni”.

Si vede anche da questa affermazione come sia sempre più incentivata la produzione e

l'espansione del biometano nei vari usi della vita quotidiana sviluppandone la tecnologia per renderlo disponibile, maturo e accessibile ad un numero sempre crescente di entità territoriali.

In Italia, secondo quanto riporta il CIB (Consorzio Italiano Biogas: consorzio nazionale che rappresenta tutta la filiera del biogas agricolo da produttori di biogas ai produttori di impianti e servizi per la produzione di biogas e biometano) al Gennaio 2018, il biometano è stato disciplinato per la prima volta con l'approvazione del decreto interministeriale 5 dicembre 2013, che ne ha autorizzato l'utilizzo nell'autotrasporto, nella rete nazionale del gas e nella cogenerazione ad alto rendimento. L'immissione nella rete nazionale del gas non è stata, tuttavia, pienamente regolamentata e ora si attende l'approvazione di un nuovo decreto (attualmente in fase di valutazione da parte della Commissione Europea) che dovrebbe prevedere la revisione dell'intervallo temporale per l'accesso agli incentivi; un target annuo minimo di immissione in rete; un sistema di contabilizzazione che valorizzi maggiormente i benefici ambientali prodotti dalla digestione anaerobica.

Chiaramente tale gas immesso nella rete deve essere conforme con gli standard minimi richiesti di purezza e contenuto di gas, sottostando a direttive europee o locali se più stringenti che ne autorizzano l'immissione.

Si è visto quindi che, come il gas naturale (di produzione fossile), può essere utilizzato per determinate applicazioni, trasportato e pure stoccato in appositi contenitori che ne permettano il mantenimento evitando fughe indesiderate.

Per la produzione di biometano, a partire dal biogas ottenuto dal processo di DA, è necessario procedere all'eliminazione di: acqua, composti solforati, molecole alogenate, anidride carbonica, ossigeno e metalli.

Ci sono delle condizioni da rispettare che vengono valutate a seconda dell'uso finale che si intende farne, ma anche a seconda della modalità (infrastrutture e mezzi) con il quale si intende muovere tale fonte energetica.

La sequenza tipica per la preparazione del biometano utilizzato per la trazione è:

- compressione a 15 - 20 bar;
- desolforazione e decarbonatazione mediante lavaggi con acqua;
- essiccazione;
- dealogenazione mediante carboni attivi;
- compressione sino a 250 - 350 bar.

Con la purificazione, oltre ai processi di deidratazione e desolforazione, bisogna effettuare anche processi di rimozione dell'ammoniaca gassosa (si ricordi che l'ammoniaca all'interno del digestore è un parametro da tenere sotto controllo che deve essere presente in concentrazioni stabilite entro un range poiché altrimenti inibisce i batteri metanigeni).

In definitiva viene offerta l'opportunità di risolvere il problema della gestione dei reflui (agricoli e non) con la produzione e l'utilizzo di un combustibile pulito e a basso contenuto di carbonio.

Oltre alle varie caratteristiche chimico fisiche elencate in precedenza, il biometano per poter essere usato deve avere una concentrazione superiore al 95% di metano anche se le ultime direttive richiedono una concentrazione attorno al 98% e se possibile anche qualche decimo percentuale superiore.

Per ottenere tale purezza, con una quantità di metano così elevata rispetto agli altri gas presenti bisogna rimuovere innanzitutto l'anidride carbonica (CO₂) che nella produzione del biogas risulta essere l'altro componente gassoso, oltre al metano, presente in grandi

concentrazioni, questo processo viene definito con la denominazione di “upgrading”. Come già ribadito, metano ed anidride carbonica non sono gli unici gas presenti, nel processo di digestione si ottengono tutta una serie di sostanze presenti in diversi quantitativi che devono essere rimosse perché non tornano utili per l'utilizzo anzi, potrebbero danneggiare componenti a valle, nonché inquinare il biometano prodotto facendogli perdere la purezza che si vuole ottenere (il metano infatti è l'unico che nella combustione produce energia mentre, al contrario, l'anidride carbonica diluisce la densità di energia del metano ed assorbe energia durante la combustione).

Sostanze di questo tipo sono: acido solfidrico (H_2S), silossani, ammoniaca e H_2O presente sotto forma di vapore acqueo che con l'abbassarsi della temperatura andrebbe a formare condensa, inoltre l'idrogeno solforato è ossidato in biossido di zolfo e acqua portando alla formazione di acido solforico, composto altamente corrosivo.

Nella tabella successiva di figura 32 vengono riassunti i processi principali per l'eliminazione di tali sostanze che sono state divise in due sole categorie: l'acido solfidrico e tutte le altre componenti.

Componente da rimuovere	Metodo di rimozione
H_2S	<ul style="list-style-type: none"> • Desolforazione biologica • Aggiunta di cloruro ferroso ($FeCl_2$) o ferrico ($FeCl_3$) • Carboni attivi • Ossido o idrossido di ferro • Lavaggio con idrossido di sodio
H_2O Silossani Ammoniaca	<ul style="list-style-type: none"> • Raffreddamento a 2-5 °C per H_2O o -23 °C per silossani • Carboni attivi • Gel di silice • Adsorbimento con glicolati e rigenerazione • Setacci molecolari

Fig.32 Metodi di rimozione delle impurità del biogas

Soffermandosi sull' H_2S , ci sono diverse soluzioni per rimuoverlo dal biogas ed effettuare il cosiddetto scrubbing.

Tale composto può essere rimosso in via preventiva intervenendo sul substrato di digestione facendo reagire lo ione solfuro S^- con ioni metallici come ad esempio il ferro, in questo caso la rimozione risulta avere un'efficacia parziale.

Relativamente agli interventi sul biogas, gli assorbimenti possono avere una natura fisica oppure chimica. Nel primo caso vengono usati carboni attivi, la rimozione risulta essere quasi completa, ma vi è il problema del costo elevato e la richiesta di molto materiale sorbente per via della trasformazione irreversibile.

Nella “via chimica” vengono invece utilizzate spugne a base di composti chimici che reagiscono con l' H_2S per formare solidi e acqua.

Per quanto riguarda queste procedure successive la prima fase, vi sono alcune tipologie utilizzate per la maggiore anche se i processi e lo stesso mondo del biometano sono ancora in grande sviluppo per aumentarne la soluzione e trovare soluzioni impiantistiche che permettano una maggior espansione di questo biocombustibile.

Le principali tipologie di upgrading sono:

- Adsorbimento
- Assorbimento
- Permeazione
- Liquefazione

Queste quattro procedure sono a loro volta suddivise in altre tipologie che verranno tutte presentate e riassunte anche con uno schema posto successivamente in figura 33 per aiutare a comprendere meglio.

Ogni tipologia si basa su un'applicazione e una metodologia diversa sfruttando differenti caratteristiche fisiche e chimiche.

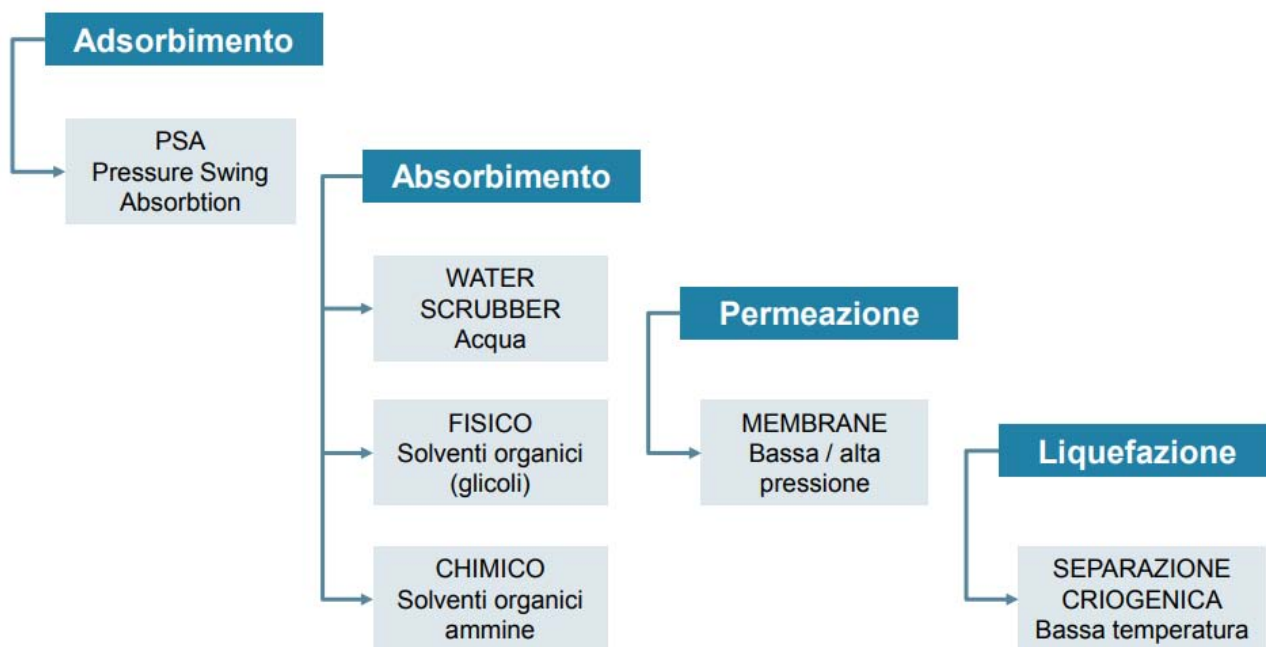


Fig.33 Schema riassuntivo tipologie di upgrading (Isaac-Pignatelli)

Come si può notare dalla divisione dello schema soprastante i processi di assorbimento e di permeazione si suddividono a loro volta, quello di permeazione viene suddiviso in alta e bassa pressione, il processo di assorbimento invece presenta tre tipologie distinte a seconda del fluido utilizzato.

Si può avere un assorbimento ad acqua detto water scrubber, fisico con solventi organici come i glicoli o di tipo chimico con le ammine.

Adsorbimento → Pressure Swing Adsorption (PSA)

In questa soluzione vengono utilizzati carboni attivi o zeoliti che adsorbono la CO₂ dal biogas grezzo arricchendolo in metano che passa indenne attraverso queste colonne di adsorbimento.

Per rigenerare il tutto si riduce la pressione e si effettua il lavaggio con biogas grezzo, una volta fatto ciò si aumenta progressivamente la pressione con il biogas e si inizia una nuova sequenza di carico.

Negli impianti di upgrading di tipo industriale utilizzando questo processo vi sono all'incirca dalle 4 alle 9 colonne operanti in parallelo, ma in maniera sfalsata, in questo modo si cerca di assicurare un comportamento simile a quello di un processo continuo.

L'acqua e l'acido solfidrico (i loro processi di rimozione sono stati presentati poco fa) devono essere rimossi prima del trattamento in quanto danneggiano il materiale adsorbente, andando ad incidere sulla resa.

In Germania è stato ideato un processo denominato Smart Cycle PSA: il biogas grezzo proveniente dall'impianto di digestione anaerobica, opportunamente pretrattato con desolfurazione e deumidificazione per renderlo adatto al processo, viene innalzato alla pressione di 3,5 bar e introdotto nelle camere dell'adsorbitore, dove viene separato nelle sue componenti principali: CO₂ e CH₄.

Tale separazione è resa possibile poiché le sostanze da separare, CO₂ e CH₄, presentano caratteristiche di adsorbimento e dimensioni molecolari differenti; nella fase gassosa, attraverso l'innalzamento della pressione all'interno della camera di trattamento, si verifica un accumulo delle molecole di CO₂ nelle porosità del letto adsorbente, costituito da un setaccio al carbonio. Al termine del ciclo di adsorbimento il CH₄ viene rimosso dalla camera di trattamento e l'adsorbente è ampiamente saturato dalla CO₂.

A questo punto nella camera di adsorbimento viene progressivamente ridotta la pressione mediante pompe per vuoto: la CO₂ adsorbita viene quindi nuovamente desorbita dall'adsorbente e quindi estratta.

Un importante vantaggio risultante dallo sviluppo ed efficientamento della tecnologia PSA operato dall'azienda tedesca, rispetto al processo standard di adsorbimento, è costituito dall'adattamento continuo e dinamico dei parametri di processo, tempi e cicli compressione/decompressione, alla variabilità della composizione del biogas grezzo.

Tale capacità, agendo direttamente sui cicli di lavorazione, permette di mantenere inalterata nel tempo la purezza del biometano prodotto; l'utilizzo di contenitori di piccole dimensioni, inoltre, consente tempi di reazione considerevolmente inferiori e una maggiore flessibilità rispetto a qualsiasi altro processo di produzione.

Processo totalmente "a secco", robusto, affidabile, esente da rischi biologici o chimici da dispersione in ambiente, PSA è una tecnologia consolidata e affidabile in uso da oltre 40 anni nell'industria dei gas.

Absorbimento → Assorbimento fisico e water stripping

Il biogas viene a contatto con un solvente liquido, in genere acqua (da qui il nome di water scrubbing) o glicoli poiché la solubilità della CO₂ in questi componenti è molto elevata.

Per favorire la separazione è opportuno aumentare la pressione a 6-10 bar e ridurre la temperatura tra i 5 ed i 20 °C.

Il flusso di biogas viene soffiato dal basso verso l'alto, mentre l'acqua viene spruzzata dall'alto verso il basso in flusso contro corrente al gas.

Il biogas prodotto dal processo viene rilasciato dalla parte superiore dello scrubber, mentre la componente acquosa contenente anidride carbonica ed H₂S viene circolata in una colonna dove vi è un abbassamento di pressione fino 2-3 bar e ivi le tracce di metano ancora presenti e disciolte nell'acqua vengono riprese.

Per la rigenerazione si deve aumentare la temperatura fino a 50-60 °C, diminuire la pressione ed eventualmente usare aria come agente di stripping. È infine necessario trattare il gas esausto per ossidare il CH₄ se è presente oltre l'1%.

Lo step di rigenerazione risulta essere cruciale per la catena dell'upgrading poiché in questa specifica soluzione viene utilizzata un'enorme quantità di acqua andando ad incidere sul costo e sullo stesso utilizzo di tale materia prima.

Utilizzando i glicoli al posto dell'acqua, dato che questo tipo di solventi hanno una solubilità

maggiore della CO₂ rispetto alla controparte acquosa, si va a diminuire la quantità di liquido di input nel processo.

Absorbimento → Assorbimento chimico

Il biogas viene a contatto con un liquido di lavaggio in cui la CO₂ e l'H₂S si combinano reversibilmente con opportuni reagenti basici, questi in genere sono ammine quali monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA) o altri composti amminici.

I principali vantaggi sono la più alta capacità di carico della soluzione, la maggiore selettività nella separazione dei gas e, quindi, la maggiore purezza del biometano prodotto. Inoltre, non è necessario il pretrattamento, ma è necessario rimuovere l'H₂S dalla corrente gassosa in uscita dalla rigenerazione anche se un processo preventivo è sempre consigliato per evitare problematiche.

Le colonne di lavaggio nelle applicazioni utilizzate in ambito industriale di purificazione operano quasi a pressione ambiente, ma è necessario fornire calore per la rigenerazione della soluzione estraente, che avviene a 110-160 °C. La soluzione deve essere poi raffreddata ad almeno 40 °C prima di essere nuovamente inviata alla colonna di lavaggio e poter rieffettuare il processo.

Come nel caso dell'assorbimento fisico, anche nel caso chimico vi è una controcorrente di flusso tra gas ed ammine, l'anidride carbonica viene legata al solvente tramite una reazione chimica esotermica, successivamente vi è un boiler che fornisce calore per distruggere i legami chimici creatisi nella fase di assorbimento e formare un vapore che successivamente verrà ricondensato andandone a togliere la CO₂ in modo che le ammine possano ripetere il processo ancora una volta.

Gli svantaggi legati a questa soluzione sono la tossicità dei solventi per l'uomo e l'ambiente avendo cura che non venga disperso nell'aria e l'elevato costo del solvente stesso rispetto ad altri più economici, ma meno efficaci.

Permeazione → Processi con membrane

La separazione avviene per diversa permeabilità ai gas di membrane polimeriche opportunamente trattate. La separazione tra i vari componenti gassosi risulta però essere solamente parziale pertanto occorrono più stadi per ottenere la concentrazione di CH₄ desiderata.

La capacità produttiva, intuitivamente, è proporzionale alla superficie delle membrane ed il loro uso è competitivo per impianti di piccola taglia in cui vi è meno quantità di biogas del quale fare l'upgrading inoltre, questo processo è fortemente dipendente dal design utilizzato e dal valore dei parametri fisici

Come per le casistiche precedenti, anche prima di effettuare questo tipo di procedura conviene trattare a monte il biogas per rimuovere inquinanti e composti in grado di creare umidità e condensa.

Come per il processo di adsorbimento chimico, anche in questo caso, se il gas esausto contiene una percentuale di metano superiore all'1% è necessario un ulteriore processo di ossidazione poiché il metano ha un grande impatto nell'atmosfera e bisogna evitare che venga disperso come CH₄.

I punti critici del processo di upgrading sono i consumi energetici e la presenza di componenti che possono dare origine a fenomeni di corrosione e che devono essere eliminate nella fase di pretrattamento.

I principali svantaggi e vantaggi delle principali tipologie, eccetto la liquefazione col metodo criogenico, vengono riportati in tabella 34 per un confronto.

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Metodi di separazione tramite membrane
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> • Basse richieste energetiche • Basso livello emissioni • Assorbimento di N₂ e O₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Rimozione contaminanti • Elevata resa produttiva • Tecnologia semplice e consolidata 	<ul style="list-style-type: none"> • Rimozione completa H₂S • Elevata resa produttiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti compatti e leggeri • Basso costo di manutenzione • Basse richieste energetiche • Semplicità del processo
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> • Necessaria rimozione H₂S • Alti costi di investimento • Complessità di controllo 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosione da H₂S • Richiesta di grandi volumi di acqua • Possibili perdite di metano 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevati costi operativi • Elevati consumi energetici per rigenerazione solvente 	<ul style="list-style-type: none"> • Produzione CH₄ relativamente bassa • Necessaria rimozione H₂S • Costi elevati per sostituzione membrane

Fig.34 Vantaggi e svantaggi dei metodi di upgrading

Oltre a queste tecnologie “più mature” ve ne sono altre che sono ancora in fase di sviluppo come descritto da “Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives” (Biotechnology Advances, Angelidaki, Treu, Tsapekos 2018), verranno accennate brevemente ma sulle quali si intende puntare per il futuro.

Liquefazione → Separazione criogenica

È una tecnologia in via di sviluppo verso la quale si ripongono numerose aspettative, al momento però pochi impianti di upgrading utilizzano questa tipologia di purificazione.

Il metano e l'anidride carbonica vengono separati dal raffreddamento graduale del biogas, tutti i componenti con una temperatura di condensazione più alta del metano come l'acqua, il solfuro di idrogeno, silosani e nitrogeni possono essere separati in questa tipologia di processo.

Vista la poca maturità, tale configurazione molto spesso non viene presa in considerazione nelle tabelle inerenti a vari tipi di confronto tra metodologie di upgrading già consolidate e mature (Bauer et al 2013).

Il metodo di upgrading tramite liquefazione segue di pari passo l'andamento dell'utilizzo dell'LNG (Liquefied Natural Gas), al giorno d'oggi il mercato dell'LNG si sta inserendo maggiormente negli utilizzi finali specialmente nell'ambito dei trasporti, per questo motivo tale processo viene rivalutato con maggiore importanza rispetto agli anni precedenti, ritenendolo come un beneficio ed uno snellimento delle operazioni complessive per la produzione di biometano.

Gli ancora alti investimenti e i costi di operazione, uniti a problemi più pratici come l'eccessiva percentuale di metano perso, limitano anch'essi l'utilizzo di tale tecnica nonostante le grandi potenzialità.

Processo di idrogenazione chimica

La rimozione dell'anidride carbonica utilizzando l'idrogeno può essere condotta con un metodo chimico basato sulla reazione di Sabatier.

Per questa reazione vengono utilizzati dei catalizzatori come nichel e rutenio, molto utilizzati nelle applicazioni industriali, a causa dell'alta selettività si può ottenere la completa conversione di CO₂ e H₂.

A dispetto dell'alta efficienza, la sostenibilità è inficiata dalla presenza di altri gas o impurità nel biogas che andrebbero a danneggiare i catalizzatori andandone ad aumentare il ricambio periodico.

Attualmente nel campo dell'upgrading da biogas a biometano sono in fase sperimentale e stanno nascendo moltissime tipologie impiantistiche e molti nuovi processi ancora acerbi che presentano determinate difficoltà nonostante la loro innovazione rispetto alle tecnologie più mature.

Tra le nuove tecnologie proposte vi sono:

- Tecnologie Biologiche
- In-situ biogas upgrading
- Ex-situ biogas upgrading
- Upgrading misto (in-situ/ex-situ)
- Upgrading attraverso processi di fermentazione

Alcune di queste tipologie, come in-situ o misto, si propongono di inserire idrogeno puro all'interno del digestore durante la digestione anaerobica o in alternativa in un secondo momento, in modo che l'anidride carbonica prodotta durante il processo vada subito a legarsi con l'idrogeno in entrata.

USI FINALI BIOMETANO

Per capire l'importanza e la fiducia che si sta riponendo verso questo gas bisogna ricordare la sua appartenenza al gruppo dei cosiddetti gas rinnovabili, tematica che è stata al centro di incentivi e provvedimenti soprattutto in ambito europeo (Articolo del GME Gennaio 2020) e, non di meno, è da ricordare la sua interscambiabilità con il gas naturale (che ricordiamo avere emissioni praticamente nulle ma un'origine fossile).

Per questi motivi tale biocombustibile si sta inserendo grazie a legislazioni ed incentivi ad hoc, differenti da paese a paese, in un gran numero di usi finali che vanno dall'utilizzo domestico a quello industriale passando per i trasporti.

Il biometano infatti, in sostituzione del gas naturale fossile viene sempre più utilizzato in ambito domestico per l'utilizzo come gas da cucina, o in alcuni tipi di industrie che stanno volgendo lo sguardo ad un cambiamento più "green" eliminando altri tipi di combustibile.

Il maggior cambiamento però si sta cercando di averlo nell'ambito dei trasporti, uno dei settori, assieme a quello industriale, nel quale, dato l'elevato numero di veicoli in circolazione, si ha una grande quantità di emissioni inquinanti, pari a più di un quarto di tutte le emissioni totali.

Lo sviluppo degli impianti a biometano comporta notevoli vantaggi ambientali e consente di affrontare una delle sfide più difficili della decarbonizzazione, quella della mobilità e dei trasporti. Diverse aziende hanno iniziato da tempo a sviluppare mezzi pesanti funzionanti a biometano compresso, migliorando di molto la sostenibilità del trasporto su strada e del trasporto pubblico locale. Ulteriori passi avanti devono, però, essere fatti in questo segmento come in quello del trasporto navale.

A tale riguardo vi è infatti la possibilità di creare sinergia fra l'esigenza di interventi strutturali previsti dalla normativa vigente per la diffusione di carburanti alternativi a quelli fossili e la presenza di incentivi dedicati specificatamente all'utilizzo del biometano nei trasporti.

Gli appositi strumenti di incentivazione costituiscono, peraltro, un ulteriore volano per l'industria di produzione degli impianti a biogas e l'industria automobilistica o dei trasporti in generale.

Una volta prodotto, il biometano può essere compresso per essere trasportato nelle condotte utilizzate anche per il trasporto e lo smistamento del gas naturale, infrastrutture in molti casi già esistenti e verso le quali bisogna solo collegarsi ed allacciarsi.

La rete del gas naturale in Italia ed in Europa è molto sviluppata e serve moltissime utenze diverse con l'intenzione di svilupparsi molto più a livello capillare in modo da raggiungere gruppi di utenze isolate dislocati in zone rurali o agricole.

Una volta compresso, il biometano può essere trasportato anche via terra su gomma con carri bombolai appositi, di solito questi mezzi vengono impiegati in sostituzione delle condotte quando queste risultano non presenti o fuori servizio per danneggiamenti, guasti o manutenzioni programmate.

Naturalmente i mezzi di trasporto per le bombole cariche di gas devono sottostare alla normativa internazionale per il trasporto di merci pericolose ADR.

I carri bombolai vanno a rifornire utenze domestiche e stazioni di servizio di metano che poi verrà utilizzato nei veicoli.

Una prospettiva interessante per il biometano è la sua liquefazione e conseguente trasformazione

in bio-GNL, l'unica tecnologia attualmente disponibile per lo sviluppo di carburanti totalmente rinnovabili e a zero CO₂ per i veicoli pesanti.

In alternativa appunto, il biometano prodotto dal processo di upgrading può essere liquefatto e trasportato con apposite cisterne o autobotti criogeniche che possono dirigersi verso stazioni di servizio stradali di GNL oppure in una zona industriale dove il metano può essere immesso nelle navi metaniere ed essere trasportato via mare in altre zone portuali dove verrà scaricato e successivamente rigassificato.

Le funzioni di un terminale GNL:

- Ricevimento (scarico) del LNG trasportato dalle navi
- Deposito in serbatoi criogenici
- Trasformazione tramite processo di vaporizzazione ed invio

I mari Adriatico e Mediterraneo hanno molte rotte di navi metaniere (chiamate autostrade del mare) che collegano il nostro paese con Spagna (Barcellona e Sagunto-Valencia) e Francia (Terminal di Marsiglia), l'Italia stessa presenta impianti di gassificazione del combustibile in arrivo e di liquefazione poiché questo vettore a seconda dell'uso deve subire dei processi di liquefazione-gassificazione/vaporizzazione specialmente nel caso di lunghe tratte che coinvolgono più di un trasporto.

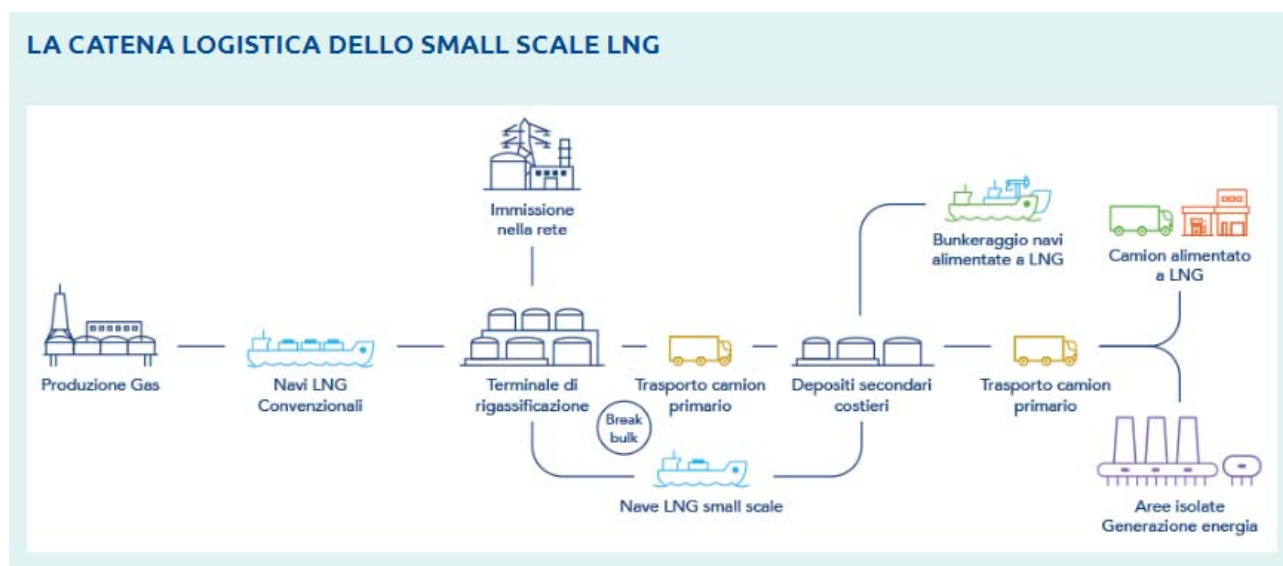


Fig.35 Schema semplificato del trasporto di metano liquefatto

La maggior efficienza energetica del biometano rispetto al biogas è ancor più significativa considerando che l'attuale produzione di biogas avviene in impianti decentralizzati, in cui spesso l'energia termica prodotta dal cogeneratore (CHP) non trova modalità efficienti di utilizzazione. Il biometano può viceversa essere utilizzato anche in impianti di CHP centralizzati e localizzati esattamente laddove la produzione di energia termica può essere utilizzata maggiormente o completamente.

STATO ODIERNO DEL BIOMETANO

Per quanto riguarda la diffusione del biometano nel mondo e la dislocazione degli impianti di upgrading bisogna innanzitutto premettere che, come per il caso riguardante il biogas, i dati rilevabili non sono sempre concordi anche perché il mercato in questione è in continua espansione.

Inoltre, la rapidità di questo sviluppo, legato anche normative sempre più stringenti, fa sì che alcuni impianti non vengano conteggiati o viceversa vengano conteggiati anche se non in funzione.

Reperire i vari numeri di alcuni stati risulta essere difficoltoso e, anche in questo caso ci si affida agli enti ed agli organi riconosciuti a livello internazionale come il CIB, l'EBA e la WBA (organismi relativi al biogas ma, che nei loro documenti, dove non accorpato con biocombustibili o altro, includono il biometano come gas a sé).

L'Italia ha un potenziale di produzione di biometano stimato dal CIB (Consorzio Italiano Biogas) in 10 miliardi di metri cubi. Se quello potenzialmente producibile in Italia fosse interamente destinato ai trasporti, come previsto dal relativo decreto incentivi, potrebbe alimentare un terzo del parco circolante con energia rinnovabile al 100%. Le possibilità di utilizzo e di ulteriore sviluppo della mobilità sostenibile in Italia sono concrete e lo dimostra la presenza di una rete distributiva di circa 1.250 impianti, in costante aumento, un parco circolante di oltre un milione di veicoli leggeri che possono usare fin da subito biometano, oltre ai 3.300 autobus a metano. Le proiezioni di Snam a lungo termine vedono il biometano coprire almeno un terzo dei consumi di combustibili per autotrazione, con la parte restante coperta da altre tecnologie alternative, come biocarburanti liquidi ed elettrico.

La frazione destinata ai trasporti è incentivata dal Decreto Interministeriale 2 marzo 2018 nell'autotrazione, gli incentivi (CIC) riguardano l'immissione di biometano avanzato nella rete del gas naturale e destinato ad uso trasporto.

A differenza del precedente provvedimento (Dm 5 dicembre 2013), che incentivava l'impiego a 360 gradi (immissione in rete gas, cogenerazione, trasporti), il nuovo decreto del 2018 si concentra esclusivamente sul biometano, sul biometano avanzato e sui biocarburanti avanzati diversi dal biometano, da impiegare nel settore dei trasporti, in cui è ancora grande il deficit delle rinnovabili rispetto al target Ue 2020.

In Europa al 2017 solamente 15 stati riportavano una produzione di biometano (Austria, Svizzera, Germania, Danimarca, Spagna, Finlandia, Francia, Ungheria, Italia, Islanda, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Svezia, Regno Unito), in questo contesto l'Italia contava solo 7 impianti dei quali la maggior parte utilizzava FORSU come biomassa di partenza.

Questo dato sta a dimostrare come nel nostro paese si incentivi la produzione del biogas, ma non viene sostenuto anche lo step successivo di upgrading come invece viene fatto in altre realtà europee come Germania e Svezia.

Questo fenomeno sembra dovuto alla non perfetta chiarezza della legislazione inerente l'immissione in rete che disincentiva i produttori.

Nel 2018 poi a questi stati si sono aggiunti anche Belgio, Estonia ed Irlanda.

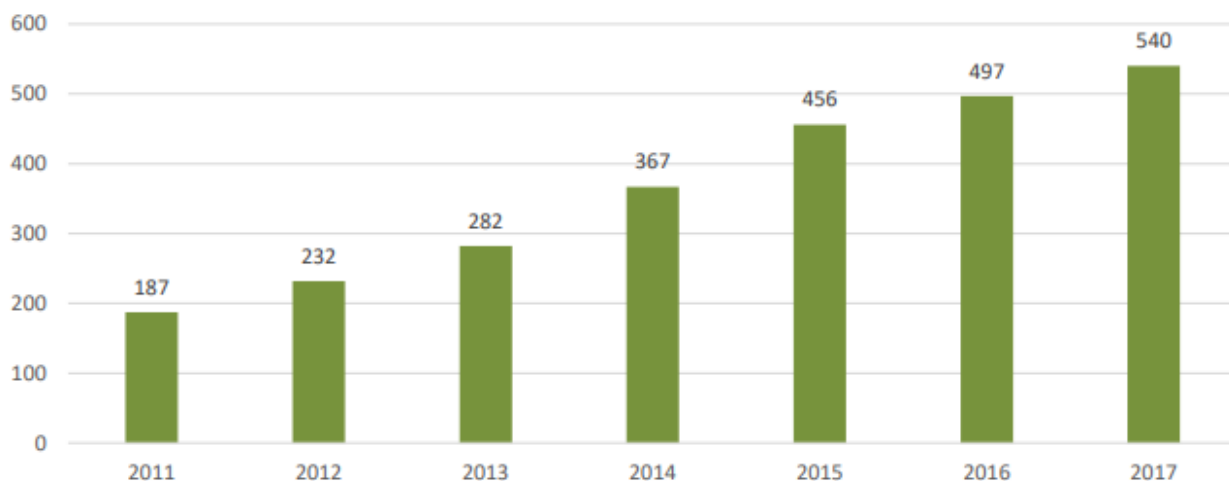
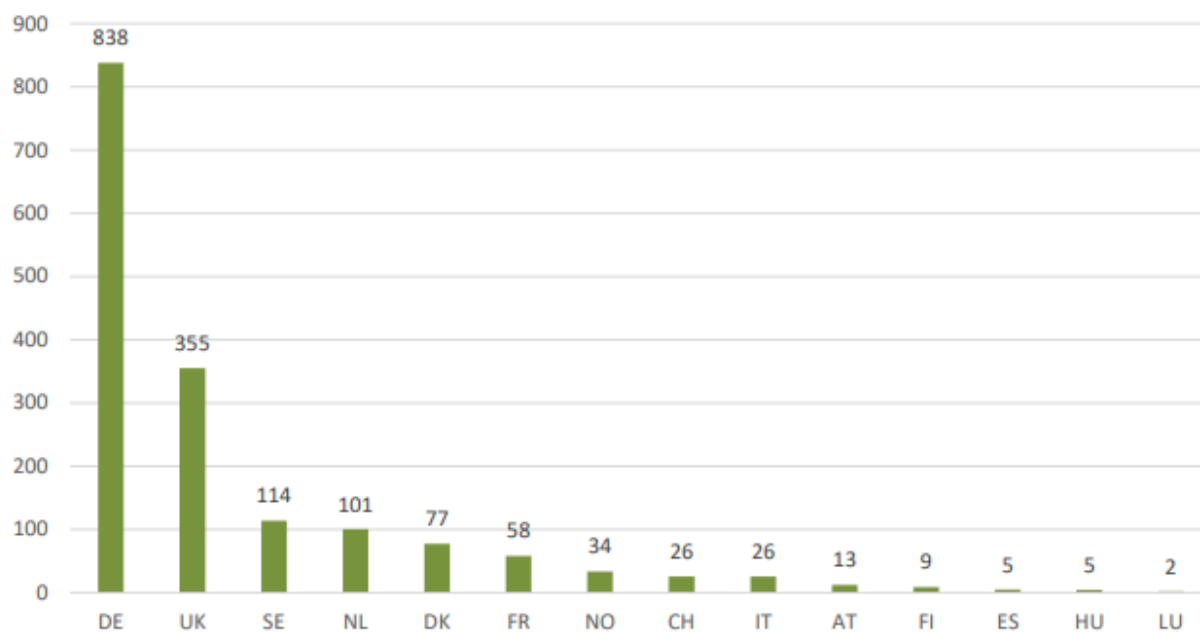


Fig.36 Evoluzione del numero di impianti di biometano in Europa (Svizzera e Norvegia comprese)
(Report EBA)

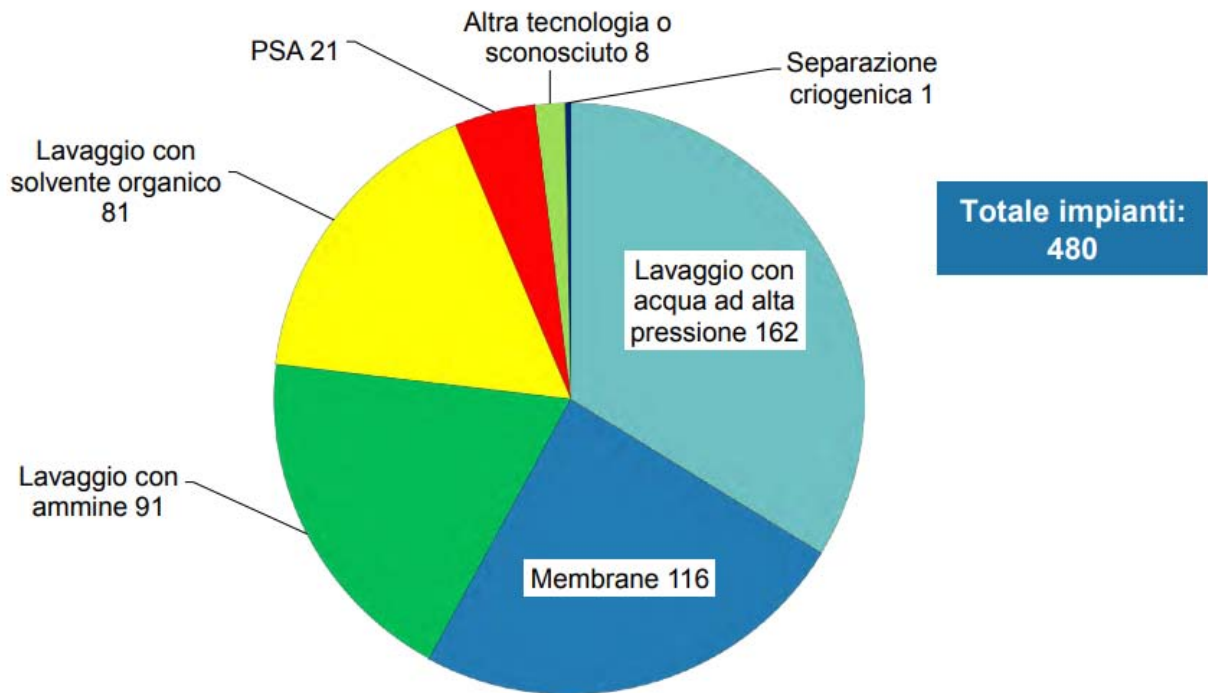
Dalla tabella in figura 36 presa dall'estratto disponibile dell'outlook dell'EBA edito nel 2018 e relativo all'anno 2017 si può vedere il progressivo sviluppo del metano unito ad un miglioramento della tecnologia ed alle normative in campo Europeo.



Source: EBA

Fig.37 Produzione del biometano in Europa nel 2017 (in ktoe)

Mentre il grafico in figura 37 mostra esattamente quanto detto prima, un'Europa guidata da Germania, Regno Unito e Svezia ed un'Italia che a discapito della sua potenzialità si trova molto indietro nella continuazione della filiera rispetto ad altre realtà.



Fonte: IEA Bioenergy - Task 37, 2017

Fig. 38 Tecnologie di upgrading presenti in Europa a fine 2016

Nel mondo il processo di upgrading da biogas a biometano anche se presenta alcune tecnologie comprovate, risulta essere una produzione nuova, giovane e con ancora grandi potenzialità da sviluppare.

Secondo quanto riporta la WBA ci sono più di 540 impianti di upgrading operanti in Europa, con gli stati leader che corrispondono a quelli che abbiamo visto nella figura 37 relativa alla produzione nel continente europeo di EBA (nello specifico 195 in Germania, 92 nel Regno Unito, 70 in Svezia), al di fuori di essa se ne annoverano circa 50 negli Stati Uniti, 25 in Cina, 20 in Canada e pochi in Giappone, Corea del Sud, Brasile ed India.

Dai dati disponibili pertanto si stima vi siano all'incirca 700 impianti complessivi nel mondo.

Considerazione doverosa su questi numeri poiché anche in questo caso si nota come un leader nel settore della produzione del biogas come la Cina abbia un numero decisamente piccolo di impianti per il processo di upgrading se paragonato al numero di impianti di biogas dichiarati.

Germania e Stati Uniti invece sembrano essere in linea con le due filiere rivelandosi dei paesi virtuosi sotto questo punto di vista poiché ad esempio in Germania, così come in Svezia, vi è una forte propensione nell'utilizzo di biocombustibili per il trasporto pubblico.

Nel mondo infatti vi sono varie agevolazioni o tariffe che tendono ad incentivare l'uso di tale gas rinnovabile come biocombustibile soprattutto nel trasporto pubblico (Nord e Mitteleuropa) e in alcuni casi anche in ambito industriale.

Le soluzioni più utilizzate risultano essere:

- Esenzione delle tasse o riduzione di tali per usi che prevedono biocombustibili o utilizzi di energia di derivazione non fossile.
(Soluzione molto comune applicata in Austria, Germania, Svezia, Svizzera)
- Tariffa Feed-in: Se il biometano viene utilizzato per la produzione di energia elettrica o in motori cogenerativi (CHP) vi è un bonus addizionale alla tariffa Feed-in per il biogas trasformato in biometano
(Germania, Danimarca, Regno Unito)

- Tariffa Feed-in diretta per biometano: simile a quella precedente ma relativa alla diretta immissione in rete del biometano (Francia, Danimarca, Olanda)
- Tariffa Feed-in relativa al calore: come le precedenti ma in questo caso viene contata l'energia termica (Regno Unito)
- Incentivi di investimento: incentivi per la costruzione di un impianto di upgrading o riduzione delle rate (Austria, Svezia, Danimarca, Ungheria)
- Quota di biocombustibile: gli stati fissano una certa quota o un obiettivo di quantità di biocombustibile usata nei trasporti (Germania, Olanda)
- Quota di energia rinnovabile: Una quota parte di energia elettrica deve provenire da fonti rinnovabili come ad esempio in questo caso dal biometano ma non solo (in questo caso entrano in gioco tutte le rinnovabili) (Svezia, Norvegia)

Ogni stato poi decide in modo autonomo se applicare ulteriori obiettivi in accordo sempre con gli impegni presi e le legislazioni emanate dall'organo competente a cui fa capo.

VANTAGGI E SVANTAGGI DI BIOGAS E BIOMETANO

Come ormai è risultato da più punti lungo la trattazione fatta su questi due biocombustibili, il biogas e il biometano risultano essere una delle componenti rinnovabili che guidano il cambiamento rispetto ai combustibili fossili.

L'obiettivo e le direttive soprattutto dell'Unione Europea sono chiare pertanto bisogna valutare anche i principali vantaggi e svantaggi di queste due bioenergie che si pongono nell'ottica di sostituzione di quelli che fino ad ora sono stati i principali tipi di combustibile utilizzati.

Questi due tipi di energia rinnovabile, si pongono in un'ottica più ampia di inversione di tendenza legata alla diminuzione dell'aumento della temperatura, volendo limitare il cambiamento climatico e tutti i fenomeni che ne conseguono (desertificazione, scioglimento dei ghiacci, fenomeni atmosferici improvvisi e distruttivi), ridurre le emissioni e l'inquinamento prodotto (atmosfera, biosfera, idrosfera) adottando tecnologie sostenibili con uno sguardo sempre green.

Ultimo, ma non meno importante, questo tipo di soluzione può portare ad una rivalorizzazione del territorio agricolo andando a creare un'economia circolare tra questi tipi di produzione con realtà più comuni di tipo agricolo, agroindustriale e zootecnico.

Economia circolare che si integrerebbe alla perfezione in alcuni frangenti andando ad utilizzare quello che in precedenza veniva definito un rifiuto da dover smaltire e che adesso risulterebbe una risorsa primaria per la produzione di biogas.

Per valutare i vantaggi di queste tecnologie di produzione partiamo proprio da questo primo punto:

- La possibilità di utilizzare come materie prime di partenza anche prodotti di scarto e rifiuti di tipo industriale che altrimenti dovrebbero essere smaltiti in altro modo o rimarrebbero inutilizzati andando a provocare ulteriore inquinamento (siano essi FORSU, reflui zootecnici, scarti alimentari).

A questo proposito bisogna aggiungere che lo stesso prodotto di scarto della reazione di digestione aerobica uscente dal digestore: il digestato, risulta essere un ottimo fertilizzante per i terreni agricoli, andando a rimpinguare il suolo delle sostanze sottratte dalle colture ed evitandone un esborso ulteriore per il suo acquisto (a seconda della quantità prodotta è possibile anche vendere la parte eccedente andando a creare guadagno).

- Alcuni prodotti di scarto, come i reflui zootecnici (es il letame) se lasciati liberi di decomporsi naturalmente producono un gran quantitativo di metano (gas con un GWP molto alto), in questo modo si evitano tali immissioni che risulterebbero molto dannose per l'atmosfera.
- Fonte rinnovabile programmabile e lineare, a differenza di solare ed eolico ad esempio, la produzione di biogas risulta essere continua (salvo per manutenzioni, guasti non programmati) durante il corso dell'anno andando a creare un flusso il più possibile costante di biogas programmando fermi impianto nei periodi di minor disponibilità di biomassa.
- Riduzione delle emissioni grazie all'utilizzo di questi due gas come combustibile in particolare nell'ambito dei trasporti poiché tali gas risultano essere meno inquinanti dei combustibili fossili con riduzioni di particolato, nitrati e altri GHG (riduzione sostanziale nel caso agricolo) e di anidride carbonica poiché il biometano risulta essere un combustibile a CO₂ neutra.

- Flessibilità nell'utilizzo: data l'interscambiabilità del biometano con il gas naturale si hanno oltre a quelle consuete altre tipologie di soluzione in sostituzione del gas di origine fossile.

In aggiunta a questo bisogna ricordare che si possono sfruttare le infrastrutture esistenti di trasporto o stoccaggio utilizzate attualmente dal gas naturale, tuttalpiù serve eseguire ex novo un collegamento con la rete se l'impianto di produzione si trova in una realtà rurale.

- Incentivi: Anche sul piano economico può esservi un vantaggio nell'utilizzo del biogas per l'autoconsumo senza dover comprare energia alla rete oppure la vendita di energia elettrica o biometano alla rete stessa ottenendo così una remunerazione ulteriore.

Come si è visto vi sono vari tipi di incentivi sia sul biometano stesso che sulla produzione di energia elettrica o termica, in ogni caso una fonte rinnovabile del genere ottiene anche una priorità di dispacciamento nel caso la si intenda vendere alla rete.

Da contare che se l'energia elettrica e il calore prodotto vengono utilizzati completamente per l'autoconsumo si ha un risparmio di energia che altrimenti si sarebbe dovuta comprare.

D'altro canto queste tecnologie presentano anche degli svantaggi o per meglio dire anche dei dubbi nei confronti di alcuni aspetti.

- Odore: uno degli aspetti che si nota in un primo momento ma che può essere risolto è il problema dell'odore sgradevole nei pressi dell'impianto di digestione anaerobica legato alla fermentazione della biomassa.
Il tutto si può risolvere con una corretta gestione dell'impianto e delle vasche di raccolta che devono essere perfettamente sigillate.
- Parametri: importante è tenere sotto controllo i vari parametri principali specialmente nella fase di digestione anaerobica, pertanto occorre un buon meccanismo di monitoraggio per far rendere al meglio la reazione.
- Calore sprecato: in molti casi di cogenerazione, non si utilizza in maniera adeguata il calore prodotto che in mancanza di utilizzo viene disperso o liberato senza portare alcun beneficio.
Risulta quindi necessaria per alcune situazioni una maggiore integrazione in modo da poter sfruttare al meglio tutte le potenzialità del vettore energetico (ricorrendo ad adeguati sistemi di stoccaggio).
- Maturità della tecnologia: le tecnologie legate al biometano, in maniera maggiore rispetto al biogas, sono in continuo sviluppo ma, al momento, salvo alcune tipologie impiantistiche la tecnologia risulta essere ancora giovane pertanto molto lavoro deve essere fatto per il miglioramento della filiera.
- Disponibilità terreni: Una delle tematiche più controverse riguardo la produzione di questi gas che ha trovato più di qualche perplessità non solo tra la popolazione ma anche tra gli addetti ai lavori è l'utilizzo di grandi coltivazioni di colture dedicate da utilizzare come biomassa.

La problematica nasce dal fatto che i digestori, soprattutto quelli di una taglia consistente, richiedono un enorme approvvigionamento di biomassa e, a seconda della dieta utilizzata un gran quantitativo di colture ad hoc.

Questa "richiesta", legata anche allo sviluppo che il biogas ed il biometano stanno avendo e che avranno in questi anni, condiziona ad avere sempre più ettari di terreno dedicati alla produzione di biogas con il rischio di sottrarre terreni destinati all'agricoltura di sostentamento.

In questi casi, poiché i vegetali necessari per la fermentazione non sono destinati

all'alimentazione umana e poiché quello che conta è la resa, i terreni coltivati vengono irrorati con dosi massicce di fertilizzanti e di pesticidi, inquinando il terreno stesso e le falde acquifere sottostanti.

Questo cambiamento può avvenire anche da parte degli stessi agricoltori che potrebbero trovare più remunerativo produrre energia piuttosto che prodotti alimentari destinati alla vendita.

Gli ultimi anni sono stati però caratterizzati da un progressivo abbandono dei terreni a causa della scarsa redditività dell'agricoltura e dalla continua concorrenza dei paesi esteri.

È pertanto fondamentale regolamentare la percentuale e la tipologia di superficie nazionale coltivabile a biomasse, per mantenere un equilibrio fra colture dedicate all'alimentazione umana o animale e colture dedicate alla produzione di energia.

Ci si chiede inoltre se tutti i terreni agricoli dedicati al biogas presenti attualmente siano in grado di sopperire al fabbisogno di biomassa richiesto dagli impianti, questa tematica riporta al discorso di rischiare di sottrarre ettari destinati alla produzione di derrate alimentari utili al sostentamento.

ANALISI LCA

Introdotti senza troppo dettagli (la moltitudine di approfondimenti a riguardo in letteratura è veramente ampia e ricca, anche se in alcuni casi carente di dati concreti della situazione odierna) i principali gas rinnovabili inerenti al successivo caso studio da presentare, si passerà ora ad analizzare la metodologia che verrà utilizzata nelle valutazioni successive ovvero l'analisi LCA.

Concepita a partire da analisi energetiche, la metodologia si è sviluppata nel periodo compreso tra gli anni 1970 e 1990, sebbene con approcci e metodologie profondamente differenti.

Il termine LCA (Life Cycle Assessment) fu coniato nel 1990 allo scopo di utilizzare dei criteri rigorosamente scientifici per affrontare il problema del consumo di risorse nei processi industriali.

L'analisi del ciclo di vita è un metodo strutturato e standardizzato a livello internazionale che permette di quantificare i potenziali impatti sull'ambiente e sulla salute umana associati a un bene o servizio, a partire dal rispettivo consumo di risorse e dalle emissioni, che permette di registrare, quantificare e valutare i danni ambientali connessi con un prodotto, una procedura o un servizio, all'interno di un contesto ben preciso, che deve essere definito a priori.

Nella sua concezione tradizionale, considera l'intero ciclo di vita del sistema oggetto di analisi a partire dall'acquisizione delle materie prime sino alla gestione al termine della vita utile includendo le fasi di fabbricazione, distribuzione e utilizzo (approccio che in inglese è definito "from cradle to grave" e cioè tradotto "dalla culla alla tomba"), ma vi sono anche altre modalità di inclusione a seconda delle esigenze e delle finalità. Spesso è utilizzata come strumento di supporto alle decisioni per fornire un contributo effettivo ed efficace verso una maggiore sostenibilità di beni e servizi.

L'approccio per affrontare in maniera completa questo tipo di problema fu quello di esaminare le prestazioni dei vari processi seguendo passo passo il cammino percorso dalle materie prime, a partire dalla loro estrazione dalla Terra, seguendone tutti i processi di trasformazione e trasporto, fino al loro ritorno alla Terra sotto forma di rifiuti (se si comprende anche il rientro in circolo dei materiali a fine vita si ha un approccio definito "dalla culla alla culla").

Questo tipo di approcci verso gli oggetti e i processi costituì per l'epoca una novità assoluta perché non si andava più a studiare il singolo processo e quindi a renderlo più efficiente di altri processi, o più pulito semplicemente trasferendo l'inquinamento altrove, ma si proponeva di analizzare l'intera catena produttiva dell'oggetto in questione in tutte le sue componenti.

In un'ottica in campo internazionale, l'analisi LCA può essere un utile strumento per facilitare l'accesso ad eventuali fondi e finanziamenti mostrando una trasparenza nei dati e nei risultati ottenuti e dimostrando di essere virtuosi.

Non a caso, attualmente, l'interesse e la propensione di affidarsi ad un'analisi LCA è aumentato, per questo si sta cercando la miglior standardizzazione della metodologia della stessa LCA andando ad uniformare e rendere omogenei per tutti i manuali guida, gli strumenti di calcolo e le banche dati su cui fondare le ricerche.

Le due norme che al momento definiscono tale metodo di analisi sono la ISO 14040: 2006 e ISO 14044: 2018 che è andata a sostituire la precedente ISO 14044: 2006.

Un supporto per l'applicazione di tali standard è fornito da ulteriori norme ISO

(ISO 14047:2012 e ISO 14049:2012). Inoltre, l'International reference life cycle data system (ILCD) handbook, redatto in accordo con le suddette norme ISO, comprende una serie di manuali che costituiscono una guida tecnica per lo svolgimento di analisi del ciclo di vita.

L'analisi LCA è quindi attualmente un metodo strutturato e standardizzato a livello internazionale che permette di quantificare i potenziali impatti sull'ambiente e sulla salute umana associati a un bene o servizio, a partire dal rispettivo consumo di risorse e dalle emissioni.

Tale espansione verso una valutazione più oggettiva risulta essere concorde con l'interesse per l'ambiente che è maturato negli ultimi decenni.

Bisogna ricordare che tale analisi non vuole essere uno strumento economico pertanto non si baserà su valori monetari, costi e affini poiché si intende mantenere il tutto una cosa oggettiva trascendente dall'ambito finanziario.

Anche nella trattazione successiva che verrà fatta relativamente ad una casistica di produzione del biogas, non si farà alcuna valutazione economica se non al di fuori dell'analisi LCA vera e propria, in ogni caso ogni riferimento sarà preso a grandi linee solo per confronto per non esulare dalle modalità vere e proprie dell'analisi LCA.

Dando una definizione: l'analisi LCA è un procedimento oggettivo di valutazione dei carichi energetici ed ambientali relativi ad un processo o attività, effettuato attraverso l'identificazione dell'energia e dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente. Implica una valutazione attraverso tutto il ciclo di vita dei flussi in entrata e in uscita.

(Da notare che gli input sono legati a problemi di risparmio delle risorse e gli output a problemi di inquinamento).

Si possono quindi definire dei punti chiave per l'analisi LCA che sono:

- Valutazione oggettiva (garantita da standard e norme)
- Valutazione dell'intero ciclo di vita e si tiene conto dell'impatto ambientale e dell'energia di ogni singolo processo
- Si prende in considerazione l'impatto degli Input-Output (l'ambiente è visto come risorsa da cui attingere "Source" ma anche da pozzo "Sink" in cui rigettare eventuali Output dei processi)
- Non tiene conto del singolo prodotto in sé ma dei processi e delle attività svolte per ottenerlo tale (si parla appunto sempre di processi e non di prodotti) poiché a noi interessa solo del processo in quanto lo stesso prodotto può essere generato da diversi tipi di processi. Non c'è corrispondenza biunivoca tra processo e prodotto.
- L'analisi LCA al momento non è obbligatoria, tuttavia permette all'azienda di avere particolari autorizzazioni e le dà la possibilità di ottenere una "Etichetta Ecologica", importante per la visibilità. (Esempio importante il caso Tetra Pak: una delle prime aziende al mondo ad affidarsi all'analisi LCA per promuovere e valorizzare il suo prodotto).

Un'analisi del ciclo di vita può quindi fornire un importante contributo all'identificazione e al miglioramento delle prestazioni ambientali dei beni e dei servizi con un'attenzione specifica a ciascuna fase di tale ciclo. È di conseguenza uno strumento di supporto alle decisioni per industrie e organizzazioni, ad esempio per la progettazione o la riprogettazione di prodotti caratterizzati da una maggiore sostenibilità ambientale.

Tale procedura serve per la comparazione degli effetti ambientali di due o più prodotti

diversi, di gruppi di prodotti, di sistemi, di procedure o di comportamenti, aiuta nell'individuazione dei punti deboli e nel miglioramento delle proprietà ambientali, nel confronto tra diverse modalità di processo, nonché fornisce le motivazioni alla base di possibili miglioramenti.

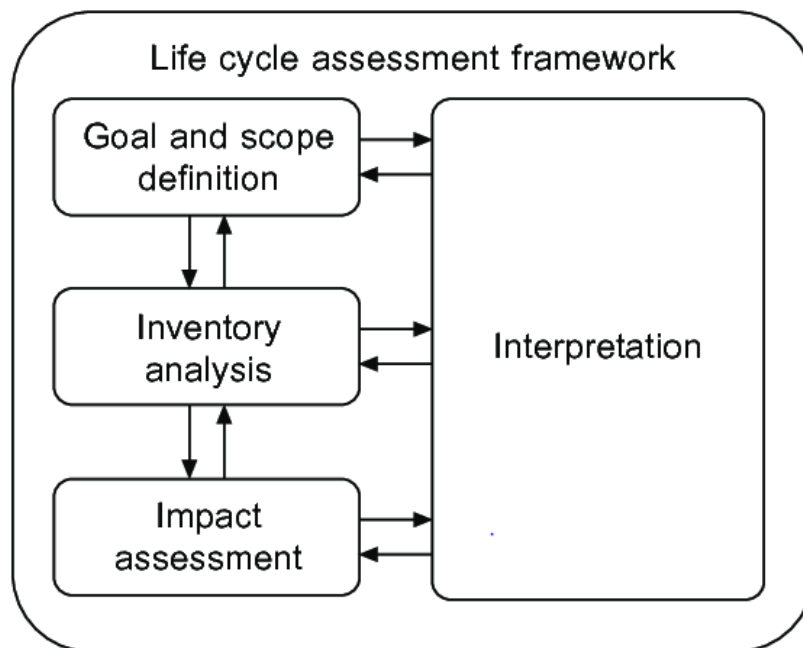


Fig.39 Schema delle relazioni tra gli step dell'analisi LCA

La struttura moderna della LCA, proposta dalla norma ISO 14040, risulta essere un processo iterativo che comprende quattro fasi principali:

- **Definizione degli scopi e degli obiettivi** (goal and scope definition): è la fase preliminare nella quale vengono definite le finalità dello studio, l'unità funzionale, i confini del sistema che si vogliono prendere in considerazione, il fabbisogno e l'affidabilità dei dati, le assunzioni e i limiti.
- **Analisi di inventario** (Life Cycle Inventory analysis, LCI): è la successiva parte di lavoro, dedicata allo studio del ciclo di vita del processo o delle attività; lo scopo principale è di ricostruire, attraverso un diagramma a blocchi virtuale, la via attraverso cui il fluire dell'energia e dei materiali permette il funzionamento del sistema produttivo in esame tramite tutti i processi di trasformazione e trasporto. Redigere tale inventario del ciclo di vita significa pertanto costruire il modello analogico del sistema studiato.
- **Analisi degli impatti** (Life Cycle Impact Assessment, LCIA): è lo studio dell'impatto ambientale provocato dal processo che ha lo scopo di evidenziare l'entità delle modificazioni generate a seguito dei rilasci nell'ambiente e dei consumi di risorse calcolati nell'inventario. È questa la fase in cui si produce il passaggio dal dato oggettivo calcolato durante la fase di inventario al giudizio di pericolosità ambientale.
- **Interpretazione** (life cycle interpretation): è la parte conclusiva di una LCA, che ha lo scopo di proporre i cambiamenti necessari a ridurre l'impatto ambientale dei processi o attività considerate, valutandoli in maniera iterativa con la stessa metodologia LCA in modo da non attuare azioni tali da peggiorare lo stato di fatto.

Durante lo svolgimento dell'analisi si rendono via via disponibili informazioni che permettono di affinare, e se necessario revisionare, ciascuna delle fasi precedenti che la caratterizzano.

Ci si muove tra le fasi perché il processo è dinamico e le fasi sono tra loro correlate come si può evincere da figura 39 posta in precedenza.

DEFINIZIONE DEGLI SCOPI E DEGLI OBIETTIVI

In questa fase preliminare si vanno ad indicare gli obiettivi ultimi per i quali viene eseguita l'analisi, il contesto in cui viene eseguita, il tipo di pubblico verso il quale ci si rivolge, i confini del sistema.

L'obiettivo deve essere innanzitutto stabilire senza ambiguità quali siano le applicazioni previste e le motivazioni.

Tali aspetti hanno una profonda influenza sulle successive ipotesi e scelte di lavoro.

- Per prima cosa bisogna definire lo scopo dell'analisi ovvero quali sono le finalità ultime per le quali viene fatto il lavoro che possono essere molteplici:
 - Migliorare il processo
 - Confrontare varie soluzioni per uno stesso tipo di processo
 - Conoscere meglio il processo stesso
 - Pianificazione strategica
 - Strategia commerciale (marketing)
- Definire l'unità funzionale: è l'unità di misura rispetto alla quale misurare e confrontare tutto il ciclo di vita. L'unità funzionale identifica gli aspetti qualitativi e quantitativi della funzione ed è l'unità di riferimento per tutti i dati in ingresso e in uscita. In caso di analisi comparative, il confronto tra due sistemi può essere effettuato esclusivamente in riferimento alla medesima unità funzionale. Riguardo l'intersezione con la sfera economica, poiché l'LCA deve essere un'analisi di tipo oggettivo è di fatto accettato ritenere non appropriato l'utilizzo di grandezze puramente economiche.
- Definizione dei confini del sistema: bisogna delineare in modo univoco e con chiarezza i confini che si vogliono utilizzare per comprendere il sistema che si va ad analizzare. Analisi sullo stesso sistema svolte con confine differente conducono a risultati diversi e non sempre confrontabili poiché possono differire gli elementi che entrano in gioco.
Vi sono diverse tipologie di confini utilizzabili ad esempio:
From cradle to grave (dalla culla alla tomba) dall'estrazione delle materie prime fino allo smaltimento del prodotto
From cradle to cradle (dalla culla alla culla) se si comprende anche il rientro in circolo dei materiali a fine vita
From cradle to gate, from gate to gate e così via a seconda dei confini utilizzati.
Si può imporre al processo anche un confine geografico e/o temporale e/o temporale di emissioni (per smaltimento o riciclo, relativamente al reperimento delle materie prime).
- Categorie dei dati: si suddividono i dati reperiti in dati primari, quelli misurati direttamente con strumenti e possono riferirsi sia agli input che agli output, oppure secondari che sono quelli presi dai database o dalle banche dati a causa della

difficoltà e dei costi relativi al loro reperimento diretto.

- Valutare possibili criteri di esclusione come ad esempio alcuni impatti minori tipo l'aria che si va ad usare, flussi di massa minori di una certa quantità e via dicendo (se l'analisi che vado ad effettuare ha uno scopo ben preciso escludo tutti quei flussi che non ne contribuiscono).
- Qualità dei dati: legata alla scelta degli strumenti di misura che vado ad utilizzare per le misurazioni dirette.

ANALISI DI INVENTARIO

Questa fase dell'analisi LCA prevede per ogni sistema o processo in cui sia stato suddiviso il prodotto, la raccolta e la quantificazione degli ingressi e delle uscite nonché la loro organizzazione in un modello. Obiettivo di questa fase è quello di fornire una visione completa e oggettiva della realtà che nella fase successiva andrà analizzata in modo da poter trarre le conclusioni.

In queste condizioni, ogni operazione unitaria è indipendente dalle altre e dai loro flussi in entrata, questa particolarità ci permette di studiare separatamente parti del sistema globale come sottoinsiemi produttivi. Ogni singolo sottoinsieme viene definito “eco-bilancio” e differisce dall'analisi globale per il confine del sistema indagato.

La raccolta dei dati va fatta per ciascun processo (operazione unitaria), vengono elaborati i dati degli input (energie e materie prime) e degli output (emissioni e prodotti utili).

Il processo sarà tanto più lungo quanto più complessi sono i diagrammi di flusso e quanto più nel dettaglio si vogliono analizzare i processi.

Successivamente alla raccolta dati si ha uno step denominato di allocazione: un processo che consiste nell'associare i carichi energetici e ambientali ai vari coprodotti e sottoprodotti del processo. La difficoltà sta nel numero di sottoprodotti e la relativa imputazione di costi energetici e impatti ambientali dovuti da ognuno di essi.

Se si dovessero presentare produzioni accoppiate nel sistema esaminato, sarebbe necessario applicare una ripartizione; le produzioni accoppiate sono processi che, insieme al prodotto desiderato, generano anche sostanze secondarie che possono essere impiegate in altre procedure. Gli effetti ambientali causati da procedimenti di questo genere devono essere ripartiti (in maniera proporzionale) a tutti i prodotti accoppiati presenti nel sistema in esame, secondo regole ben precise. I rifiuti non devono essere considerati tra i prodotti accoppiati

A causa di queste difficoltà si sono sviluppati diversi criteri per fare l'allocazione:

- Si evita di allocare: è il metodo da preferire ove possibile l'utilizzo così si evitano le ripartizioni di quanto ogni sottoprocesso consuma in termini energetici e ambientali. A livello pratico è difficile riuscire a misurare questi valori con precisione, in tal caso bisogna valutare se intensificare l'accuratezza o utilizzare uno dei due metodi successivi.
- Allocazione oggettiva: nel caso risulti impossibile evitare le ripartizioni, i flussi in entrata e in uscita rispetto al sistema devono essere assegnati ai diversi prodotti accoppiati secondo una ripartizione che rifletta le relazioni fisiche di base o sulle grandezze energetiche. La ripartizione ad esempio può essere fatta per massa, volume, energia.

Questo tipo di allocazione scientificamente non è ritenuto valido a causa della

diversità di risultati che si ottengono in base alle caratteristiche scelte.

- Impatto evitato: si adopera quando abbiamo un solo prodotto e tutto il resto viene catalogato come sottoprodotto, Il metodo dice che tutta l'energia, le materie prime e le emissioni sono da imputare al prodotto principale. A questo valore si sottraggono l'energia, le emissioni e le materie prime che avremmo dovuto sostenere per produrre ciascun sottoprodotto in un impianto tradizionale dedicato alla sua produzione.

Dopo tutto questo processo laborioso, il passaggio conclusivo è quello di riportare tutto all'unità funzionale scelta tutti i valori di input e di output di tutte le operazioni unitarie analizzate. Con tali dati si ricava il GER (Gross Energy Requirement) e si presentano i dati in genere raggruppati in sei categorie:

1. Materie prime
2. combustibili primari
3. feedstock
4. rifiuti solidi
5. emissioni gassose
6. emissioni liquide

Questi parametri o categorie saranno la base della successiva fase della LCA: l'analisi degli impatti.

Prima di proseguire è bene dare un'occhiata e definire il concetto di GER, che corrisponde all'energia che complessivamente deve essere resa disponibile dalle risorse energetiche allo stato naturale e consumata dal sistema in modo tale da mantenere il sistema in produzione. L'obiettivo principale dell'analisi è stabilire un carico energetico connesso ad un processo produttivo, questo carico comprende un insieme di voci che deve essere adattato di volta in volta secondo i confini dello studio

- Energia di investimento: deriva dalla realizzazione dei macchinari e delle infrastrutture necessarie al sistema stesso
- Energia diretta (o di processo): quota consumata per il funzionamento del processo stesso
- Energia indiretta (o di impianto): energia utilizzata per produrre o trasportare l'energia e i materiali utilizzati nel processo.
- Energia dei trasporti
- Energia feedstock: quota di energia contenuta nei materiali, potenzialmente combustibili, che sono usati come tali e non come combustibili
- Energia fornita dai lavoratori e spesa per il loro trasporto: normalmente trascurabile perché molto difficile da stimare

L'energia diretta dipende dal processo in sé, quelle indiretta e dei trasporti dipendono dalla geografia/politica e dal mix di fonti che la nazione impiega per produrre energia diretta.

Alternativamente si può dividere il GER in

- energia elettrica e calore
- energie rinnovabili e non rinnovabili
- operazioni di trasporto + operazioni di estrazione + operazioni di produzione

Nelle parti finali dei processi, la LCA deve valutare quali siano le ricadute ambientali dei materiali che giungono a fine vita e devono essere trattati in qualche modo.

Quando un bene giunge al termine della sua vita vi sono tre possibili opzioni da poter

percorrere:

- Recupero di materia (riciclo o riuso dopo un eventuale ricondizionamento)
- Recupero di energia dal materiale
- Smaltimento in discarica

ANALISI DEGLI IMPATTI

In questa fase vanno valutati i risultati dell'analisi di inventario per quantificare gli effetti ambientali associati al sistema.

Il punto di partenza della stima dell'impatto ambientale è la valutazione (secondo precisi parametri ambientali) dei flussi di materiale e di energia calcolati durante l'analisi dell'inventario: tale calcolo, quindi, serve per riconoscere, riassumere e quantificare i possibili effetti ambientali dei sistemi esaminati, nonché per fornire informazioni essenziali atte alla loro valutazione.

Questa fase può essere ulteriormente suddivisa in due macro fasi, una obbligatoria che riguarda la conversione dei risultati dell'inventario in opportune categorie di indicatori che possono essere utilizzate direttamente o come base per le successive valutazioni e, una successiva fase opzionale la quale ha l'obiettivo di normalizzare i vari indicatori di categoria calcolati ed ottenere indici sintetici con cui valutare complessivamente il sistema nella sua totalità.

Nella prima fase, quella obbligatoria appunto, si parte con una definizione delle categorie di impatto, esse dipendono dallo scopo che ci eravamo prefissati e sulla base del quale ci concentreremo maggiormente su una categoria piuttosto che un'altra.

Gli impatti calcolati verranno inseriti in particolari categorie tipo:

- Ecologia o danni a ecosistema
- Salute dell'uomo
- Consumo delle risorse
- Riflessi sociali e altro (fattori che possono risultare sgradevoli o provocare fastidio come posizione, cattivo odore, impatto visivo)

Dopo aver scelto le categorie si effettua un processo di classificazione nella quale si classificano appunto all'interno delle categorie gli input e gli output della fase precedente.

Le categorie di impatto descrivono i potenziali effetti sull'uomo e sull'ambiente; tra le altre cose, esse differiscono in relazione alla loro collocazione spaziale (effetti globali, regionali e locali). In linea di principio, ciascun effetto ambientale potrebbe essere incluso all'interno di un'indagine, a patto che i dati necessari all'analisi e un modello adatto per la descrizione e parametrizzazione dell'effetto stesso siano disponibili. Per finire, occorre ricordare che un flusso di materiale può essere assegnato a diversi effetti ambientali.

Le principali sono:

- Effetto serra: la valutazione quantitativa sul contributo all'effetto serra causato dal processo è dato in termini di kg di CO₂ equivalente attraverso un'operazione di standardizzazione sulla base dei potenziali di riscaldamento globale (GWP)
- Assottigliamento della fascia di ozono: l'indicatore di categoria assunto in questo caso è l'ODP (Ozone Depletion Potential) come kg equivalenti di R12
- Acidificazione: ora come indicatore si usa l'AP (Acidification Potentials) espresso in termini di kg di SO₂ equivalente o di H⁺⁺ equivalente
- Eutrofizzazione: Questo aspetto è fortemente condizionato dalle situazioni locali,

vengono comunque definiti fattori che riportano le potenzialità delle sostanze emesse al Nutrifcation Potential (NP) che è un potenziale di contributo alla formazione di biomasse e risulta essere espresso in kg di NO_3^-

- Formazione di smog fotochimico: anche in questo caso per ognuna delle possibili sostanze in grado di produrre smog fotochimico sono stati ricavati dei potenziali chiamati POCP (Photochemical Ozone Creation Potential) espressi in termini di kg di C_2H_4 equivalente
- Tossicità per l'uomo e per l'ambiente: effetto molto complesso da valutare a causa della spiccata caratteristica di località dell'impatto, il danno dipende dalla modalità di esposizione e dalla naturale predisposizione dell'organismo interessato.
- Consumo di risorse non rinnovabili: viene espresso come MJ o come kg di materiali consumati.

Nella fase di "Caratterizzazione", vengono quantificate le porzioni precedentemente assegnate, associando ad ogni categoria un valore numerico espresso con l'unità di riferimento caratteristica: con l'aiuto dei fattori di equivalenza, infatti, i differenti contributi dei materiali vengono aggregati in un determinato effetto ambientale e rapportati ad una sostanza presa come riferimento. I flussi registrati nell'analisi dell'inventario vengono moltiplicati per i rispettivi fattori di equivalenza e sommati tra loro: il potenziale d'impatto così determinato rappresenta la misura di un possibile danno ambientale.

Finite queste fasi ci si può fermare e provare a trarre delle conclusioni oppure procedere alle successive due fasi non obbligatorie di normalizzazione e pesatura

In questo step successivo di normalizzazione, gli impatti potenziali relativi a ciascuna delle categorie considerate, ottenuti dalla fase di caratterizzazione, sono rapportati a fattori di normalizzazione così da risultare espressi con la stessa unità di riferimento. Tale fase ha la finalità di rendere maggiormente comprensibile l'entità dei diversi impatti del sistema analizzato. I fattori di normalizzazione possono riferirsi ad impatti di una determinata area (globale, regionale, nazionale o locale).

Attraverso una situazione di riferimento si cerca uno standard per misurare e valutare di quanto ci si discosta da esso. Il processo risulta essere complicato e di difficile oggettività per questo non è obbligatorio.

Si vadano a vedere alcune tipologie di normalizzazioni:

- Base mandatoria: si confrontano due o più processi sulla base di uno o due parametri (ad esempio effetto serra e assottigliamento dell'ozono)
- Monetizzazione: vi sono due modalità possibili
 - Per ognuno degli effetti si valuta quanto costerebbe mettere dei sistemi di rimozione/eliminazione degli effetti inquinanti. Maggiore è il costo peggiore è la valutazione
 - Si valuta quanto i possibili utenti vorrebbero e dovrebbero spendere in più per un prodotto o servizio che non comporti più la creazione di un certo effetto
- Distanza dall'obiettivo: si stima un obiettivo (limite di legge, protocollo) e si valuta quanto ogni effetto si allontana dall'obiettivo.

Un relativo "problema" di tale metodologia è la dipendenza da leggi/nazioni di riferimento poiché non tutti gli stati o gli enti seguono lo stesso criterio.

- Parola all'esperto: ci si affida a degli esperti e si richiede loro di stimare un giudizio sulle fasi analizzate (si può ricorrere a tecnici specializzati, esperti del settore,

l'importante è che sia il più oggettivo possibile).

- Tecnologico: si prende come riferimento il miglior processo tecnologicamente disponibile e lo si confronta con quello analizzato.

Anche in questo caso vi è il problema di identificare un processo tecnologicamente migliore su tutti.

La fase si conclude con un processo definito di pesatura (non obbligatorio) nel quale si cerca di fare delle conclusioni “pesate”, cioè si cerca di mettere insieme la gravità dei danni su vari aspetti come ambiente, salute dell'uomo e consumo di risorse o altro dando un peso relativo a ciascuna di esse.

Se si è interessati ad evidenziare i danni sulla salute la pesatura delle categorie può essere 0.5 per salute e 0,25 per ambiente e consumo risorse, se invece, si vogliono dare a tutte lo stesso peso si prende 0,33.

Alla fine si ottiene un valore finale definito come ecoindicator.

INTERPRETAZIONE

In dettaglio, questa fase ha principalmente due scopi: innanzitutto, deve permettere di migliorare la modellizzazione dell'inventario in relazione all'obiettivo dello studio; inoltre, consente di ottenere conclusioni più robuste e di fornire raccomandazioni, aspetti di particolare utilità per analisi di tipo comparativo.

Tale fase comprende:

- l'identificazione dei punti critici
- la fase di valutazione

I diversi aspetti della fase di interpretazione devono portare a trarre le conclusioni dello studio indicandone le limitazioni e fornendo le opportune raccomandazioni per il pubblico a cui è rivolto in accordo con l'obiettivo e l'utilizzo previsto.

Le assunzioni fatte nella fase di definizione dell'obiettivo e dell'ambito dell'analisi devono essere richiamate in questo passaggio: solo sulla base di questi presupposti, infatti, è possibile trarre delle conclusioni e fornire delle soluzioni.

Sulla base di questa metodologia è stata eseguita la successiva analisi LCA relativa agli usi finali di un biogas prodotto in un ente assimilabile ad un'azienda agro-zootecnica da cui poter ricavare la biomassa.

DESCRIZIONE DEL MODELLO UTILIZZATO IN QUESTO ELABORATO

In questa fase si andrà appunto ad eseguire un'analisi LCA che ha come oggetto principale la valutazione degli usi finali del biogas.

In particolare, si è valutata con tale analisi una realtà di medie dimensioni corrispondente ad un'azienda agro-zootecnica.

L'azienda in questione non possiede una corrispondenza fisica nella realtà, le grandezze, le dimensioni ed i valori utilizzati sono stati scelti mantenendo lo status di essere il più verosimili possibili e ove possibile sono state prese a riferimento informazioni trovate in letteratura relative a valori medi o standard.

L'idea è quella di ricreare una filiera di produzione di biogas con i componenti standard principali già visti durante la trattazione e permettere diverse soluzioni finali in relazione ad un contesto rurale/agricolo (pertanto non centralizzato e in posizione "favorevole").

L'analisi LCA verrà effettuata con il software di calcolo SimaPro Professional, programma presente al polo di calcolo dell'Università di Padova che permette appunto la possibilità di effettuare un'analisi di tal genere valutando energia consumata, impatti ambientali a seconda della tipologia di calcolo scelta.

Si è quindi fatta l'assunzione preliminare di avere e dover valutare un'azienda agro-zootecnica (da cui poter attingere biomassa) e verso la quale utilizzare l'energia termica ed elettrica prodotta da un motore cogenerativo posto a valle del digestore.

La prima parte di filiera del biogas dalla pianta alla produzione di biogas sarà uguale per tutti gli scenari coinvolti nell'analisi e comprenderà una certa biomassa nota, il suo raccolto e trasporto verso la struttura relativa al processo anaerobico e l'impianto stesso di digestione.

La biomassa di partenza per la produzione di biogas scelta è formata da un mix derivante da agricoltura e zootecnia (come visto in precedenza tale mix risulta avere un buon rendimento e risulta essere presente in molte realtà).

La materia prima avrà una componente derivante da colture dedicate (per semplicità scelta una monocoltura), nel nostro caso insilato di mais, ma nulla vieta di avere un mix di colture o altre colture energetiche quali barbabietola, grano, sorgo.

Per la parte derivante da reflui zootecnici, poiché l'azienda risulta possedere una stalla con un buon numero di capi di allevamento bovino tali da poter sostenere una buona quantità di biomassa si è deciso di utilizzare il letame bovino solido poiché valutandone anche le rese presenti in letteratura risulta essere più produttore della sola controparte di liquame .

Con l'utilizzo del letame prodotto si torna ancora una volta al riuso del rifiuto animale come base di partenza per una nuova filiera evitando così di liberare in atmosfera il metano rilasciato dal letame in decomposizione.

L'integrazione degli animali oltre che per l'utilizzo del materiale di rifiuto risulta tornare utile avendo una produzione latte-casearia che giustificherebbe in primis la presenza di un elevato numero di capi di allevamento e successivamente sarebbe un potenziale pozzo nel quale scaricare e sfruttare il calore prodotto dalla cogenerazione evitando di buttarlo via per mancata utilizzazione.

Le soluzioni di utilizzo del biogas potrebbero spaziare lungo tutte le possibilità di sfruttamento viste in precedenza nel capitolo relativo agli usi finali (ad eccezione della mera combustione come combustibile in un organo apposito come ad esempio una caldaia).

L'idea principale è quella relativa ad un intreccio di filiere che lavori parallelamente e in simbiosi in modo che ognuna di esse possa sfruttare i prodotti/sottoprodotti dell'altra evitando gli scarti e massimizzando le rese.

Proprio per questo motivo per quanto riguarda il calore di scarto si può cercare di riutilizzarlo al meglio in attività che possano servire per la produzione di prodotti agricoli o caseari.

Questo tipo di integrazioni tra energie rinnovabili e piccole attività o comunità è una realtà in forte espansione negli ultimi anni soprattutto in Europa e Stati Uniti (senza dimenticare la Cina nonostante vi sia difficoltà a reperire dati a riguardo).

Oggi infatti il cambiamento in termini di “autosufficienza energetica” parte proprio dalle piccole comunità che tentano di rendersi indipendenti ricorrendo alle energie rinnovabili prodotte in loco.

In questi casi la risorsa sfruttata principalmente risulta essere l'energia solare, ma il biogas ha un buon margine per diventare parte attiva di una soluzione di questo tipo permettendo o la produzione di energia elettrica e termica da utilizzare in loco o se presente un surplus da vendere al gestore della rete oppure la trasformazione in biometano da vendere alla rete e creare così ulteriori entrate oltre a quelle dell'azienda stessa.

Oltre che per sé stesse, tali tipi di strutture possono produrre energia per comunità e centri più ampi.

È proprio in questo contesto, sull'onda del cambiamento di alcune realtà presenti anche in Pianura Padana e al centro-Nord Italia, che si configura la soluzione scelta come oggetto di analisi LCA per questo elaborato.

Grazie al programma SimaPro si divide l'intera filiera in blocchi: la prima parte comprende tutti i processi fino alla produzione dello stesso biogas (viene inserito anche l'uso del digestato residuo come fertilizzante utilizzato in loco o venduto al mercato) e risulta uguale per tutte le soluzioni finali.

Questa prima parte considera:

- Raccolta biomassa: i blocchi riguardanti le biomasse utilizzate (mais e letame) sono per la maggior parte implementati e comprendono attività utili per la crescita della pianta (aratura, irrigazione, pesticidi). Si è andati però a modificare tali strutture relativamente a potere calorifico della biomassa preso da letteratura e quantità di emissioni prodotte/assorbite durante la crescita della pianta
- Trasporto: La biomassa viene raccolta e trasportata al digestore
- Digestore: del quale era stata decisa una taglia preliminare per la produzione di 1 MW elettrico. (taglia leggermente superiore alla media italiana che segna la distinzione tra possibili incentivi e non).
- Utilizzo del digestato in loco: parte del digestato viene utilizzato in loco per rimpinguare i campi risparmiando così sul fertilizzante futuro che può derivare dal letame o essere prodotto in modo industriale
- Vendita del digestato al mercato: si consideri la vendita dell'eccedenza di digestato non utilizzata in loco verso un mercato valutando tale blocco come un processo di trasporto tramite macchina agricola dotata di rimorchio.

Da questa situazione comune vengono intraprese differenti soluzioni più o meno diverse tra loro che si vanno ad integrare nella realtà produttiva dell'azienda in termini di usi finali, sia direttamente sfruttando l'energia prodotta che indirettamente con un potenziale ritorno economico (non calcolato).

Le strade percorribili seguono gli usi presenti in letteratura in modo da spaziare lungo l'intero raggio del campo di applicazioni del biogas ad eccezione fatta della sua combustione, in un organo per la produzione di energia termica.

In questo modo si vuole verificare quali siano l'impatto ambientale e le emissioni prodotte da ognuno dei diversi usi finali, cercando di stabilire potenzialmente la migliore strategia in relazione ad una scelta da effettuare nel caso pratico.

Ovviamente il solo binomio impatto ambientale-emissioni prodotte non risulta coprire tutte le situazioni per poter valutare quale soluzione sia la migliore preferibile, vista anche l'entrata in gioco di una moltitudine di parametri diversi quali ad esempio la dieta utilizzata, le distanze di trasporto, la potenza producibile, gli usi finali dell'energia prodotta.

Inoltre, come si può oggettivamente vedere oggi, a farla da padrone nelle scelte rimane pur sempre ancora l'ambito economico soprattutto per una realtà, come l'azienda in questione, deve sostenere tale investimento e si aspetta un ritorno monetario da tale scelta.

Per entrare più nel merito e poter valutare maggiormente anche la fattibilità economica, il potenziale ritorno remunerativo e la quantità di energia risparmiata utilizzando quella prodotta in loco, sarebbe interessante valutare incentivi, sussidi e agevolazioni previste dal paese nel quale si va ad effettuare tale tipo di installazione (se si predilige produzione di elettrica piuttosto che di biometano, presenza di riduzioni fiscali per la produzione).

In ogni caso, al di là di tali possibili supposizioni le soluzioni finali ipotizzate per questa unità sono principalmente tre (con possibile suddivisione in altri sottocasi):

- **Utilizzo di un motore cogenerativo per la produzione congiunta di energia elettrica e termica**

In questo caso le soluzioni risultano essere molteplici. L'energia elettrica può essere venduta totalmente alla rete, e si attinge dalla stessa rete l'energia elettrica che serve in ogni momento. Altrimenti, o si presuppone si utilizzare tutta l'energia elettrica prodotta o, in alternativa, se si conoscono correttamente i carichi da soddisfare si può andare ad utilizzare la quantità necessaria e vendere l'eccedenza alla rete.

L'energia termica invece è stata analizzata secondo diverse casistiche a seconda che venisse usata totalmente o in parte per riscaldamento residenziale (ad esempio un'unità abitativa magari con struttura adibita ad agriturismo o B&B), processi di produzione/lavorazione di prodotti aziendali.

Il calore ottenuto dal motore cogenerativo, relativamente alle finalità aziendali può trovare posto nel riscaldamento delle stalle (soluzione che risulta però essere poco diffusa poiché tale carico termico copre solo un piccolo periodo dell'anno), nei processi aziendali relativi all'industria casearia come processi di riscaldamento presenti nella produzione del formaggio o in quella del trattamento del latte, calore per essiccazione dei foraggi alimentari raccolti destinati ad usi interni come lavorazioni per produzione di farina o mangime per gli animali.

Da ricordare che una quota parte del calore prodotto, all'incirca attorno all'8-9% viene utilizzata come autosostentamento verso il dispositivo di digestione per mantenere la temperatura utile alla digestione anaerobica (con tale percentuale di calore è stata esclusa la tecnica a freddo).

- **Produzione di Biometano**

Oltre a poter sfruttare i due tipi di energia, termica ed elettrica, sopra citati attraverso un motore cogenerativo, interessante è la soluzione, al momento ancora poco utilizzata rispetto al numero di impianti, di eseguire l'upgrading del biogas in biometano.

In questo caso l'intera produzione viene venduta totalmente alla rete del gestore energetico o direttamente comprimendo il biometano e inserendolo nelle condutture atte al suo trasporto in compressione fino all'allacciamento con la rete vera e propria, o previa liquefazione successivamente trasportato grazie a carri bombolai fino ad una stazione di servizio atta o ad un punto di raccolta per eventuali successive trasformazioni.

In Italia ed in Europa esiste qualche soluzione che ne prevede l'utilizzo direttamente in loco come combustibile per veicoli ad uso aziendale con apposita colonnina di rifornimento installata in situ.

Tale scelta impiantistica non è stata presa in considerazione in questa trattazione per il semplice fatto che risulta poco utilizzata per sfruttare il combustibile in veicoli interni all'azienda (si prediligono più che altro i trasporti pubblici) ed inoltre non molte realtà agro-zootecniche o agro-alimentari hanno a disposizione o utilizzano un tale numero di veicoli al loro interno tale da rendere possibile lo sfruttamento di tutto il biometano prodotto in relazione anche alla taglia del digestore.



Fig.40 Schema delle connessioni relative alla filiera di produzione biogas-biometano (WBA)

Per quanto riguarda la casistica relativa alla produzione di biocombustibile immesso in rete è stata fatta un'importantissima assunzione preliminare quale: **il biometano prodotto risulta essere conforme a normativa e rispetta tutte le caratteristiche presenti in essa, pertanto è possibile un suo impiego in sostituzione al gas naturale**, inserendolo in rete o trasportandolo in qualsiasi altro modo adeguato senza ulteriori trattamenti.

Tale ipotesi permette il passaggio diretto da produzione a trasporto semplificando gli step ed evitando possibili ulteriori processi nel caso non sia conforme allo standard minimo richiesto. Questo è valido anche per il biogas prodotto e utilizzato direttamente nel motore cogenerativo.

Una possibilità che non è stata presa in considerazione nella filiera ma che potrebbe risultare essere vantaggiosa a seconda delle esigenze, delle utenze e dei carichi da essi assorbiti è quella dello stoccaggio di gas, energia termica o elettricità tramite degli appositi accumulatori di energia.

Anche per questo motivo, risulta essere importante avere degli usi finali adeguati con carichi termici possibilmente costanti durante tutto l'arco dell'anno e nelle immediate prossimità del motore cogenerativo per evitare dispersioni durante il trasporto, in alternativa in caso di mancato utilizzo vi è sempre la scelta della vendita alla rete.

Non valutando la componente economica però si ritiene vi sia la possibilità dell'utilizzo di energia.

Nell'elaborato di tesi si è deciso di valutare in prima istanza l'analisi LCA senza considerare gli usi finali per i quali vengono utilizzate l'energia termica ed elettrica prodotta dal motore cogenerativo e per i quali verrebbe utilizzato il biometano prodotto dall'upgrading.

Una volta fatte le dovute valutazioni si è passati ad un'analisi di sensibilità valutando se la modifica di alcuni parametri importanti in una situazione reale come ad esempio le distanze effettuate dai trasporti o l'utilizzo di differenti tecnologie o ancora il totale o parziale utilizzo dell'energia stessa prodotta comportasse notevoli cambiamenti nei risultati.

Le considerazioni richiedono però tutta la parte precedente di costruzione del programma.

Una volta ottenuti i risultati del caso iniziale come base di partenza, si possono andare ad effettuare le suddette modifiche e adattare l'impianto a diverse casistiche reali.

PROGRAMMA SIMAPRO

Attualmente sono disponibili diversi software per la Valutazione del Ciclo di Vita, ognuno dei quali con caratteristiche differenti. Si citano ad esempio SimaPro, GaBi 4, Umberto, Design System 4.0, ecc. Per la modellizzazione e l'analisi degli scenari considerati in questo lavoro di tesi è stato utilizzato il software SimaPro.

Il programma SimaPro Professional utilizzato nel polo di calcolo del dipartimento di Ingegneria industriale dell'Università di Padova è un software con licenza utilizzato per la modellistica e il computo dell'analisi LCA di un determinato oggetto, processo o filiera.

Il programma, con l'utilizzo di diverse metodologie di analisi e di calcolo permette di valutare emissioni, impatti, produzione e quantitativi di determinati composti (inquinanti e non).

Introdotta nel 1990, SimaPro (System for Integrated Environmental Assessment of Products) è stato sviluppato dalla società Prè (Product Ecology) Consultants per conto del Ministero dell'ambiente olandese ed è uno dei software più diffusi.

È infatti utilizzato da aziende, società di consulenza, università e istituti di ricerca in oltre 80 paesi del mondo, per migliorare le prestazioni ambientali di un certo processo, fare analisi LCA, valutare impatti ed emissioni.

Le principali caratteristiche di SimaPro che lo rendono uno dei software più diffusi a livello mondiale per tali tipologie di lavoro sono:

- Flessibilità nell'applicazione dato che consente di introdurre nuovi processi, materiali e metodi di analisi degli impatti ambientali, di completare o modificare quelli già elaborati e di adattarli al caso di studio in funzione dei confini del sistema considerato;
- Disponibilità di diverse banche dati per l'inserimento di dati in input e in output;
- Possibilità di modellare vari parametri ovvero effettuare analisi di sensibilità, di incertezza, identificare delle relazioni non lineari tra i parametri e valutare scenari alternativi e diversificati in relazione all'obiettivo di studio finale;
- Possibilità di effettuare l'analisi di incertezza attraverso il metodo di simulazione di Monte Carlo;
- Possibilità di scelta tra vari metodi di valutazione degli impatti;
- Possibilità di calcolare gli impatti per ogni singola fase del modello e quindi di confrontare facilmente ipotesi di utilizzo di vari materiali per una stessa produzione;
- Possibilità di fare un'analisi del trattamento dei rifiuti e degli scenari di riciclaggio con sezioni di libreria apposite;

SimaPro per i dati e valori utilizzati nei vari blocchi si appoggia a delle banche dati presenti al suo interno, anche queste si rivolgono ad una diversa tipologia a seconda dell'occorrenza, con un gran numero di informazioni (dati indiretti o secondari) di consumo su materiali, infrastrutture, processi da poter utilizzare.

Tra i database possiamo trovare:

- Agri-footprint con le diverse allocazioni, per massa, per energia o allocazione di tipo economico
- Ecoinvent 3 che presenta al suo interno diverse tipologie (allocation at point of substitution, allocation cut-off by classification, allocation consequential)
- ELCD

- Industry data 2.0
- USLCI
- Swiss input output database

Unit process	System process
Transparent (but big) process tree, that allows you to trace the contribution of all individual unit processes	Simple process tree
Contains uncertainty information, which allows you to run statistical analysis (Monte Carlo)	No uncertainty information
Relatively slow calculation	Fast calculation

Table 1: Differences between unit and system processes

Fig. 41 Differenze tra processi Unit e System (guida SimaPro)

I database hanno al loro interno diverse versioni per implementare e descrivere i singoli processi, innanzitutto dividono ogni blocco implementato in system (S) e unit (U) a seconda che si voglia intendere l'unità specifica che interessa all'utente o tutto il sistema che ne sta dietro, con l'opzione system però tutte le emissioni vengono visionate e conteggiate assieme in un unico blocco senza distinzioni.

Se da un lato tale soluzione snellisce il processo e permette un'immediatezza visiva, dall'altro si ha solamente una visione globale d'insieme senza entrare nel dettaglio con annesse tutte le operazioni a monte.

Ogni blocco viene definito da tre sezioni visualizzate in tre diverse finestre presenti all'interno della struttura:

- Documentazione: definisce le informazioni principali come ad esempio nome, process (S o U), autore, qualche indicatore relativo a determinati parametri ed un commento generale inerente alla banca dati presa come riferimento, ai processi ed alle strutture già comprese all'interno del blocco.
In questa sezione, che risulta essere tra le più importanti, ove presente si ha uno spaccato utile dei processi incorporati già nel calcolo interno (con specificazione di punto di partenza e punto finale).
- Input/Output: vengono elencati tutti i dati ed i valori presi per le relative emissioni. Serve a visualizzare in modo specifico i dati ambientali (uso di materie prime, emissioni in acqua, aria e suolo, rifiuti solidi, ecc.) e dati economici (input da altri processi, output e processi evitati)
- Parametri

Oltre a questa distinzione, a seconda della banca dati che si va ad utilizzare si può avere un diverso modo di visualizzazione ed inserimento dei valori come ad esempio:

- APOS, riferita ad una determinata banca dati
- Allocazione, per diverse tipologie come ad esempio per massa o per energia
- Conseguenziale
- Cut-off, che si occupa già preliminarmente di eliminare emissioni o dati al di sotto di una certa soglia anche economica in caso

Nella costruzione del modello in SimaPro, per poter inserire ogni processo ed ogni struttura

ci si rifà ai “blocchi” presenti nella sua biblioteca che riprendono i database selezionati in partenza.

Questi blocchi possono riferirsi a materiali, assemblaggi ed interi cicli produttivi (già presenti al loro interno e specificati in descrizione), trattamenti, infrastrutture o singole componenti relativamente alla loro costruzione o al loro funzionamento nell'intero ciclo di vita.

Nella parte di inventario si può procedere all'implementazione dello schema impiantistico che concerne l'analisi LCA che si vuole effettuare andando a costruire le diverse fasi del prodotto.

Nella schermata relativa alle fasi del prodotto appunto si vanno ad inserire le strutture andando a scegliere dai diversi database a seconda che servano materiali/assemblaggi o processi.

Input/Output		Parametri	
Nome	Stato	Commento	
	Nessuno		
Materiali/assemblaggi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio SD^2 o 2*SE Min Max
(Inserisci linea qui)	0		Non definiti
Processi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio SD^2 o 2*SE Min
(Inserisci linea qui)	0		Non definiti
Image			

Fig.42 Esempio di schermata relativa ad input/output di una fase del prodotto

Come si nota dallo schema soprastante di figura 42 preso tale e quale da una schermata del programma SimaPro Professional, successivamente alle indicazioni primarie quale nome ed un commento in cui inserire una breve spiegazione della struttura si possono visualizzare le due categorizzazioni alle quali ci si riferiva in precedenza.

Per ognuno di questi sono presenti degli spazi dove inserire la quantità fisica (di solito riportata sempre all'unità funzionale con la quale si è deciso di lavorare), l'unità di misura e un commento aggiuntivo riguardante la funzione presa dal database (portando come esempio il caso implementato per questo report sono state inserite formule, unità di misura funzionale, valori utilizzati o specificazioni).

Il blocco SimaPro che si va a selezionare presenta già al suo interno una determinata unità di misura preimpostata, l'utente può andare a variarla senza però poter agire sulla grandezza fisica con la quale viene espressa (ad esempio, se un certo blocco viene espresso con unità di massa in kg si può variare tale grandezza in tonnellate ma non poterla cambiare in l o m³ se per caso ci si trova davanti ad un materiale liquido o gassoso).

Dopo aver costruito lo schema del programma con i relativi processi si passa all'inserimento dei dati inerenti alla situazione che si vuole calcolare ed alla quale si sta facendo riferimento.

Alla fine di tutto si procede con il calcolo del sistema (rete, analisi singolo blocco o confronto tra due o più blocchi) e la visualizzazione dei risultati.

La presentazione dei risultati in SimaPro consente un'elevata elaborazione dei dati e una rappresentazione dei risultati in forma grafica, così da permettere una più semplice

interpretazione.

Di seguito verranno brevemente spiegati i vari tipi di visualizzazione avvalorati ciascuno da una figura seguente, presa dalla guida SimaPro, che in modo visivo ne dà la diretta dimostrazione.

Vi sono diverse possibilità di visualizzazione:

- Visualizzazione a rete (network datas): il modello di cui è stato analizzato il ciclo di vita, viene rappresentato tramite un diagramma a blocchi o ad albero dal quale si ripartono i successivi sottoprocessi.

L'impatto dato da ogni blocco viene valutato immediatamente in modo visivo andando ad osservare lo spessore delle linee di collegamento, colorate di rosso o verde a seconda che si consumi o si vada a dare beneficio.

I blocchi di ogni componente vengono colorati di colore diverso secondo una legenda divisa per finalità in modo da rendere l'interfaccia grafica ancora più intuitiva.

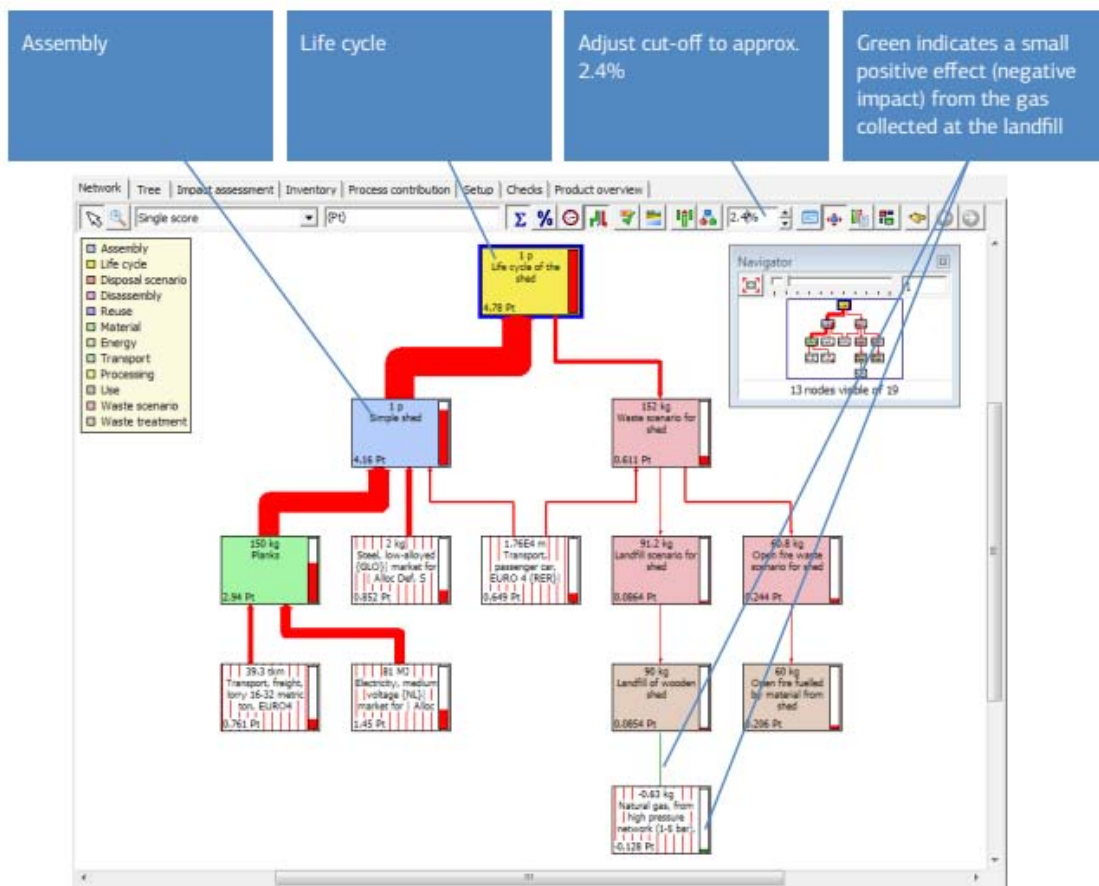


Fig.43 Immagine esemplificativa di una visione dati a rete (SimaPro Tutorial)

- Visualizzazione con tabelle: Una tabella riassuntiva divisa in diverse colonne esprime il contributo di ognuno dei processi relativamente a diversi materiali o composti considerati.

La tabella contiene tutte le sostanze (materie prime ed emissioni) coinvolte nel ciclo di vita prodotto.

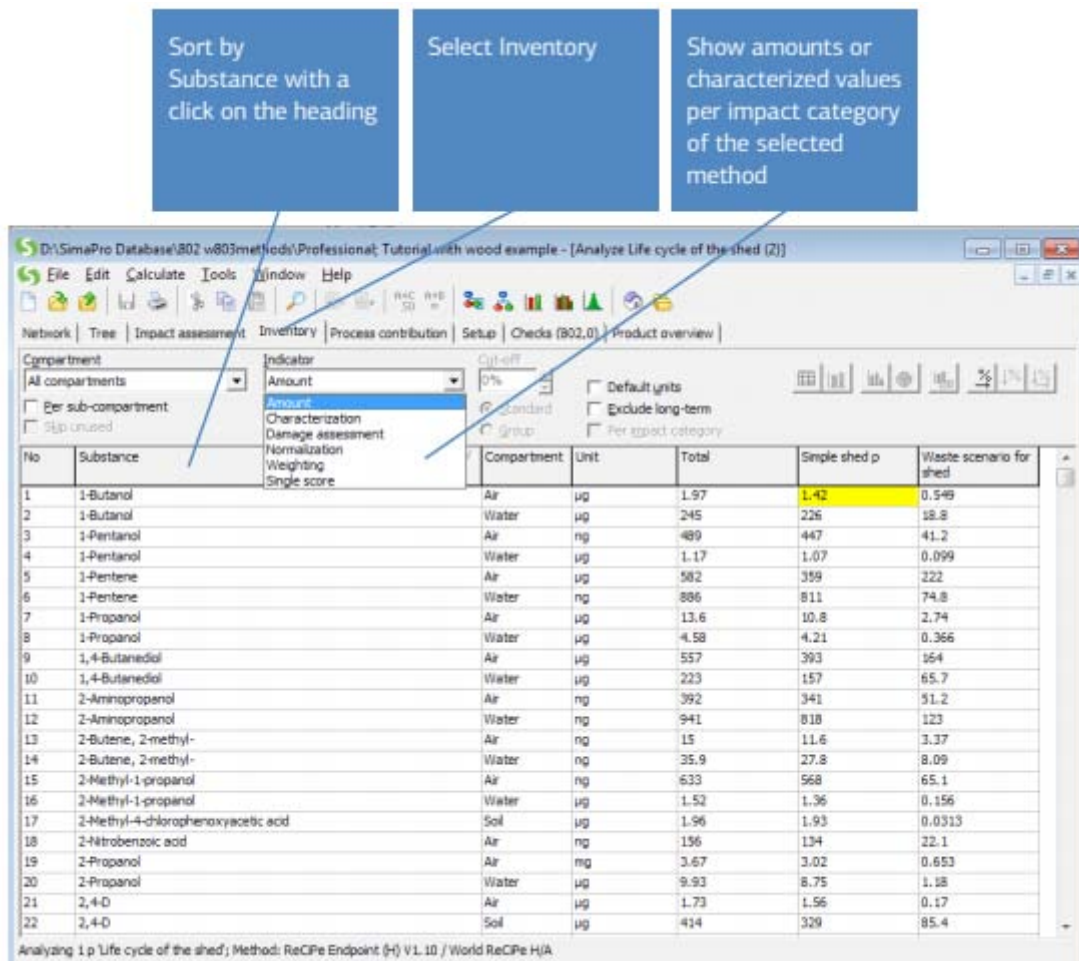


Fig.44 Visualizzazione per tabella (SimaPro Tutorial)

- Colonne di impatto: in questa tipologia di grafico ogni colonna viene espressa come la somma dei vari contributi prendendo il loro peso nell'impatto globale in percentuale.

Anche in questo caso vengono utilizzati diversi colori per avere un colpo d'occhio immediato.

Nell'immagine 45 presentata successivamente vengono prese a riferimento solamente due categorie di impatto per rendere più facile la comprensione preliminare, nulla vieta di avere molte più categorie che si compongono l'una con l'altra.

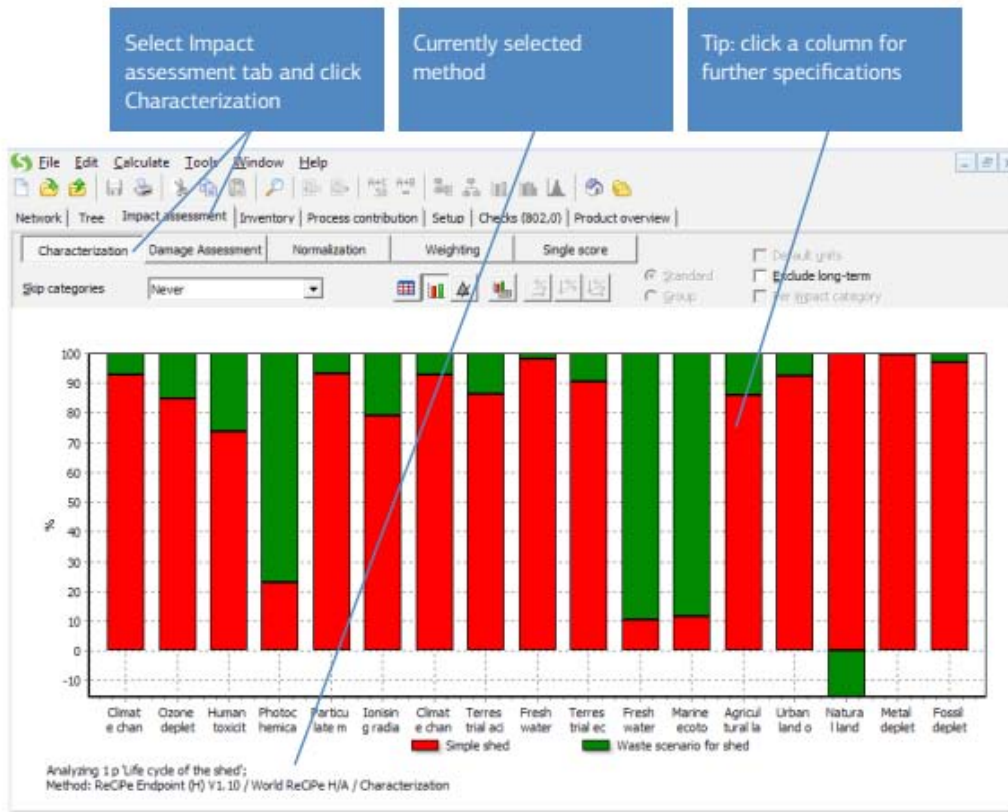


Fig.45 Visualizzazione con impatti in percentuale (SimaPro Tutorial)

- Istogramma: la classica rappresentazione attraverso un istogramma

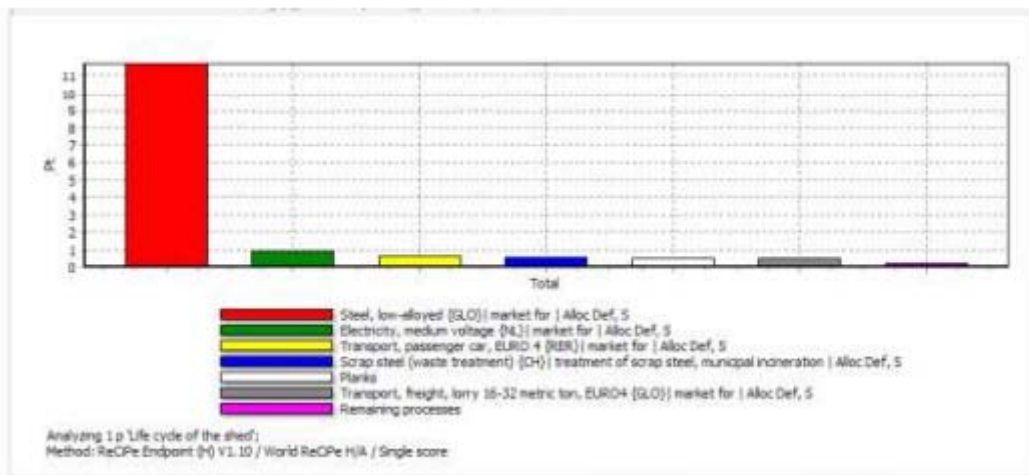


Fig.46 Rappresentazione sotto forma di istogramma, valori visualizzati in ordine decrescente

Le valutazioni finali vengono fatte sulla base di differenti metodologie di indagine che possono essere scelte dall'elenco presente nella libreria SimaPro

METODI FINALI DI ANALISI

Verranno ora introdotte alcune metodologie di valutazione dei dati finali che vengono utilizzate a seconda di cosa si vuole andare ad osservare nello specifico nel computo finale dei risultati.

Il software SimaPro permette vari tipi di calcoli come ad esempio: il calcolo della rete totale, un'analisi del singolo componente ed anche un confronto tra due blocchi sulla base di un determinato parametro.

Prima di eseguire tutte queste opzioni bisogna preliminarmente scegliere un metodo attraverso il quale analizzarle a seconda di quello che si vuole andare a considerare (emissione specifica, GWP, ecc...).

In SimaPro è presente un elenco di varie metodologie di analisi finale, lo stesso software aiuta poi l'utente con un documento PDF utilizzabile come tutorial "Database Manual Methods" riguardante appunto i metodi finali ed i database ai quali poter fare riferimento per i calcoli.

Come spiegato anche nella guida, vi è una prima suddivisione principale delle varie categorie principali relative a metodologie utilizzate in varie parti del mondo nelle quali, scegliendo quella interessata, si accede alle successive sotto categorie che ne fanno parte:

- European Methods
- Global
- North American
- Single Issue
- Water Footprint
- Superseded

Ognuna di queste, al suo interno, presenta un gran numero di metodologie più specifiche focalizzate su diversi aspetti a seconda del calcolo.

Per ogni metodo presentato il documento ne descrive la caratterizzazione e i parametri/caratteristiche alle quali fa riferimento, la normalizzazione e la pesatura verso le categorie di impatto finale.

In ambito di normativa relativamente ai metodi europei si possono annoverare:

- **CML-IA:** proposto da un gruppo di scienziati del Centre of Environmental Science of Leiden University che hanno proposto un set di categorie di impatto e dei metodi di caratterizzazione. In SimaPro sono presenti due versioni, quella "baseline" contenente solo 10 categorie e la seconda che le annovera tutte.

Le categorie principali sono quelle descritte anche nella classificazione LCA espressa in precedenza, vengono divise in

- categorie obbligatorie di impatto
- categorie addizionali di impatto
- altre categorie di impatto

La normalizzazione avviene prendendo delle situazioni di riferimento.

- **Ecological scarcity 2013:** riprende la metodologia del 2006.

In SimaPro viene indicato come Ecopoints e tale metodo pesa i fattori finali come impatti, consumo delle risorse ed emissioni attraverso una serie di ecoindicatori. In questo metodo viene applicata la soluzione di basarsi sulla distanza dall'obiettivo stabilito come target.

L'implementazione Ecoinvent fa riferimento a 19 tipi di categorie specifiche di

impatto, le quali rappresentano un tipo di emissione o un consumo di risorsa.

- **EDIP 2003**: metodo che riprende le classiche categorie, ma aumentandone l'orizzonte temporale o spaziale ed estendendo i valori con extra fattori.
- **EPD (2018)**: Environmental Product Declarations pubblicata sul sito dello Swedish Environmental Management Council.

Le categorie di impatto analizzate sono principalmente quelle descritte nella spiegazione dell'analisi LCA data nel capitolo ad essa relativa (eutrofizzazione, ODP, GWP, acidificazione) alle quali vengono aggiunte la scarsità d'acqua e l'impatto dei fossili o altri componenti.

- **ILCD 2011 Midpoint+**: Si rifà ad una metodologia precedente anche se in questo caso i fattori di pesatura vengono aggiunti con uguale peso per ognuna delle categorie raccomandate indicate nel documento.

La commissione Europea ha altresì stilato una lista di metodi raccomandati per valutare le varie categorie di impatto. Il metodo complessivo finale globale è ancora lontano dall'essere completo.

Risulta essere ancora in pieno sviluppo la ricerca per la valutazione scevra da interpretazioni di ogni categoria per poterle definire in modo univoco cercando di determinare anche la priorità tra di esse.

In aggiunta nel database delle banche dati possono essere utilizzate anche metodologie che presentino un focus su dei singoli parametri definiti dalla categoria single issues:

- Cumulative Energy Demand
- Ecosystem Damage Potential
- Greenhouse Gas Protocol
- IPCC 2013

Cumulative Energy Demand (CED): è un metodo basato su un altro metodo pubblicato da Ecoinvent.

Si divide in 3 metodi differenti aventi però lo stesso obiettivo e lo stesso scopo finale, Il CED, l'LHV, il CexD.

La versione di default si basa principalmente sul potere calorifico superiore.

I fattori di caratterizzazione sono dati dalle risorse di energia divise in 5 categorie di impatto:

1. Energia non rinnovabile fossile
2. Energia non rinnovabile nucleare
3. Rinnovabile biomassa
4. Rinnovabile eolico, solare, geotermico
5. Rinnovabile idrico

L'LHV è una variazione del CED basata sul potere calorifico inferiore.

Il CexD è l'indicatore che raffigura la totale quantità di energia rimossa dalla natura per la produzione di energia di tutte le risorse richieste.

In questo metodo l'exergia è utilizzata come misura del potenziale di perdita relativamente alle risorse di energia utili.

In questa caratterizzazione, diversamente dalle precedenti ci sono delle categorie in aggiunta relativamente all'energia cinetica, alla parte non rinnovabile derivante da metalli o da minerali.

L'Ecosystem Damage Potential (EDP): è una metodologia dell'analisi LCA inerente la trasformazione e l'occupazione della terra sviluppata dalla Swiss Federal Institute of Technology.

Il metodo venne creato utilizzando informazioni empiriche di 5581 semplici casistiche riguardo alla diversità delle specie, nello specifico prese da studi provenienti dall'Europa Centrale.

Una variazione lineare della trasformazione del numero di specie si ripercuote in una trasformazione lineare nel potenziale danno dell'ecosistema.

Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol): sviluppata dal World Resource Institute (WRI) e dal World Business Council for Sustainable Development si propone di effettuare un conteggio delle emissioni gassose prodotte dal processo.

Tutte le emissioni prodotte vengono riportate alla quantità di CO₂ equivalente e per eseguire tale operazione si è preso l'orizzonte temporale sugli ultimi 100 anni del Global Warming Potential.

Tutte le emissioni dei gas serra (riportate alla CO₂ equivalente) vengono calcolate e sommate in un inventario nel quale sono presenti tutti i processi primari ed i principali processi di background.

Tra le emissioni viene fatta una distinzione tra:

- Gas effetto serra derivanti da fonti fossili
- Emissioni di carbonio biogeniche
- Assorbimento di anidride carbonica
- Emissioni derivanti dalla trasformazione del suolo

IPCC2013: è un upgrade del metodo IPCC del 2007 sviluppato dall'International Panel of Climate Change potendo assumere un orizzonte temporale sul cambiamento climatico da 20 fino a 100 anni.

Vengono fatte delle considerazioni primarie sulla caratterizzazione per le emissioni in aria legate al GWP (eccetto il metano):

- Non viene considerata la formazione indiretta di alcuni composti derivanti dalle emissioni di azoto
- Non viene conteggiata la componente radiativa derivante da emissioni di ossidi di azoto (NO_x), acqua, solfati ecc... nello strato più basso della stratosfera ed in quello più alto della troposfera.
- Non viene considerato il range degli effetti indiretti dati dall'IPCC
- Non si considera l'anidride carbonica formata dalle emissioni di monossido di carbonio (CO)

La scelta degli indicatori dell'inventario relativo all'analisi del ciclo di vita è, molto spesso, una somma di molte sostanze diverse emesse in tutti i sotto-compartmenti in cui è stato diviso il processo.

La lista degli indicatori usati per l'analisi degli impatti (LCI) viene divisa in due, una prima parte contiene il set delle emissioni classiche e standard già indicate trattando l'analisi LCA ed il metodo Ecoinvent come ad esempio l'emissione di anidride carbonica derivante da fonti fossili, la seconda invece descrive i flussi aggiuntivi usati in un successivo report Ecoinvent (es attinidi emessi).

Le due liste sono implementate in modo diverso nel software SimaPro.

In ogni caso, il database degli indicatori e la selezione di essi o del metodo stesso aiuta l'utente ad avere un accesso migliore ai risultati prodotti dalla parte definita dalla LCI.

ReCiPe

Ultima ma non meno importante vi è la metodologia ReCiPe, un metodo di analisi globale che racchiude al suo interno diverse sottocategorie di impatto.

Questo metodo è il successore dei precedenti Eco-indicator99 e CML-IA (già descritto in precedenza), cercando di attingere l'approccio relativo agli impatti della prima metodologia e la visione e l'approccio diretto al problema del metodo europeo.

In ReCiPe vi sono altri due casistiche di calcolo alle quali si può fare riferimento: il livello Endpoint e quello Midpoint nelle quali cambiano le categorie di impatto.

Al livello Midpoint sono associate 18 categorie di impatto come ad esempio: Ozone Depletion, Human Toxicity, Natural land transformation ecc.; Alcune di queste vengono riprese dalle metodologie precedenti come CLM-IA baseline.

Per quanto riguarda l'Endpoint, tutte queste categorie vengono raggruppate in 3 macroaree riferite a: Salute dell'uomo, consumo delle risorse ed ecosistema.

ANALISI LCA DEL CASO IN ESAME

Come già descritto in precedenza il caso preso in esame si riferisce ad un'azienda del settore agro-zootecnico dal quale attingere anche il mix di biomassa per la produzione del biogas da utilizzare per i diversi usi finali.

Sono state fatte delle assunzioni preliminari per poter procedere all'implementazione del programma ed alla lettura dei risultati.

Le basi preliminari sono state tutte decise in modo verosimile rispetto ad una situazione reale, un esempio significativo è il caso dell'approvvigionamento della biomassa, ipotizzata essere disponibile e pronta all'uso.

Un tale quantitativo di biomassa colturale e reflui zootecnici (solidi o liquidi che siano) richiede un'ingente numero di capi bovini e un'elevata superficie di appezzamenti dedicati alla coltura, in questo caso il mais.

Prendendo i valori medi da letteratura, con uno sguardo verso la situazione e le prospettive italiane, se si ipotizza che tutte le tonnellate giornaliere vengano da un'unica fattoria, si arriva ad avere un'azienda decisamente importante (casistica presente nel nostro territorio anche se non in una percentuale elevata) indicabile in un livello medio-grande e avente più di un migliaio di capi di allevamento e molti ettari dedicati alla coltivazione del mais.

Un'altra assunzione preliminare fatta è la compatibilità del biometano prodotto (nel caso in esame è stato preso un biogas avente un contenuto di metano pari al 60-65%) con il gas naturale normalmente utilizzato e quindi interscambiabile con il gas di origine fossile (ai fini della trattazione risulta essere un'informazione marginale poiché non viene posto il problema dell'uso fattone una volta trasportato ma altresì utile per non dover inserire successivi processi di depurazione, trattamento o miscelazione con il gas naturale).

Nell'analisi preliminare, relativamente al caso base principale si è supposto di sfruttare tutto il calore, energia o biometano prodotto evitando di dissipare calore per rendere virtuoso l'utilizzo dell'azienda.

A questo proposito sarebbe utile e interessante approfondire con un confronto ed una valutazione di sensibilità le quantità di energia/biometano utilizzabili in loco, venduti alla rete o dissipati nel caso vi fosse l'impossibilità di utilizzarli.

Chiaramente le considerazioni che possono essere effettuate in uno studio del genere sono molteplici anche in virtù del fatto che vi sono numerose tipologie di uso finale che potrebbero essere sfruttate a seconda dell'azienda e soprattutto vi è un gran numero di parametri in gioco da poter variare a seconda della situazione reale in cui si decide di andare a lavorare.

In uno schema come quello studiato in questo elaborato vi sono moltissime grandezze che possono essere cambiate come ad esempio le distanze, andando a ridurre o ad aumentare i trasporti, la quantità di energia utilizzata e altresì prodotta (in questo caso tale parametro andrebbe a modificare anche la parte di filiera precedente relativamente a quantità di biomassa e conseguente dieta, grandezza digestore).

DEFINIZIONE SCOPI E OBIETTIVI

SCOPI E PUBBLICO:

Scopo principale dell'elaborato:

Report redatto per attività didattica.

Elaborato finalizzato ad essere presentato come lavoro di tesi magistrale per la laurea magistrale in Ingegneria Energetica e connesso relativamente all'attività studiata nel corso di energetica applicata.

Scopo secondario del caso specifico preso in esame:

Valutazione dell'intero ciclo di vita di una filiera di biogas con diversi utilizzi finali ed analisi e confronto degli usi appena citati tra loro al fine di confrontare le varie soluzioni per uno stesso processo iniziale uniforme.

Pubblico:

Il pubblico verso la quale ci si rivolge con questa analisi LCA è composto dal relatore di suddetta tesi e dai professori facenti parte della commissione di laurea istituita per giudicare l'elaborato proposto come lavoro conclusivo di laurea magistrale.

Chiaramente in seconda istanza tale lavoro è volto anche a tutti coloro abbiano intenzione di visionare lo scritto in esame, professori, studenti, aziende del settore o chiunque altro ne abbia interesse.

Definizione dell'unità funzionale:

L'unità funzionale presa in esame e verso la quale sono state riportate tutte le grandezze in gioco presenti nello schema impiantistico è lo standard metro cubo di biogas prodotto stdm^3 . Lo stdm^3 preso come riferimento nello schema impiantistico è l'unità di misura di volume attraverso il quale viene espressa la quantità di biogas prodotto dal digestore.

Nell'analisi degli usi finali vi sono molteplici prodotti derivanti dal biogas (energia elettrica, energia termica, biometano gassoso, biometano liquido) ognuno con la propria unità di misura, ma alla fine tra tutti si è deciso di utilizzare la produzione a monte come discriminante e mettere tutto in funzione di essa.

Tale scelta è stata decisa anche in considerazione del fatto che si è partiti preliminarmente dall'idea di dover produrre 1 MW elettrico, da questa considerazione primaria si è proseguiti poi a dimensionare tutto il resto per poter avere tale produzione.

Un'altra unità funzionale che si sarebbe potuti prendere in alternativa sarebbe stato l'intero ciclo di vita del digestore e valutare impatti emissioni e tutta l'analisi relativamente a tale orizzonte temporale.

Analisi dei confini del processo:

In questo sistema si è deciso di analizzare l'intero ciclo di vita della filiera del biogas + prodotti finali, dalla produzione e raccolta della biomassa fino al trasporto del sottoprodotto derivante che si è decisi di produrre (pertanto ci si ferma prima dell'utilizzo finale).

Tale scelta non ha un'accezione nominale definita, si può dire che si parte dalla culla (cradle) ma ci si ferma prima che l'energia (in qualsiasi forma essa sia) venga utilizzata per il suo uso finale.

Nemmeno geograficamente si possono avere dei confini precisi e ben definiti poiché in alcuni casi l'energia viene utilizzata in loco ed in altri casi viene trasportata fino alla rete o a qualche punto di raccolta esterno all'azienda.

Categorie di dati:

Dati primari: Non presenti

Dati secondari: Valori di partenza raccolti da letteratura e integrati con i database del software SimaPro Professional

Tutti i dati relativi ad impatti emissioni e altri parametri sono stati presi dai database già implementati all'interno del software SimaPro o dalla letteratura. Tali valori sono stati poi modificati a seconda dell'utilizzo e dei materiali relativi da prendere in esame.

Tutti questi pertanto vengono considerati dei dati secondari poiché personalmente non si è andati a misurare nessun tipo di grandezza in modo diretto sia di input che di output.

Questa decisione è derivata sia dal fatto che non vi è una diretta corrispondenza nel caso reale e pertanto non è possibile fare delle prese di misura diretta sia non vi sarebbe stata la possibilità. I valori sono comunque tutti riferiti a letteratura basati su valori medi, dimensionamenti e calcoli effettuati in autonomia .

Criteri di esclusione degli input e output:

Non si è deciso in modo personale ed arbitrario un criterio particolare di esclusione, ma ci si è adattati alle scelte effettuate dal software stesso, unica libertà che si può avere è relativa al computo di grafici, tabelle e nella visualizzazione dei dati in generale.

In questo caso si può andare a variare la percentuale della grandezza scelta al di sotto della quale non si prende in considerazione tale contributo (vantaggio notevole nel caso di molteplici processi parte dei quali presentano percentuali decisamente basse che non vanno a contribuire in modo significativo).

Qualità dei dati:

In questo caso non si può rispondere perché è legata alla scelta degli strumenti di misura ma prendendo solamente i dati secondari dei database e dalla letteratura non si può stabilire una precisione dello strumento.

È invero che le banche dati sono redatte da commissioni autorevoli a livello internazionale pertanto si può certamente pensare che la qualità dei dati sia ottima e fatta con i migliori strumenti possibili, vista anche l'importanza e l'utilizzo a livello mondiale dello stesso software.

ANALISI DI INVENTARIO

Come già specificato numerose volte questa fase dell'analisi LCA viene rappresentata come un diagramma a blocchi e anche nel programma utilizzato ogni processo è stato preso come un “macro-blocco” al cui interno sono stati inseriti altri blocchi relativi ai suoi processi interni.

I macro-blocchi sono stati divisi in base alla parte di filiera della quale fanno parte in modo da accorpate i processi in aree di lavoro.

Nell'elaborato in questione, si è deciso di suddividere l'analisi LCA in aree a seconda del processo analizzato ed all'uso finale a cui si faceva riferimento.

La struttura è stata così disposta:

1. Blocco produzione biogas

È il blocco principale nel quale sono racchiusi tutti i processi che fanno parte della filiera dalla coltivazione alla costruzione del digestore ed alla produzione del gas stesso.

Poiché nell'elaborato di tesi si è deciso di valutare solamente gli usi finali questo blocco risulta uguale per tutti, con una struttura e delle assunzioni fatte sui componenti costanti e ben definite.

In questa parte di filiera vi sono i vari processi inerenti la biomassa come la coltivazione, la raccolta ed il trasporto e quelli inerenti al digestore anaerobico.

Vengono anche aggiunti i processi relativi al digestato ed al suo trasporto al mercato o riutilizzo in azienda come fertilizzante per i campi.

Chiude il blocco la valutazione della CO₂ evitata poiché è stata assorbita dalla coltivazione durante la crescita.

```
----A00_Analisi preliminare----  
A00_ANALISI LCA DIGESTORE  
A1_COLTIVAZIONE BIOMASSA U  
A1_DIETA DIGESTORE  
A2_TRASPORTO BIOMASSA AL DIGESTORE  
A3_DIGESTORE  
A4_SMALTIMENTO DIGESTATO NELLE COLTURE  
A4b_VENDITA DIGESTATO AL MERCATO  
A5_CO2 EVITATA
```

Fig. 47 Schema del blocco SimaPro appena descritto

2. Blocco utilizzo calore in loco

Tale blocco è il primo relativo agli usi finali che risulta essere a sé e non uguale per tutte le tipologie.

In questo caso si tiene conto di avere un motore cogenerativo a biogas che produce energia elettrica e termica, entrambe consumate in loco.

Come nel blocco precedente si andrà ad eseguire un calcolo relativamente l'energia elettrica e termica risparmiate che sarebbero state prodotte in altra maniera con differente combustibile.

```
B-----  
B-----CASO 1 (UTILIZZO DEL CALORE IN LOCO)-----  
B0_ANALISI LCA DEL CASO 1  
B1_MOTORE COGENERATIVO  
B2_ENERGIA EVITATA
```

Fig.48 Schema blocco due calore utilizzato in loco

3. Blocco del teleriscaldamento

Il caso del teleriscaldamento è molto simile a quello precedente poiché si producono energia termica ed elettrica.

Diversamente dal caso precedente, bisogna inserire il blocco relativo alla costruzione ed al trasporto con condotte verso luoghi esterni.

```
C-----  
C-----CASO 2 (TELERISCALDAMENTO)-----  
C0_ANALISI LCA DEL CASO 2  
C1_MOTORE COGENERATIVO  
C1th_TELERISCALDAMENTO  
C2_ENERGIA EVITATA
```

Fig.49 Schema blocco teleriscaldamento

4. Blocco upgrading

Proseguendo con le varie finalità, si mette da parte il motore cogenerativo e si trasforma tutto il biogas prodotto in biometano attraverso il processo di upgrading (in questo caso senza liquefazione).

Successivamente la trasformazione, in questa prima procedura si effettua anche una compressione per recuperare delle successive perdite in condotta durante il trasporto.

Anche in questo caso sempre presente la valutazione dell'impatto evitato ora riferito al combustibile che si sarebbe dovuto attingere dalla rete.

```
D-----  
D-----CASO 3 (UPGRADING)-----  
D0_ANALISI LCA CASO 3  
D1_UPGRADING  
D2_COMPRESSIONE  
D3 TRASPORTO  
D4_GAS EVITATO
```

Fig.50 Schema blocco upgrading con compressione

5. Blocco upgrading con liquefazione

Questa struttura risulta essere identica alla precedente per la parte iniziale, successivamente però cambiano le modalità di trasporto e lo stato nel quale si presenta il biometano.

In questa fase infatti, dopo aver prodotto il gas rinnovabile si passa alla liquefazione per poterlo trasportare attraverso carri bombolai.

Pure in questo blocco si va a quantificare quanto GNL derivante dalla rete viene risparmiato producendolo da sé.

```
E-----  
E-----CASO 4 (CON LIQUEFAZIONE)-----  
E0_ANALISI LCA CASO 4  
E1_UPGRADING  
E2_LIQUEFAZIONE  
E3 TRASPORTO  
E4_GAS EVITATO
```

Fig.51 Schema blocco upgrading con liquefazione

In aggiunta in questi due casi finali relativi all'upgrading, nella sezione relativa al gas evitato oltre ad inserire la produzione ed il trasporto di un quantitativo di gas pari a quello prodotto, si è deciso di inserire anche l'impatto evitato derivante dalla combustione di tale quantitativo di gas presso una caldaia o un qualsiasi altro mezzo industriale atto alla combustione.

Poiché con alcuni metodi di calcolo i dati finali risultavano sbilanciati e distorti, si è deciso di ipotizzare che l'anidride carbonica separata dal biometano e prodotta nel processo di upgrading venga recuperata e non dispersa in atmosfera liberamente. Chiaramente è da capire l'uso che ne viene fatto.

Proprio per questo motivo, all'interno del blocco relativo all'upgrading, ma inerente agli impatti evitati è stato inserito il guadagno di CO₂ biogenica proveniente da questo processo.

Alla fine di tutti i blocchi descritti ve ne è anche uno composto da una sola struttura relativo a tutti gli impatti evitati presi insieme, in questo modo utilizzando tale blocco si può immediatamente andare ad eseguire valutazioni od analisi su tutti i guadagni ottenuti lungo tutto il processo.

Come si vede anche dalle immagini precedenti in ogni schema impiantistico vi è un input iniziale, denominato con la casistica affrontata, che racchiude tutti i processi successivi presenti in quell'uso finale.

Anche in questo caso, tale assunzione costruttiva è stata scelta per rendere più agevole la valutazione sia del singolo blocco impiantistico (vengono comunque visualizzati anche i risultati per ogni singolo processo o componente) sia per poter effettuare un'analisi e dei confronti tra tutti i blocchi in modo rapido tenendo conto dell'intero sottosistema di ogni blocco.

Per snellire il calcolo in ogni casistica sono state implementate anche delle varianti di calcolo dell'intero blocco ad esempio strutture in cui è stato accorpato il caso A del digestore a tutti i casi relativi agli usi finali per fare una valutazione immediata e complessiva di tutta la filiera.

Da questo punto di vista il software SimaPro viene incontro all'utente con una scelta rapida ed intuitiva dell'analisi che si intende effettuare (analisi singola, confronto tra più blocchi, analisi di rete) ed una semplicità nello scegliere i blocchi verso i quali effettuare le valutazioni.

A tutto questo si aggiunge la vasta libreria di metodi da scegliere e utilizzare per stilare delle conclusioni.

Anche in base alla caratteristica che si vuole evidenziare, denotata da un preciso metodo di analisi, il software semplifica le cose andando a valutare i singoli impatti sia per processo che per parametro e mostrandoli all'utente in modo già diviso e pesato o attraverso tabella o attraverso un istogramma.

Lo schema complessivo di tutto il sistema considerato nell'elaborato risulta essere espresso in figura 52 nella pagina seguente:

A00_ANALISI LCA DIGESTORE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A1_COLTIVAZIONE BIOMASSA U	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A1_DIETA DIGESTORE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A2 TRASPORTO BIOMASSA AL DIGESTORE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A3_DIGESTORE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A4_SMALTIMENTO DIGESTATO NELLE COLTURE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A4b_VENDITA DIGESTATO AL MERCATO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
A5_CO2 EVITATA	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
B-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
B-----CASO 1 (UTILIZZO DEL CALORE IN LOCO)-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
B0_ANALISI LCA DEL CASO 1	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
B1_MOTORE COGENERATIVO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
B2_ENERGIA EVITATA	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C-----CASO 2 (TELERISCALDAMENTO)-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C0_ANALISI LCA DEL CASO 2	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C1_MOTORE COGENERATIVO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C1th_TELERISCALDAMENTO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
C2_ENERGIA EVITATA	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D-----CASO 3 (UPGRADING)-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D0_ANALISI LCA CASO 3	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D1_UPGRADING	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D2_COMPRESSIONE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D3 TRASPORTO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
D4_GAS EVITATO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E-----CASO 4 (CON LIQUEFAZIONE)-----	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E0_ANALISI LCA CASO 4	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E1_UPGRADING	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E2_LIQUEFAZIONE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E3 TRASPORTO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
E4_GAS EVITATO	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno
F_ENERGIA ED EMISSIONI EVITATE	Analisi LCA 15/05 con rimozione co2	Nessuno

Fig.52 Schema completo della filiera con le varie ipotesi di utilizzo finale

Come si può notare dall'immagine 52 soprastante e come già anticipato in precedenza vi sono delle strutture corrispondenti a parti di filiera (denominate ognuno con una lettera diversa) ed ognuna di esse è composta da organi o processi facenti parte di quell'intervallo di filiera.

Ogni singolo step contrassegnato da una lettera di riferimento e numero associato contiene al suo interno uno o più blocchi prestabiliti (modificati a seconda dell'esigenza) presi dalle banche dati delle librerie presenti nel software.

Vengono successivamente inseriti nelle figure 53 e 54 degli esempi di sottoblocchi per visualizzare più nel dettaglio la loro composizione e vedere a titolo esemplificativo come sono stati strutturati.

Tali schermate sono simili a quella presentata in precedenza nel capitolo introduttivo del software SimaPro anche se in quel caso non risultava essere compilata, ma era solamente un modo per far visionare all'interlocutore l'ambiente grafico di lavoro.

Nome	Stato	Commento
A00_ANALISI LCA DIGESTORE	Nessuno	Analisi LCA del digestore e delle sue componenti Comprende tutti i blocchi successivi inseriti nel programma nella parte definita dalla lettera A Questo blocco è uguale per tutti i casi successivi poiché questa parte si vuole tenere costante e variare solamente gli usi finali

Materiali/assemblaggi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio	SD^2 o 2*SE	Min	Max	Commento
A1_COLTIVAZIONE BIOMASSA U	1	p	Non definiti				Si riferisce alla parte iniziale di coltivazione e raccolta della biomassa intesa come coltura e refluo zootecnico (solido e liquido)
A2 TRASPORTO BIOMASSA AL DIGESTORE	1	p	Non definiti				Una volta raccolta, la biomassa viene trasportata al digestore attraverso un trattore con adeguato rimorchio agricolo per una quantità di km definita
A3_DIGESTORE	1	p	Non definiti				Rappresenta il blocco principale del digestore e la digestione anaerobica che si svolge in esso
A4_SMLTIMENTO DIGESTATO NELLE COLTURE	1	p	Non definiti				Parte del digestato prodotto (un 10 %) viene riutilizzato in loco nei campi diventando un guadagno
A4b_VENDITA DIGESTATO AL MERCATO	1	p	Non definiti				Il restante digestato viene venduto al mercato dopo essere stato trasportato per tot km da un trattore
A5_CO2 EVITATA	1	p	Non definiti				In questo primo blocco si valuta solamente il recupero della CO2 assorbita dalle piante durante la loro fase di crescita
(Inserisci linea qui)							
Processi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio	SD^2 o 2*SE	Min	Max	Commento
(Inserisci linea qui)							

Fig.53 Blocco relativo all'analisi globale della filiera precedente il biogas

Nome	Stato	Commento
A4b_VENDITA DIGESTATO AL MERCATO	Nessuno	Ipotizzare una quota parte del digestato utilizzata per essere venduta come fertilizzante presso un mercato con una percentuale pari al 90%

Materiali/assemblaggi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio	SD^2 o 2*SE	Min	Max	Commento
Compost (RoW) treatment of biowaste, industrial composting APOS, U	-65/11500*0,90 = -0,00509	ton					Quantità di digestato espressa in t/kWh che viene venduta al mercato. Si tratta del 90% del totale digestato prodotto
(Inserisci linea qui)							
Processi	Quantità fisica	Unità di mi	Distribuzio	SD^2 o 2*SE	Min	Max	Commento
Transport, tractor and trailer, agricultural [GLO] market for APOS, U	0,00509*35 = 0,178	tkm					
(Inserisci linea qui)							

Fig.54 Esempio ancora più specifico relativo allo step della vendita del digestato al mercato

A titolo di esempio sono stati riportati il blocco iniziale comprendente tutti i processi del caso A uguale per tutti e anche un suo sotto-blocco relativo alla vendita del digestato al mercato.

Come si può vedere dalle due immagini in figura 53 e 54 prese come esempio, le quantità fisiche espresse vengono espresse con la loro unità di misura associata e preimpostata (ton o tkm). Durante l'analisi degli impatti vengono poi riportate all'unità funzionale dello stdm³ grandezza scelta come riferimento nella fase preliminare di definizione scopi e obiettivi dell'analisi.

Sotto le linee relative a materiali/assemblaggi e processi sono stati inseriti i blocchi presenti nelle banche dati del software (in questo caso la parte relativa al trasporto con macchina agricola è stata presa tale e quale, ma, per quella riferita al compost sono state apportate delle modifiche ai valori iniziali in modo da renderla adatta ai fini della trattazione in questione).

Per la migliore comprensione di tutti i processi presi in considerazione vi è una descrizione iniziale che riassume brevemente (vi è un massimo di caratteri utilizzabili) la struttura alla quale tale blocco si riferisce, le assunzioni e le ipotesi fatte a riguardo, eventuali dati o parametri presi da letteratura.

Si è preferito inserire anche un commento per ogni blocco SimaPro presente sempre con la finalità di essere descrittivo, in modo da fornire una spiegazione del perché viene utilizzato tale blocco, a cosa si riferisce ed esplicitare l'utilizzo di valori costanti o parametri in modo che chiunque possa capire come mai sono state utilizzate determinate formule per arrivare a tale risultato.

In tutti i blocchi, ove possibile, come unità di misura di riferimento sono stati presi i kWh per quanto riguarda l'energia o i kW per la potenza, i m³ per le unità di volume e le tonnellate come unità di massa.

Ovviamente, riportando tutto all'unità funzionale, tutte le unità predette saranno divise per stdm³ e quindi saranno espresse in [unità di misura x]/ stdm³.

Grazie alla semplicità schematica del software SimaPro lo schema iniziale costruito dall'utente può essere modificato per effettuare analisi aggiuntive o ex novo rispetto a quelle già predisposte andando a variare, eliminare od aggiungere blocchi, in questo modo si può approfondire l'analisi che si sta effettuando oppure ampliarla con successive valutazioni.

ANALISI DEGLI IMPATTI

Dopo aver riassunto tutta la filiera e anche i casi finali in un unico schema impiantistico si procede all'analisi per quantificare i consumi e gli impatti delle diverse strade finali, determinare quale può essere la più conveniente a seconda del metodo scelto e delle condizioni al contorno.

Si è deciso di procedere nel seguente modo, innanzitutto con l'ausilio del software è stato studiato in primis il blocco relativo alla produzione di biogas (indicato nel testo e nelle immagini con la lettera A).

Poiché, come già detto, l'analisi di questo elaborato si vuole concentrare principalmente sugli usi finali, la valutazione della prima parte di filiera, uguale per tutti, assume un peso differente rispetto alle casistiche successive.

Per questo motivo si procede ad un'analisi primaria, in modo da valutarne le “problematiche” i possibili miglioramenti e i processi più impattanti che se migliorati portano beneficio a tutte le strutture seguenti.

Successivamente si passerà alla valutazione ed al confronto tra tutte le modalità di uso finale andando a quantificare gli impatti in modo da effettuare delle conclusioni sulla tipologia di utilizzo migliore anche in relazione alla diversa metodologia che si intende andare ad impiegare.

I confronti effettuati saranno sia di natura complessiva relativamente a tutti e quattro i casi presi in considerazione, sia andando a differenziarli per tipologia, metodi utilizzanti upgrading e metodi di produzione dell'energia.

Per avere una diversa visione e prendere a riferimento diversi parametri principali si è deciso di effettuare l'analisi con metodi il più variegati possibili e derivanti da librerie diverse:

- Libreria globale
 - ReCiPe 2016 endpoint (I)
- Metodologie Europee
 - CML-IA baseline
 - EPD (2013)
- Single Issues concentrate su determinati parametri
 - Cumulative Energy Demand
 - Greenhouse Gas Protocol
 - IPCC 2013 GWP 20a

Ci sarebbero state anche altre tipologie di metodo di analisi che sarebbe stato interessante valutare ma, visto l'elevato numero di casi e la già cospicua quantità di metodologie utilizzate si è scelto di non inserirle nella trattazione per non diventare prolissi.

Si parte ora con l'analisi del blocco A (comprendente i processi di coltivazione, trasporto, digestione e vendita al mercato o utilizzo in loco).

Il primo metodo utilizzato sarà il CED, metodologia che valuta l'utilizzo di energia nei diversi processi.

Con il metodo CED si visualizza quale componente consuma di più, se rispetto ad una produzione “ordinaria” si ottiene un risparmio di energia e di che tipo è l'energia che si sta

utilizzando.

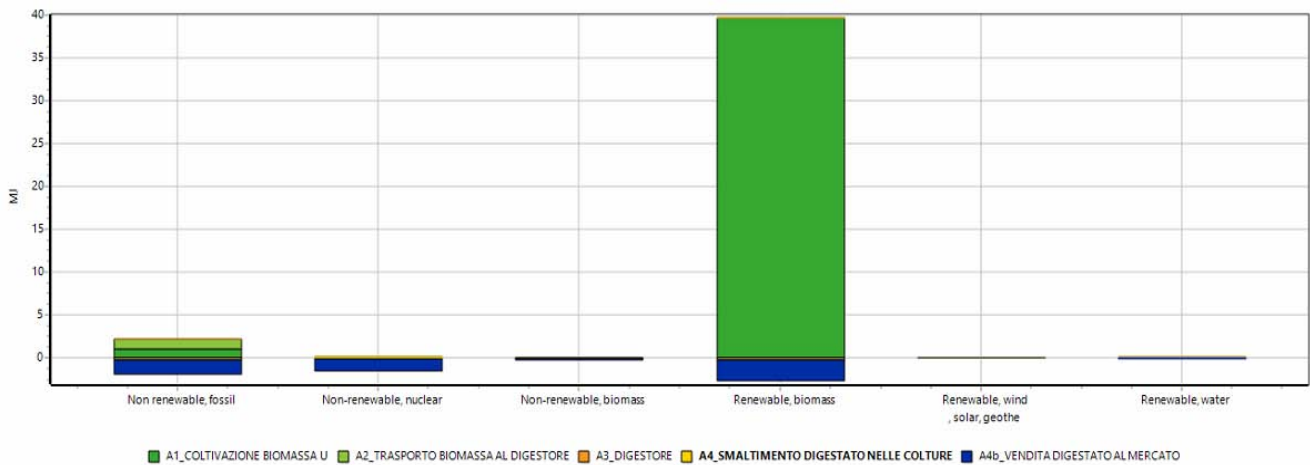


Fig.55 Metodologia CED blocco A (Peso)

Come si evince dall'istogramma presentato in figura 55, il software, nell'esposizione dei dati in forma grafica, riporta diverse colonne a seconda della tipologia di energia consumata (fossile, nucleare, rinnovabile) con un valore positivo per l'energia consumata ed un valore negativo per quella risparmiata (rispetto alla produzione con altri tipi di fonte derivanti dal mix nazionale).

Relativamente al caso in esame si può notare come l'energia più utilizzata sia la biomassa rinnovabile (la maggior parte data dal contenuto energetico della biomassa, per l'insilato di mais si è utilizzato un valore di 13 MJ/kg preso da letteratura) seguita da un discreto, ma per fortuna limitato utilizzo di energia non rinnovabile derivante da fonte fossile.

I materiali, relativi alla biomassa di origine colturale della quale sono state variate emissioni ed assorbimenti di anidride carbonica, potere calorifico ed è stato eliminato qualche consumo minoritario nella crescita della pianta.

Sono state apportate modifiche anche al digestore andando ad eliminare il biogas, all'interno della filiera infatti il gas nasce e muore e non si nota né negli input né come output.

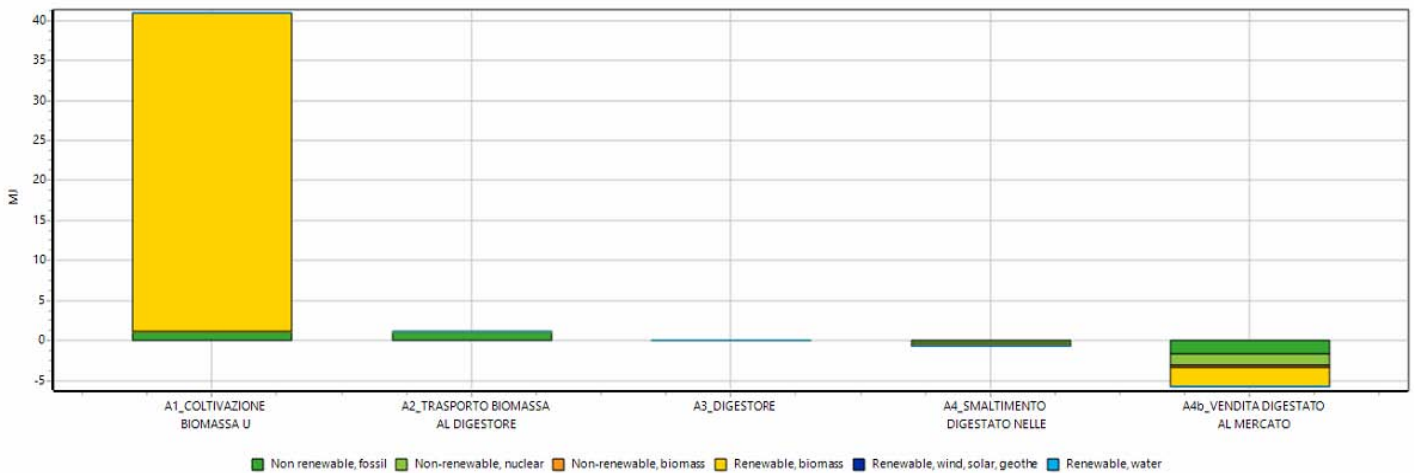


Fig.56 Analisi blocco A con metodo CED (Punteggio singolo)

Il processo più energivoro risulta senza dubbio la coltivazione della biomassa visto anche il regime intensivo che si è deciso di adottare (da non dimenticare il potere calorifico della stessa già citato in precedenza).

L'energia della biomassa è risultata circa 42 MJ, valore elevato rispetto al resto dei processi ma in linea con la superficie coltivata utile al sostentamento della quantità di biomassa da

inserire nel digestore.

Da notare anche che lo smaltimento dello stesso digestato nelle colture in loco e nella vendita al mercato crea un guadagno poiché si usa come fertilizzante il digestato prodotto all'interno dell'azienda dalla digestione anaerobica che altrimenti sarebbe un prodotto di rifiuto, pertanto si risparmia tutta l'energia prodotta per produrre il fertilizzante chimico che sarebbe usato altrimenti. In alternativa il fertilizzante evitato potrebbe essere composto solamente dal letame prodotto dai capi di allevamento dell'azienda. Tale scelta, preferibile rispetto a quella industriale, avrebbe un impatto in fatto di emissioni vista la liberazione di metano in atmosfera per degradazione spontanea.

L'energia salvata con questo processo supera quella consumata dal trattore per percorrere i km nei campi o la strada fatta con il rimorchio verso il mercato.

Chiaramente in questo primo blocco marcato è il contributo della biomassa (soprattutto quella di origine colturale) che in base al potere calorifico varia la quantità di energia da biomassa potenzialmente disponibile ma non sfruttata.

Per la dieta nel caso in esame si è preso un quantitativo giornaliero di:

- 43 t di refluo zootecnico consistente in letame solido
- 5 t di letame liquido (corrispondente ad 1/8 del solido)
- 35 t di insilato di mais proveniente da coltura dedicata

Il refluo e il letame sono prodotti di scarto di altri processi per cui il loro impatto è nullo, anzi, il loro uso determina un impatto negativo perché non si deve ricorrere al loro smaltimento.

Per sostenere una dieta del genere bisogna disporre di circa 45-47 ha di terreno e di un migliaio di capi bovini, si vede da questi numeri che l'azienda deve essere corposa e di una dimensione notevole.

L'uso del letame viene preso in considerazione visto che è un prodotto di scarto dell'azienda, anche per taglie più piccole si cerca sempre di valorizzare tale risorsa che nelle aziende zootecniche risulta sempre essere disponibile.

Tale dieta produce una quantità di 65 t/giorno del quale il 10% viene utilizzato in loco e il restante 90% venduto al mercato (le % possono essere variabili anche in composizione 20-80). Il biogas poiché viene prodotto e trasformato tutto all'interno della filiera non perviene in alcun blocco, ma si stima che si abbia una produzione giornaliera di circa 11500 m³/giorno.

Per quanto riguarda il chilometraggio sono stati previsti 30 km totali di raccolta e trasporto lungo le coltivazioni dell'azienda mentre, per quanto riguarda il mercato si è ipotizzato dover percorrere una distanza di 35 km totali.

Bisogna premettere che il software permette diverse tipologie di visualizzazione dei dati disponibili a seconda del metodo utilizzato. Solitamente in questa trattazione i grafici o le tabelle inseriti faranno tutte riferimento alla pesatura, al punteggio singolo od alla valutazione dei danni globali. In tutte le metodologie vi sarebbe anche l'esposizione dei dati tramite caratterizzazione, i grafici in questa modalità vengono tutti dati con la percentuale come valore di riferimento sull'asse delle ordinate con una minore comprensione rispetto ad un dato definito da determinato valore ed unità di misura.

Passando ora alle metodologie riguardanti emissioni ed impatto sul territorio, si andrà ad analizzare questa prima parte di filiera con il metodo Greenhouse Gas Protocol che dà un focus sulla produzione e l'assorbimento di CO₂ differenziando anche quella di derivazione

fossile dall'anidride carbonica di origine biogenica.

Se	Categoria d'impatto	Unità	Totale	A1_COLTIVAZ BIOMASSA U	A2_TRASPOR BIOMASSA	A3_DIGESTOF	A4_SMALTIM DIGESTATO	A4b_VENDIT/ DIGESTATO
	Totale	kg	-1,39	-1,24	0,0841	0,0017	-0,0239	-0,205
<input checked="" type="checkbox"/>	Fossil CO2 eq	kg	-0,0457	0,154	0,0869	0,00193	-0,0299	-0,258
<input checked="" type="checkbox"/>	Biogenic CO2 eq	kg	-0,0667	0,00245	0,00298	0,00025	-0,00728	-0,0652
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 eq from land transformation	kg	-0,0641	0,000101	0,000157	1,06E-6	-0,00644	-0,058
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 uptake	kg	-1,21	-1,4	-0,00596	-0,000473	0,0197	0,176

Fig.58 metodo greenhouse gas protocol blocco digestore (peso)

Come si può vedere dalla tabella 58 si ha un totale di circa 1,4 kg di CO₂ risparmiati che non sono stati potenzialmente prodotti, il segno meno è dovuto dal fatto che l'assorbimento di anidride carbonica da parte delle colture e la CO₂ non prodotta evitando di bruciare direttamente la biomassa superano le totali emissioni di CO₂ fossili e biogeniche derivanti da costruzioni, trasporto, uso di pesticidi ecc...

Volendo valutare tale impatto anche con il metodo IPCC prendendo il calcolo sull'orizzonte dei 20 anni, il risultato risulta analogo, si ha infatti anche in quel caso un risparmio di CO₂ in maniera però molto meno marcata del caso precedente. Nel caso dell'IPCC infatti le emissioni e gli assorbimenti praticamente si equivalgono portando il totale a -0,1 kg.

Per quanto riguarda il metodo ReCiPe si è scelto di valutare graficamente solamente alcune delle categorie comprese nel metodo, ovviamente si è data maggiore priorità agli aspetti più interessanti ai fini della trattazione e della casistica presa in considerazione come: ionizing radiation, fine particulate matter formation, ozone formation, freshwater ecotoxicity, human toxicity, water use.

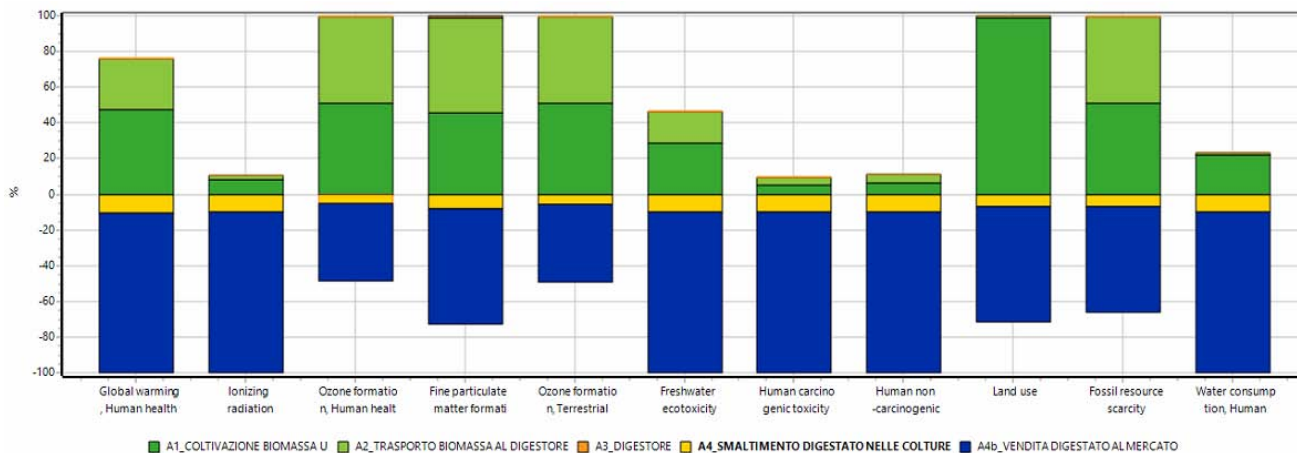


Fig.59 Metodo ReCiPe blocco A (caratterizzazione)

In questo metodo (e analogamente utilizzando il metodo europeo CML-IA baseline) poiché i valori ottenuti dalla normalizzazione sono decisamente piccoli e la tabella comprende innumerevoli categorie, si è utilizzata la visualizzazione per caratterizzazione poiché presenta un colpo d'occhio grafico decisamente migliore.

Come si vede immediatamente dal grafico di figura 59, lo smaltimento del digestato, in loco o mercato che sia, e l'aver conseguentemente evitato di produrre fertilizzante industriale, crea un beneficio per tutte le categorie interessate (in particolare per quelle riguardanti la salute umana e il consumo/tossicità dell'acqua).

All'opposto, la coltivazione della biomassa e il trasporto al digestore creano un impatto maggiore e negativo. Bisogna specificare che a parte il consumo di combustibili, minerali e

sostanze fossili, che comunque hanno valori relativamente piccoli, tutti gli altri valori presentano ordini di grandezza da $10E-8$ fino ad arrivare a $10E-12$ pertanto, come si può vedere dall'esponente, sono numeri decisamente esigui.

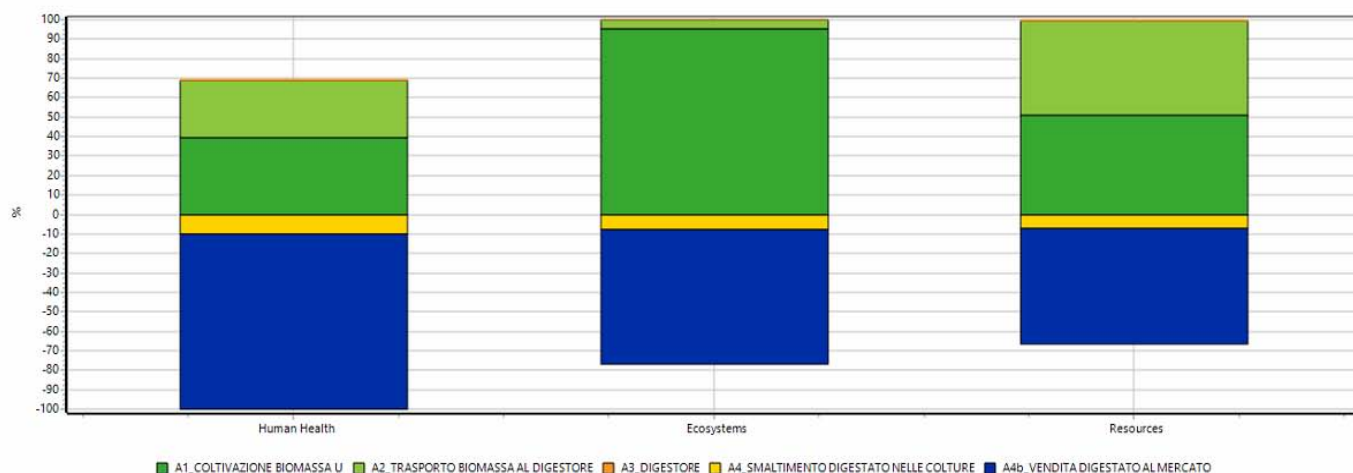


Fig. 60 Metodo ReCiPe blocco A (valutazione dei danni)

Come anticipato nello scorso paragrafo e ribadito nella figura 60 l'utilizzo di fertilizzante naturale (anche letame in alternativa anche se con “guadagni” minori) al posto di quello industriale permette di salvaguardare tutte e tre le categorie, specialmente per quanto riguarda la salute umana.

Allo stesso modo la biomassa, seppur in maniera esigua, porta uno svantaggio in termini di salute, ecosistema e risorse come era lecito aspettarsi visto che il processo di coltivazione e raccolta è oneroso in tutti i sensi.

Come si evince da tutti i grafici fino ad ora presentati i contributi derivanti dalla costruzione del digestore risultano essere decisamente minoritari rispetto alle componenti relative a tutti gli altri processi e la sola costruzione dell'infrastruttura incide in termini di emissioni ed impatti molto meno di quanto si potrebbe pensare. Chiaramente questo dato dipende dalla complessità dell'impianto e dalla taglia del digestore alla quale, con un'analisi più approfondita, andrebbero aggiunti anche gli ausiliari come i misuratori, le componenti di controllo e quelle meccaniche di mescolamento e trattamento. La maggior parte degli organi è comunque presente e implementata all'interno della struttura relativa al digestore.

Tale blocco è stato implementato anche con i metodi EPD (2013) e ILCD (2011) Midpoint+ che ricalcano in parte le categorie già precedentemente descritte focalizzando maggiormente l'attenzione su uno o l'altro parametro.

Anche con queste metodologie i risultati sono stati simili in termini di impatto dei vari processi denotando la scelta del compost autoprodotta ottimale rispetto al doverlo produrre industrialmente.

L'utilizzo del digestato risulta essere più conveniente anche del mero utilizzo dei reflui zootecnici e del letame prodotto nell'allevamento (soprattutto in fatto di emissioni) anche se in questo caso il beneficio in valore assoluto risulta essere minoritario rispetto alla produzione artificiale industriale.

Questi dati sono parte integrante di ogni soluzione finale, successivamente, ogni casistica si svilupperà dal blocco iniziale di filiera appena valutato andando ad implementare un diverso modo di sfruttamento del biogas appena prodotto.

Una precisazione a riguardo è doverosa, rimanendo nei confini di questo blocco iniziale il

biogas sarebbe dovuto essere presente come output alla fine ma, poiché si considera tutta la filiera (anche se questo primo blocco è stato preso a sé per comodità), esso “nasce” e “muore” all'interno della stessa pertanto da un osservatore esterno non viene visualizzato né tra gli input né tra gli output del sistema globale.

In tutti i blocchi precedenti è infatti stato eliminato tra le componenti.

Le soluzioni finali sono state visualizzate con diversi approcci che permettono delle considerazioni differenti a seconda di cosa si è deciso di analizzare nello specifico.

Vi sono molteplici modalità di analisi come ad esempio considerare la totalità dell'intera filiera dalla biomassa al prodotto finale destinato all'utente, ciò all'atto pratico si traduce con l'unione del blocco A (la produzione di biogas) con ogni uso finale, semplificando significa visualizzare i risultati come:

- A+B intera filiera con motore cogenerativo ed utilizzo in loco
- A+C intera filiera con motore cogenerativo ed energia termica usata per teleriscaldamento
- A+D intera filiera con upgrading a biometano e successiva compressione per trasporto in condotte
- A+E intera filiera con upgrading a biometano e successiva liquefazione per trasporto attraverso carri bombolai o mezzo atto a tale funzione

Brevemente:

- Blocco B

Utilizzo del biogas prodotto in un motore cogenerativo per la produzione di energia termica ed elettrica da utilizzare in loco all'interno dell'azienda.

Si ipotizza un motore cogenerativo da 1 MW elettrico e 2,5 MW di taglia totale.

Il rendimento elettrico è stato preso del 40% mentre quello termico del 42%.

Il blocco del motore è stato modificato andando a modificare il combustibile in entrata e alcune emissioni.

E' presente un blocco di energia evitata che corrisponde all'energia termica ed elettrica che in alternativa sarebbe dovuta essere presa dalla rete.

Come energia elettrica si è presa la stessa quantità prodotta ma proveniente dal mix elettrico italiano.

Per quanto riguarda l'energia termica è stato valutato l'impatto evitato nel produrla tramite combustione di gas in caldaia.

- Blocco C

Utilizzo del biogas in un motore cogenerativo per la produzione di energia elettrica e termica con quest'ultima che verrà utilizzata con finalità di teleriscaldamento per utenze limitrofe.

Le taglie e i rendimenti sono analoghi alla situazione del caso precedente.

Lo stesso discorso vale per tutta la situazione relativa all'energia evitata.

Anche le modifiche apportate risultano essere simili rispetto a quelle del caso precedente.

In questo caso una sostanziale differenza può farla la lunghezza delle tubazioni che è funzione dell'isolamento dell'azienda rispetto alle altre utenze.

Chiaramente l'infrastruttura della condotta risulta essere onerosa anche se il tempo di vita è elevato, stimato di 40 anni in questa tesi. La lunghezza è stata assunta pari a 60 km totali divisi tra andata e ritorno.

- Blocco D

Trasformazione del biogas in biometano attraverso un processo di upgrading che porta il gas ottenuto ad una purezza del 96% in metano.

Successivamente si utilizza un processo di compressione del biometano ottenuto fino a 7 bar per poterlo inserire nelle condotte e trasportarlo fino ad un'ipotetica utenza o semplicemente per attaccarsi alla rete del gas.

Come nel caso precedente anche in questa situazione, utilizzando condotte per il trasporto, si può andare a valutare la lunghezza a seconda delle esigenze che si hanno andando anche a valutare con altri casi per quanti chilometri questa soluzione risulta più o meno vantaggiosa rispetto ad altre.

In questa casistica la percentuale di metano nel biogas è stata presa pari al 62% e l'anidride carbonica separata non è stata considerata dispersa (anche perché ciò avrebbe creato un impatto notevole), ma raccolta e recuperata per altro uso.

Il processo di upgrading è stato modificato togliendo materiali ed elementi presenti in precedenza (si sarebbe avuto altrimenti un conteggio doppio).

Per quanto riguarda le distanze, la lunghezza delle condotte è stata presa pari a 40 km inizialmente, per ulteriori valutazioni è stata effettuata un'analisi di sensibilità con diverse distanze.

La quantità di gas evitato è stata implementata come estratta e lavorata in un'apposita centrale e in più sono state valutate anche le emissioni prodotte dalla combustione dello stesso quantitativo in caldaia.

- Blocco E

Trasformazione del biogas in biometano attraverso un processo di upgrading con la stessa purezza del caso precedente.

Stavolta, successivamente il processo primario di rimozione di CO₂ e altri gas, il biometano rimanente viene liquefatto per essere trasportato attraverso dei carri bombolai ad una stazione di servizio od un punto di raccolta ad una certa distanza.

I parametri presi, le modifiche apportate e le assunzioni fatte relativamente la parte iniziale fino al processo di upgrading sono le stesse del caso precedente. Questa volta oltre a variare il chilometraggio preso in misura variabile dai 30 ai 40 km si può lavorare sul processo di liquefazione ipotizzando diversi consumi di kWh per kg con diverse tecnologie (valori presi da letteratura).

Ovviamente all'inizio si andranno a valutare tutte e quattro le tipologie insieme ma nulla vieta che poi si facciano dei confronti interni alle stesse valutandole in base alla scelta di processo che vanno ad utilizzare (consumo diretto di biogas o sua trasformazione) solo per fare un esempio.

Il processo in sé può anche essere integrato con l'inserimento finale dell'energia o del combustibile evitati, questi “guadagni” sono stati calcolati prendendo come riferimento la produzione dello stesso quantitativo di prodotto finale attraverso altre fonti, per l'energia solitamente preso il mix energetico mondiale o in alcuni casi quello più specifico italiano.

Questi blocchi di relativi ai combustibili presenti nel software SimaPro contengono al loro interno tutta la filiera di produzione del bene richiesto (per quanto riguarda il gas) e tutte le emissioni e perdite per energia elettrica e termica.

Grazie all'implementazione dei blocchi contenenti le casistiche con o senza energia evitata si possono effettuare ulteriori analisi a seconda che si voglia prendere solo il consumo del

processo oppure anche il relativo guadagno ottenuto evitando di produrre con altri metodi (per denotare anche la distinzione tra questo tipo di energia rinnovabile e quelle di origine fossile).

Come si è visto quindi vi sono molteplici spunti di analisi a riguardo che tengono conto di più o meno elementi.

Passando alla visualizzazione globale della filiera con le diverse tipologie di uso finale si può notare come tutti i grafici relativi ai diversi casi presentino più o meno lo stesso andamento e si differenzino per il risultato ultimo.

Partendo l'analisi sempre con la metodologia CED si ottiene:

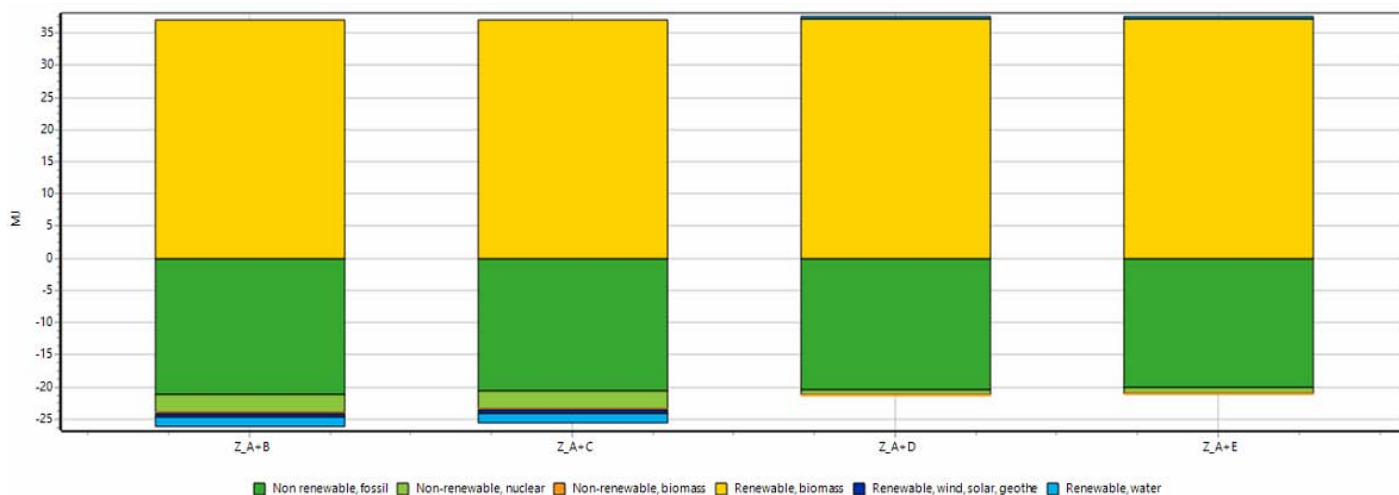


Fig. 61 Confronto tra tutti gli usi finali con metodo CED (punteggio singolo)

Si vede subito che gli istogrammi in figura 61 sono praticamente uguali, la parte di biomassa rinnovabile (giallo) predomina sulle altre. Il valore elevato è dovuto al potere calorifico della biomassa. Come si vede dal grafico vi è una parte (verde) dovuta alle fonti fossili non rinnovabili che crea risparmio essendo negativa, tale porzione è riferita in gran parte all'energia evitata.

In tutte e quattro le colonne si ha un consumo “relativo”, visto che una quota parte è data dall'energia di feedstock della biomassa, e un guadagno in termini di energia da derivazione fossile. Gli ultimi due casi relativi all'upgrading, diversamente dai precedenti, presentano un consumo leggermente maggiore ed un risparmio minore in termini di energia.

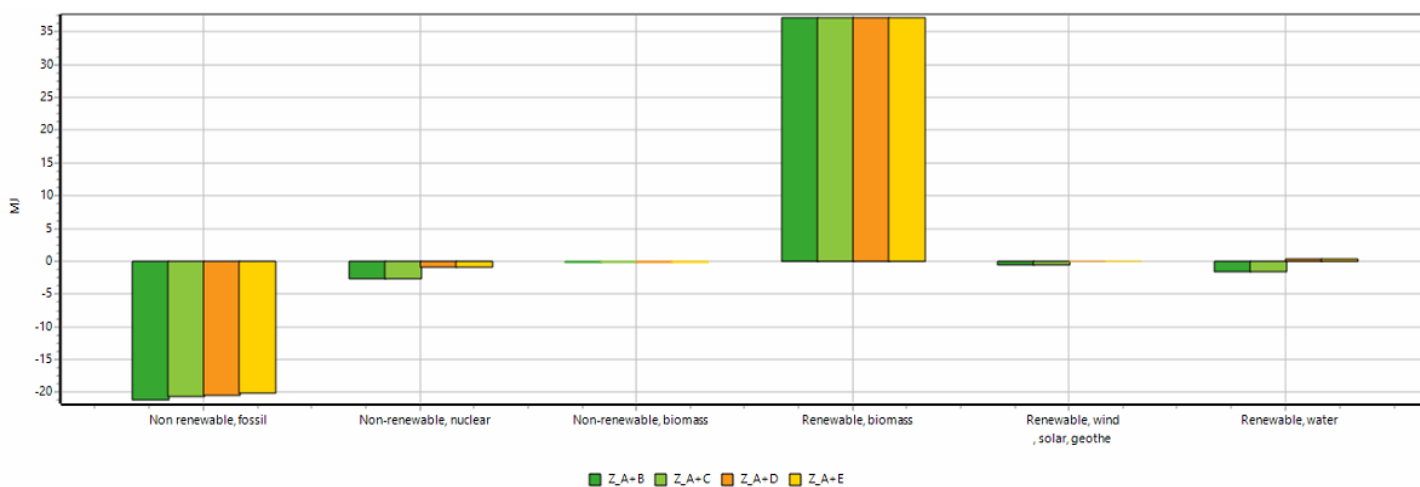


Fig. 62 Confronto degli usi finali con metodo CED (punteggio singolo)

Coerentemente con quanto visto prima, anche in figura 62 si nota come per tutti i tipi di

energia le quattro filiere presentino lo stesso fronte comune eccetto per l'energia rinnovabile di origine idroelettrica, nei primi due casi infatti si utilizza il biogas prodotto come combustibile e non si attinge energia dalla rete quella presente pertanto rientra nella categoria evitata facendo parte del mix nazionale che non viene utilizzato e si presenta come un beneficio. Negli ultimi casi si presenta come un costo poiché viene utilizzata energia proveniente dalla rete.

Questo risulterà più chiaro successivamente quando saranno esaminate le singole parti finali senza tutta la parte antecedente data dalla produzione del biogas.

Come si vedrà infatti nei primi due casi (uso motore cogenerativo NDR) l'energia utilizzata è quella ottenuta dal biogas prodotto in loco e quindi quella realmente spesa risulta relativa alla costruzione dei macchinari (motori) e delle infrastrutture (condotte). Le emissioni del biogas di origine biogenica sono più contenute della controparte fossile (visto anche il contributo di assorbimento della biomassa in crescita) e l'energia spesa risulta essere proveniente da fonte rinnovabile.

Nei casi successivi in cui si arriva al biometano invece bisogna utilizzare energia sia per il processo di upgrading che per i processi di liquefazione e compressione, tale energia consumata proviene dalla rete elettrica pertanto vi è comunque un consumo, seppur minoritario di energia proveniente dal mix nazionale (che al suo interno presenta una quota parte di rinnovabile ed una di derivazione fossile).

Se	Categoria d'impatto /	Unità	Z_A+B	Z_A+C	Z_A+D	Z_A+E
	Totale	MJ	10,9	11,4	16,1	16,4
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-21,2	-20,7	-20,4	-20,1
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	-2,74	-2,71	-0,821	-0,902
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	-0,203	-0,203	-0,203	-0,203
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	37,1	37,1	37,1	37,2
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geoth	MJ	-0,513	-0,511	0,0538	0,066
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	-1,53	-1,51	0,335	0,368

Fig.63 Tabella riassuntiva dell'energia consumata in tutti i casi con metodo CED (punteggio singolo)

In figura 63 vengono visualizzati direttamente i valori relativi al grafico richiamante la figura 62 si può vedere più chiaramente quanto già dedotto dagli istogrammi precedenti. I casi A+D e A+E presentano un consumo totale maggiore di circa 5-6 MJ.

Se	Categoria d'impatto /	Unità	Z_A+B	Z_A+C	Z_A+D	Z_A+E
	Totale	kg	-2,89	-2,86	-1,97	-1,74
<input checked="" type="checkbox"/>	Fossil CO2 eq	kg	-1,55	-1,52	-0,863	-0,784
<input checked="" type="checkbox"/>	Biogenic CO2 eq	kg	-0,129	-0,128	0,173	0,334
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 eq from land transformation	kg	-0,0641	-0,064	-0,0636	-0,0635
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 uptake	kg	-1,15	-1,15	-1,22	-1,22

Fig.64 Emissioni di CO2 totali valutate con metodo Greenhouse Gas Protocol

Anche per le emissioni la situazione è analoga con una riduzione maggiore nelle prime due colonne relative alla cogenerazione visto anche il risparmio unico di produrre elettricità e calore che altrimenti si dovrebbero produrre in modo alternativo andando ad emettere molto di più visto che nella produzione del mix nazionale non vi è solo energia proveniente da FER ma anche da fonti fossili.

Se	Categoria d'impatto	Unità	B0_ANALISI LCA DEL	CO_ANALISI LCA DEL	DO_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	0,0922	0,597	5,03	5,37
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	0,0629	0,511	3,73	4,09
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,00598	0,0319	0,827	0,746
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	3E-5	0,000211	0,000222	0,000136
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,0203	0,0334	0,109	0,127
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	0,00059	0,00195	0,057	0,0691
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,00234	0,0175	0,304	0,337

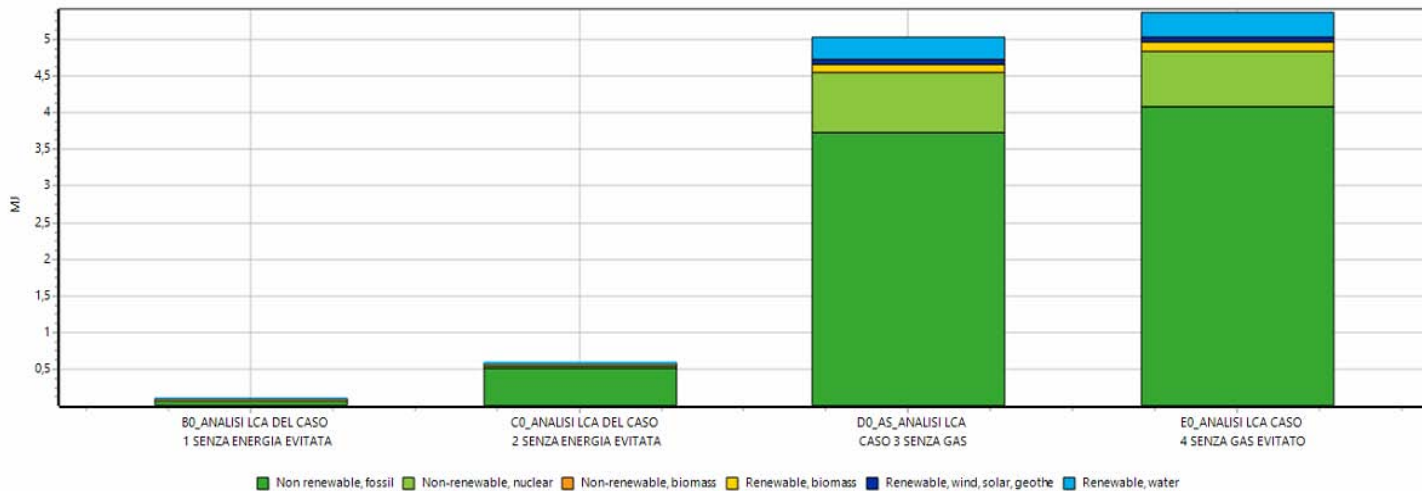


Fig. 65 e 66 Analisi dei soli processi con metodo CED (punteggio singolo)

Dal grafico e dalla tabella relativi alle figure 65 e 66, si può notare nettamente quanto detto in precedenza, valutando il singolo processo senza l'inserimento dell'energia evitata, proveniente da combustibile esterno che non si è andati ad utilizzare, e senza la presenza del blocco relativo al digestore, si vede la grande differenza tra i singoli processi, soprattutto tra quelli con e senza upgrading.

A farla da padrone è tutta la quota parte contrassegnata dal colore verde che corrisponde al consumo di energia fossile non rinnovabile. Con la cogenerazione, poiché si utilizza "energia interna" (prodotta in loco), tutto questo contributo risulta essere decisamente minoritario poiché fa riferimento solamente all'energia utilizzata per costruire le varie componenti e non come combustibile.

Il colpo d'occhio tra le diverse soluzioni è immediato, in fatto di consumo energetico tale e quale del processo la convenienza propende decisamente a favore dell'utilizzo di un motore cogenerativo per l'utilizzo in loco dell'energia.

Anche relativamente la metodologia Greenhouse Gas Protocol, senza inserire i risultati ottenuti, si può facilmente intuire quale sia l'andamento dei risultati; se si vuole ottenere come prodotto finale biometano che implica eseguire i processi di upgrading e di successiva preparazione al trasporto viene consumata energia ricevuta dalla rete con conseguenti maggiori emissioni di CO₂ in atmosfera (sempre per il discorso fatto in precedenza).

Procedendo con le tecnologie, aumenta la complessità della struttura e lo schema impiantistico, risulta essere quindi naturale che soluzioni tecnicamente più elaborate contenenti anche un numero maggiore di step e processi di lavoro risultino essere più energivore e producano di più in fatto di emissioni.

Se si vogliono valutare solamente i parametri che al giorno d'oggi risultano essere più importanti si è già visto dai grafici precedenti quali siano le tecnologie preferibili, il risultato

cambia relativamente se vengono considerate altre metodologie che focalizzano il calcolo su altri parametri (ReCiPe, CLM-IA baseline).

Le differenze comunque non sono tali da sovvertire completamente i risultati fin qui ottenuti e in più potrebbero creare un'inversione di tendenza solamente andando a valutare a due a due (motore o upgrading) gli usi finali.

Solitamente tali parametri avendo molto spesso dei valori molto piccoli, sono marginali quantitativamente rispetto a quelli presi come riferimento anche in questo elaborato. Bisogna però dire che a differenza delle single issues nelle metodologie globali od europee le categorie di impatto si concentrano molto più su consumo di risorse, salute dell'uomo, ozono depletion impatto ambientale, risultando importanti dal punto di vista qualitativo.

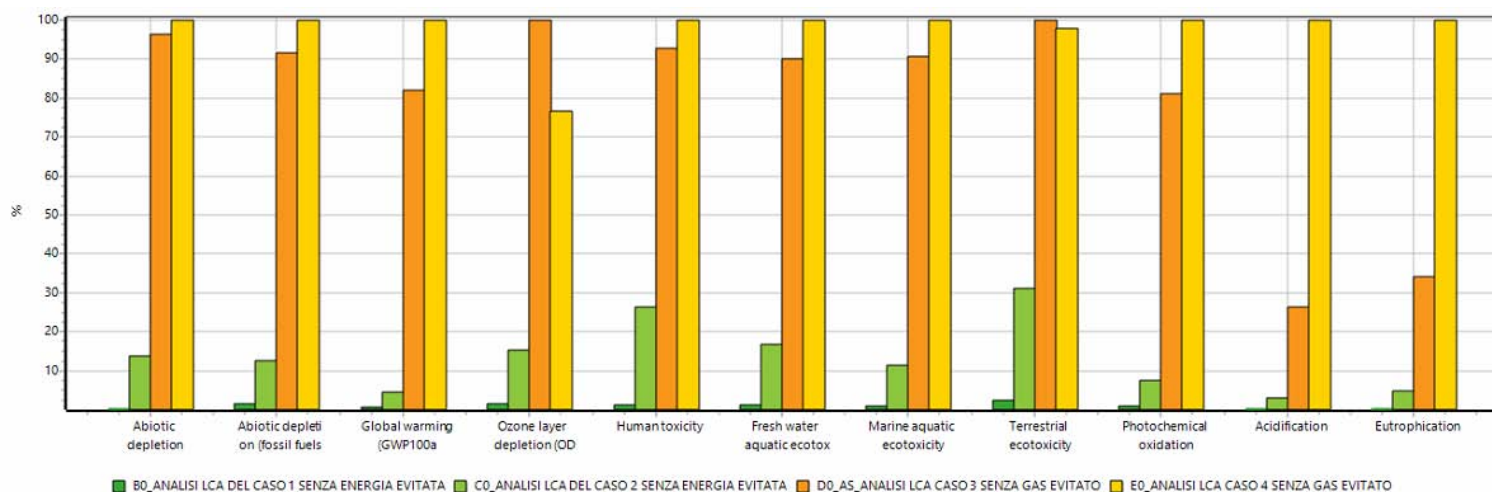


Fig.67 Valutazione dei 4 casi con metodo CLM-IA baseline (caratterizzazione)

Analizzando parametri presi a riferimento in metodologie come CLM-IA baseline o ReCiPe 2016 si nota ancora nettamente la differenza tra quelle che ormai sono diventate praticamente due categorie distinte (contrassegnate nei grafici da parte verde e parte gialla), ma, soprattutto nei casi di upgrading si può vedere come non sempre il caso con successiva liquefazione in proporzione sia sempre quello con i valori più alti.

Facendo riferimento a figura 67 per alcune categorie come ad esempio ozono layer depletion e terrestrial ecotoxicity il contributo del caso compressione risulta maggiore rispetto a quello con la liquefazione.

Questi sono i risultati del processo tale e quale in sé, per avere il saldo globale a questi valori vanno poi sottratti gli impatti che si sarebbero avuti nel caso la stessa quantità di energia o gas fosse stata prodotta con altra tecnologia e prelevata dalla rete nazionale.

Poiché la tecnologia in questione usata nell'azienda ha un'accezione green, l'utilizzo di tale fonte si propone di avere impatti minori rispetto al mix di tecnologie con le quali viene prodotta l'energia elettrica nazionale.

Tranne che per il caso dell'energia elettrica, dove è stato preso il mix energetico nazionale, per gli altri prodotti finali si è ipotizzata la loro sostituzione con gas naturale che comunque risulta essere un combustibile più moderato in termini di impatto tra quelli fossili.

Se	Categoria di danno	Unità	B0_ANALISI LCA DEL	C0_ANALISI LCA DEL	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
<input checked="" type="checkbox"/>	Human Health	DALY	3,64E-9	2,96E-8	3,64E-7	4,37E-7
<input checked="" type="checkbox"/>	Ecosystems	species.yr	3,16E-11	1,45E-10	1,52E-9	3,31E-9
<input checked="" type="checkbox"/>	Resources	USD2013	0,000316	0,00352	0,0161	0,0165

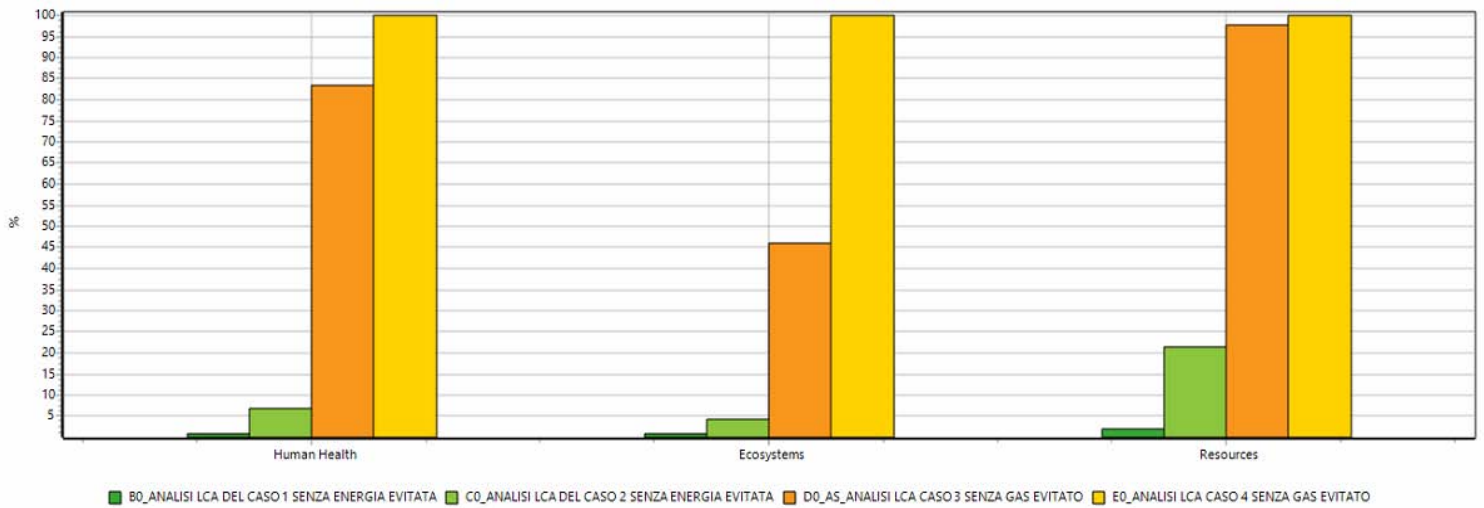


Fig. 68 e 69 Tabella ed istogramma impatti metodo ReCiPe 2016 (valutazione dei danni)

Anche la valutazione dei danni, calcolata con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint segue l'andamento fino ad ora visto; da notare che i valori in tabella 68 sono molto bassi ma tra un caso e l'altro presentano differenze anche di due ordini di grandezza.

Chiaramente la categoria che presenta un impatto maggiore in base ai valori tra loro in proporzione è quella del consumo di risorse visto che comunque si utilizzano delle risorse, seppur rinnovabili, per produrre energia.

Tra queste categorie assume particolare rilevanza quella riferita alla salute dell'uomo misurata in DALY (Disability-adjusted life year) che è una misura della gravità globale di una malattia espressa come il numero di anni persi a causa della malattia.

Se	Categoria d'impatto	Unità	B0_ANALISI LCA DEL	C0_ANALISI LCA DEL	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	-24,8	-24,3	-19,7	-19,4
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-21,4	-21	-20,7	-20,3
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	-1,37	-1,34	0,552	0,471
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	3E-5	0,000211	0,000222	0,000136
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,0203	0,0334	0,0888	0,106
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geoth	MJ	-0,511	-0,509	0,0559	0,0681
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	-1,57	-1,55	0,297	0,33

Fig. 70 Analisi comprendente energia evitata dei 4 casi senza blocco digestore metodo CED (punteggio singolo)

Il proseguo della trattazione si integra con uno step successivo. In questo caso l'analisi comprende i processi visti poc'anzi dove in aggiunta per ognuno di essi è stato accorpato anche il blocco relativo alla sua energia evitata. Non è stato preso in considerazione in questo momento il blocco A relativo al digestore (già mostrato precedentemente tutti gli altri casi durante l'analisi degli impatti).

I valori risultanti in questa occasione, come si vede chiaramente dal tabulato di figura 70, presentano quasi tutti un valore negativo.

Questo, sta ad indicare che considerando solo il processo finale senza tutta la parte antecedente la produzione di biogas, si avrebbe un risparmio di energia in tutte le casistiche (dai 20 ai 25 MJ/m³ ovvero dai 5,55 ai 7 kWh/m³).

Dato che in questa occasione il termine è negativo, mentre nel computo della totale filiera il saldo diventava positivo si può dedurre che il processo più dispendioso in termini di energia sia quello a monte della produzione di biogas.

Chiaramente tutta l'energia che risulta a saldo positivo non è propriamente del tutto energia

spesa, ma una buona parte rientra nell'energia di feedstock presente all'interno della biomassa nel caso la si andasse a bruciare direttamente. Tale energia si ritrova in parte nel combustibile, si può considerare persa per il fatto che la biomassa non viene bruciata ed effettuare il processo di digestione anaerobica al posto della combustione non libera lo stesso quantitativo di energia.

Visto che il potere calorifico del mais risulta essere di 13 MJ/kg ed avendone in questo caso 35 t/giorno si capisce come possa andare ad inficiare in modo importante i calcoli dato che alla fine della fiera la totale coltivazione di biomassa risulta dare una quota parte di energia consistente come visto in figura 56 corrispondente a circa 40 MJ/m³ di biogas prodotto.

Tale energia di feedstock risulta ovviamente non essere del tutto utilizzata ma viene conteggiata ugualmente tra le effettive spese.

Si è visto come considerando il solo processo di uso del biogas, tralasciando tutta la parte a monte della sua produzione si abbia un gran guadagno in fatto di energia, emissioni ed impatti poiché la filiera energetica che si andrebbe ad utilizzare in alternativa non è “autoprodotta” ma dipende dall'esterno.

Interessante sarebbe anche vedere come variano e si comportano i risultati andando a cambiare la grandezza dell'impianto ed andare ad utilizzare taglie più piccole, magari anche variando la dieta visto che è proprio quella prima parte che nel caso preso in esame fa la differenza con una quota di energia consistente (molta della quale insita nel potere calorifico della biomassa).

Dopo i risultati visti fino ad ora, nella quale le casistiche si dividono nettamente a seconda che vengano utilizzate delle infrastrutture e degli organi esterni che richiedono un discreto quantitativo di energia, si è deciso appunto di dividere le varie analisi e le valutazioni relative ad esse in due distinzioni ulteriori.

Questa decisione è stata presa per permettere di confrontare tra loro le casistiche utilizzando come discriminanti comuni le tecnologie simili e gli obiettivi di produzione analoghi.

Le due nuove aree di analisi diventano così:

- Casi finali che prevedono l'utilizzo diretto del biogas in un motore cogenerativo nella quale rientrano i blocchi B (utilizzo energia in loco) e C (utilizzo energia termica per teleriscaldamento)
- Casi finali che prevedono la trasformazione da biogas a biometano e successivi processi in preparazione al suo trasporto nella quale rientrano il blocco D (upgrading e compressione per trasporto in condotte) e E (upgrading e liquefazione per trasporto su gomma)

I risultati definitivi sono stati già visualizzati quando sono state confrontate insieme tutte le casistiche di uso finale ipotizzate.

Chiaramente tali risultati sono stati ottenuti utilizzando determinati valori o parametri presi da letteratura e rispondenti ai valori medi reali, è possibile che cambiando i dati iniziali si possano avere dei risultati diversi ma, viste le differenze tra i vari metodi, difficilmente “l'ordine di tecnologia” può cambiare.

Le considerazioni che verranno presentate in seguito saranno di carattere valutativo su tecnologie simili per osservarne l'andamento a seconda della variazione dei dati.

Poiché i valori di dimensionamento iniziale saranno tenuti costanti (non a caso come unità funzionale è stato preso lo stdm³ di biogas prodotto, ipotizzando di avere per tutte le

tipologie una produzione giornaliera di 11500 m³/giorno) gli unici dati verso i quali si può agire sono quelli a valle della produzione di biogas e di tipo “secondario” (non legati propriamente alla quantità di biogas stesso).

Con il software SimaPro Professional, in realtà è possibile anche effettuare analisi di sensitività di questo genere, in questa trattazione non si prenderà un range di variazione dei valori ma verrà valutato solamente per che valore dei vari parametri le due tecnologie risulteranno parimenti confrontabili e per che valore si ottiene l'inversione di tendenza nel quale quella meno conveniente risulta essere quella preferibile.

CONFRONTO TRA I CASI UTILIZZANTI UPGRADING

In questo paragrafo, al momento, si andranno ad osservare solamente i casi in cui dal biogas si sceglie di avere come prodotto finale il biometano.

La trasformazione passa attraverso il processo di upgrading, operazione che richiede una discreta quantità di energia per la separazione del metano dagli altri componenti e che si pone in un certo senso come discriminante nei confronti di consumo di energia tra le casistiche che lo utilizzano e quelle che seguono una via diversa.

Una volta ottenuto il biometano si può precedere in diversi modi, la differenza tra i due diversi blocchi sta nella lavorazione successiva all'ottenimento di questo gas, scelta che poi ne condiziona anche il metodo di trasporto.

Il cambiamento sta quindi tutto a valle della trasformazione di upgrading.

Per le valutazioni, relativamente al metodo di compressione si andrà a lavorare andando a cambiare la lunghezza delle condotte per vedere quando questa soluzione, che al momento dai risultati risulta essere più conveniente rispetto a quella di liquefazione, ne risulta confrontabile o addirittura meno preferibile rispetto all'altra controparte ottenente biometano in forma liquida.

Per quanto riguarda il processo di liquefazione si è visto che aumentando o diminuendo la distanza percorsa dai carri bombolai i risultati non cambiavano in modo significativo, quello su cui si poteva e doveva andare ad agire per ottenere una variazione risultava essere l'energia spesa dal processo stesso.

Si è quindi deciso di andare a valutare diverse tipologie di metodi di liquefazione che comportano un differente utilizzo di energia per vedere se con processi più performanti si riusciva a rendere maggiormente fattibile tale scelta.

Questo tentativo di miglioramento per portare il metano liquefatto ad essere concorrenziale sta nel fatto che il GNL sta assumendo negli ultimi anni un ruolo sempre più di spessore soprattutto per quanto riguarda gli spostamenti concomitanti con grandi distanze come ribadito nell'articolo "Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage" (J. Pospisil, P. Charvat).

La semplicità di trasporto unita ai numeri sempre maggiori di utilizzo nell'autotrazione di grosse dimensioni, stanno creando nuove prospettive ampliando il mercato globale e la richiesta di LNG.

Se	Categoria d'impatto	Unità	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	5,03	5,37
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	3,73	4,09
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,827	0,746
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	0,000222	0,000136
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,109	0,127
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	0,057	0,0691
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,304	0,337

Fig.71 Tabella confronto caso 3 e 4 metodo CED (punteggio singolo)

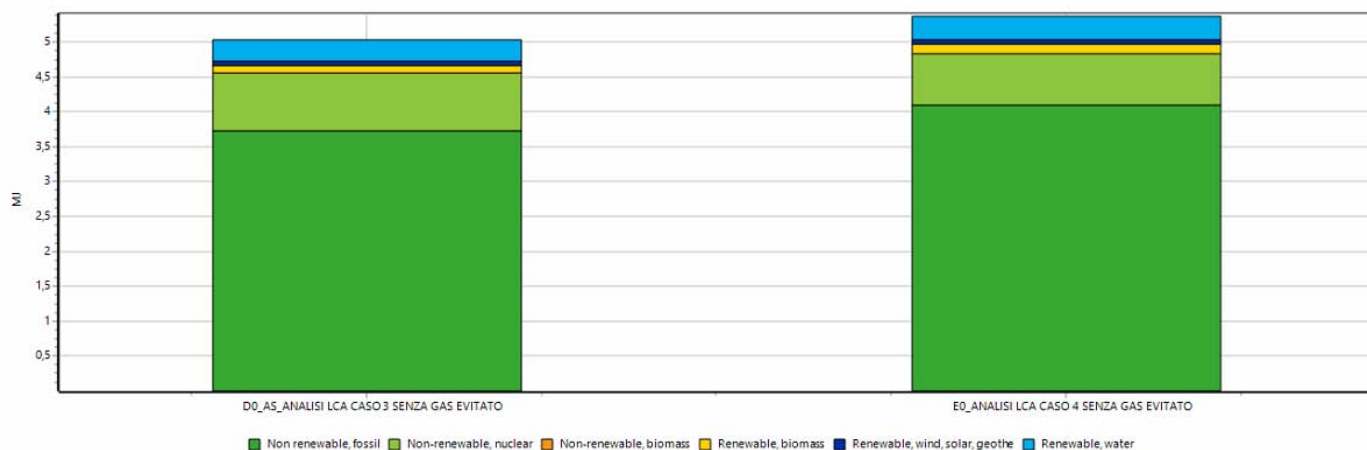


Fig.72 Istogrammi confronto blocco D ed E metodo CED (punteggio singolo)

Come risultato sia dall'istogramma, ma molto più chiaramente dalla tabella presenti nelle figure 71 e 72, la differenza tra le filiere finali è modesta, pari a 0,34 MJ per m³ di biogas prodotto pari a circa 0,1 kWh considerando 1 ora di lavoro.

Tali valori fanno riferimento ad un pari chilometraggio di 40 km sia per quanto riguarda le condotte che il trasporto su gomma.

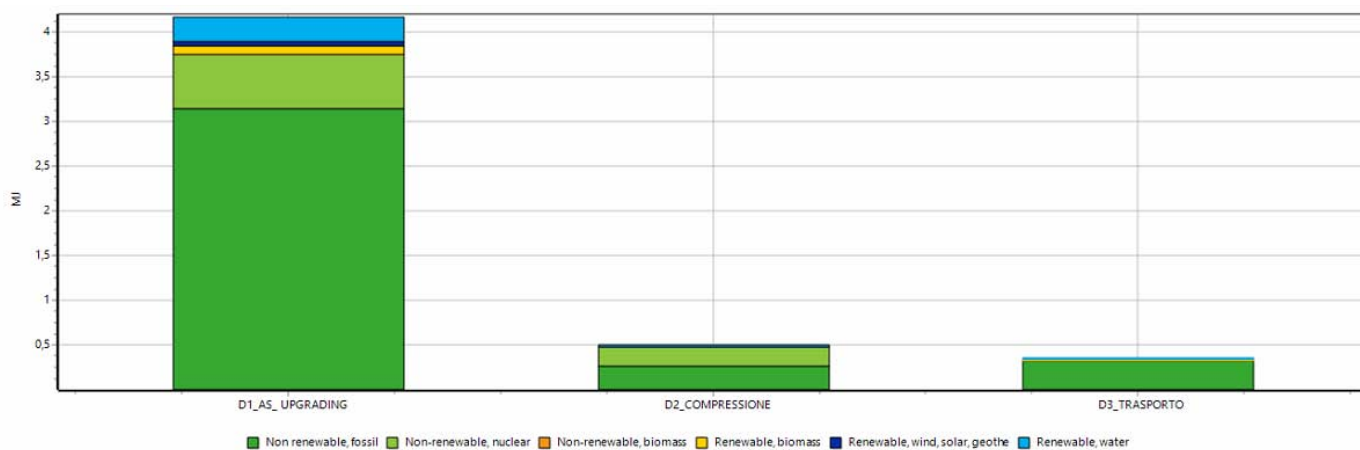


Fig. 73 Blocco D relativo alla compressione metodo CED (punteggio singolo)

L'immagine 73 è stata inserita allo scopo di far vedere che il trasporto, anche se è stato utilizzato un valore di chilometraggio piuttosto elevato pari a 40 km, incide poco sulla spesa globale di energia dell'intera filiera comprendente upgrading compressione e trasporto /costruzione delle tubature.

Pertanto, anche andando a cambiare aumentando o diminuendo il numero di chilometri sarebbe sempre il processo di upgrading ad utilizzare la quota maggiore di energia. Pertanto per ottenere anche piccole variazioni di consumo di energia se si gioca sul chilometraggio di condotte bisogna andare a variare la distanza di molto.

Anche per il caso di liquefazione il trasporto occupa un quantitativo molto piccolo per quanto riguarda l'energia della compressione.

Analoga situazione si avrebbe utilizzando come metodologia la Greenhouse Gas Protocol, anche in questo caso l'aumento dell'anidride carbonica prodotta sarebbe leggermente più consistente, ma non tale da raggiungere quella emessa durante la fase di upgrading che risulta essere di almeno un ordine di grandezza superiore.

I cambiamenti risultano leggermente più significativi nel caso si abbiano risultati molto piccoli, con ordini di grandezza molto piccoli come nelle metodologie ReCiPe, CML-IA

baseline, EPD (2013).

Come è appena stato detto, gli scostamenti sono chiaramente molto contenuti, per avere decisi cambiamenti bisognerebbe inserire una distanza sostenuta, risulta essere chiaro comunque che avendo valori sensibilmente piccoli ogni variazione non raggiungerà valori tali da essere decisamente significativa.

L'inversione di tendenza per la quale si ottiene, attraverso la metodologia CED che analizza la domanda di energia (valutandone solo il consumo del singolo processo e non anche il contributo derivante dall'energia evitata), un consumo maggiore per il metodo di compressione rispetto al metodo di liquefazione risulta avvenire per un valore di distanza di trasporto attraverso condotte pari a 80 km (con il mantenimento dei 40 km per il trasporto su gomma). Se si vuole avere la stessa distanza per entrambe le soluzioni bisogna aumentare di un paio di chilometri il risultato ottenuto.

Se	Categoria d'impatto /	Unità	DO_AS_ANAL LCA CASO 3	EO_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	5,38	5,37
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	4,04	4,09
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,843	0,746
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	0,000315	0,000136
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,126	0,127
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	0,0578	0,0691
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,312	0,337

Fig.74 Inversione di tendenza tra le due tecnologie, valutazione con metodo CED (punteggio singolo)

La distanza di trasporto via gomma non è stata modificata poiché facendone una valutazione preliminare si è visto che in quel caso, per avere differenze percettibili dell'ordine di 0,01 MJ la distanza andava variata di almeno 20 km.

Diverso è il discorso utilizzando come metodo di calcolo il Greenhouse Gas Protocol, in questo caso anche avendo le distanze pari a 100 km condotta e 20 km gomma si ha comunque una differenza di anidride carbonica emessa di almeno 200/250 g.

Questo è dovuto al fatto che i processi di trasporto incidono in minima parte nelle emissioni di CO₂ secondo quanto riportato dal programma (ad esempio emissioni trasporto su gomma sono di due/tre ordini inferiori rispetto agli altri processi dello stesso blocco di liquefazione valutato).

Un'elevata distanza, circa dai 100 km in su, permette di avere un'inversione di tendenza anche con la metodologia CML-IA baseline, come si può ben capire comunque 100 km (di sola andata poiché se il biometano viene inserito in rete non vi è bisogno di alcun ritorno) sono tanti e non risulta nemmeno conveniente economicamente posare 100 km di tubature. Nel contesto italiano in cui si va a lavorare tale distanza risulta essere eccessiva e decisamente troppo elevata (a meno che il punto di raccolta non sia una zona portuale con rigassificatore), in altre realtà come ad esempio gli Stati Uniti o zone rurali cinesi tale distanza potrebbe già avere più significato.

Valutando il processo nel suo complesso, tenendo conto quindi anche di quell'energia definita evitata che corrisponde al consumo che si avrebbe nel dover produrre la stessa quantità di prodotto finale con altre tecnologie derivanti dal contesto energetico nazionale in cui si va a lavorare, si può notare sempre andando a variare il chilometraggio su condotta che anche in questo caso la variazione di convenienza si ha per un valore all'incirca di 80

km come si vede da figura 75.

Se	Categoria d'impatto	Unità	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	-19,3	-19,4
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-20,4	-20,3
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,568	0,471
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	0,000315	0,000136
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,105	0,106
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	0,0567	0,0681
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,305	0,33

Fig.75 Convenienza tra caso D ed E con energia evitata metodo CED (punteggio singolo)

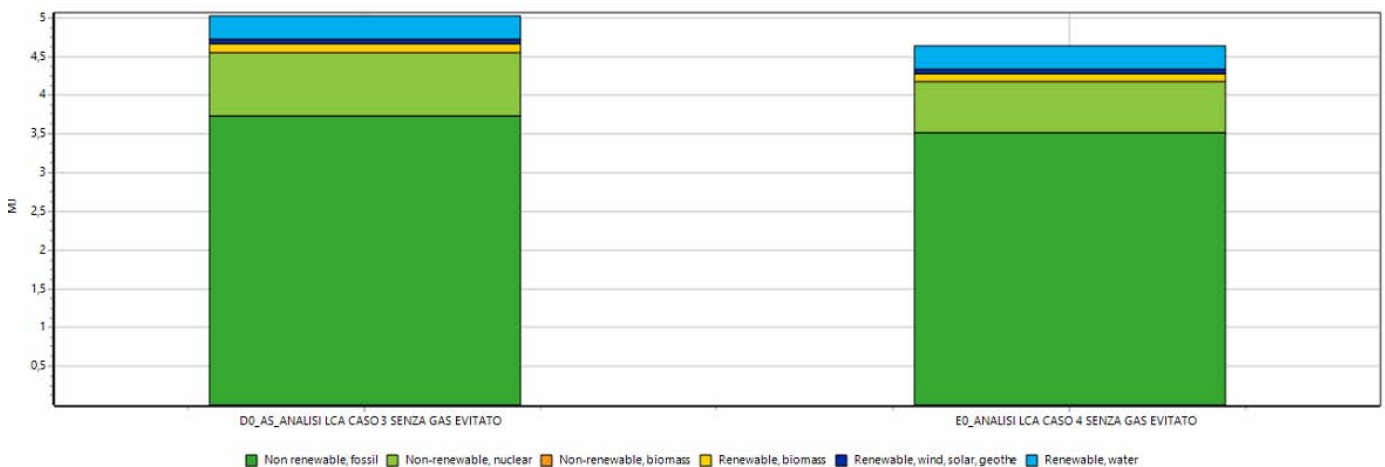
Tutte queste considerazioni fatte fino ad ora fanno riferimento ad un processo di liquefazione che consuma 2,81 MJ/kg, che convertiti equivalgono più o meno a 0,78 kWh/kg, valore completamente in linea con la letteratura, che per tali processi prevede consumi di energia pari a 0,7-0,8 kWh/kg.

Il testo preso a riferimento è quello citato in precedenza: “Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage”.

In letteratura sempre nello stesso testo si parla di tecnologie spinte senza energia persa che abbassano l'energia consumata a 0,2681 kWh/kg_{LNG} secondo un algoritmo di ottimizzazione implementato da Ali et al..

Senza valutare casistiche intermedie si è fatto un confronto con questo caso ottimale.

A seguito di ciò, a titolo di confronto tra le due casistiche si è anche provato a fare un'analisi andando a valutare questo secondo tipo di liquefazione, nel caso in esame si è arrivati ad avere 1,07 MJ/kg che corrispondono a 0,29 kWh/kg_{LNG}.



Se	Categoria d'impatto	Unità	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	5,03	4,63
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	3,73	3,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,827	0,659
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	0,000222	0,00013
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,109	0,0974
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	0,057	0,0607
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,304	0,296

Fig. 76 e 77 Istogramma e tabella CED con liquefazione performante (punteggio singolo)

Con la nuova tipologia di liquefazione spinta si vede già dai diagrammi di figura 76 e 77 come si capovolge la situazione rispetto ai casi precedenti, il processo utilizzando la liquefazione risulta preferibile a quello utilizzando la compressione per quanto riguarda il metodo CED valutato sul punteggio singolo.

Molto probabilmente da un guadagno in termini di energia consumata ci si troverà ad avere un maggiore esborso di tipo economico per una tecnologia maggiormente performante, per la valutazione vera e propria in questo caso sarebbe da vedere quale dei due esborse risulta maggioritario. Tale considerazione però esula dall'obiettivo finale di questo elaborato nonostante la tematica sia importante e risulti essere uno degli aspetti di cui tener conto nel caso di investimenti del genere.

Se	Categoria d'impatto	Unità	D0_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	g	567	580
<input checked="" type="checkbox"/>	Fossil CO2 eq	g	337	348
<input checked="" type="checkbox"/>	Biogenic CO2 eq	g	240	240
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 eq from land transformation	g	0,543	0,533
<input checked="" type="checkbox"/>	CO2 uptake	g	-10,6	-9,1

Fig.78 Metodo Greenhouse Gas Protocol (peso)

Analizzando la situazione con il metodo Greenhouse Gas Protocol invece si nota che in fatto di emissioni di anidride carbonica la situazione non cambia molto, il divario tra i due casi si assottiglia (arrivando a 13 g) ma il processo di upgrading con successiva compressione rimane quello preferibile.

Tale convenienza deriva in parte dalla minore CO₂ fossile emessa e dal piccolo quantitativo di anidride carbonica assorbita in più.

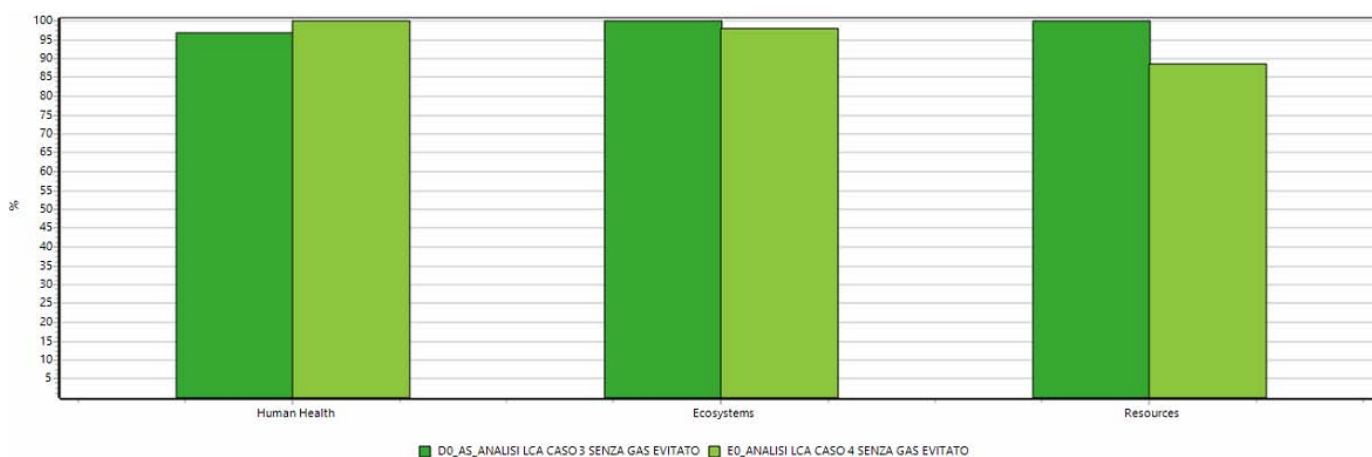


Fig. 79 Valutazione compressione vs liquefazione metodo ReCiPe 2016 (valutazione dei danni)

Con il metodo ReCiPe 2016 esposto nel grafico di figura 79, andando a visualizzare solamente la valutazione dei danni globali si nota come la filiera comprendente la compressione mantenga un impatto minore per quanto riguarda la salute umana, ma la sua maggiore richiesta di energia, porta ad una valutazione globale maggiore nei confronti di ecosistema e risorse utilizzate.

Dopo tali valutazioni, andando sempre a modificare il chilometraggio di condotta, è da capire quando il metodo utilizzando la compressione tornerà ad essere di nuovo vantaggioso anche nei confronti di questa nuova tipologia di liquefazione.

Analizzando il tutto come nel caso precedente, ne risultano diverse considerazioni interessanti a riguardo:

- valutando solo il processo in sé senza l'aggiunta dell'energia evitata si arriva ad una situazione in cui è impossibile trovare un chilometraggio reale per ottenere un miglior guadagno dalla compressione.

Anche utilizzando una distanza di 10 metri la quantità di energia richiesta dal processo denominato D supera circa 1 MJ/m³ quella richiesta dal blocco E della liquefazione

- valutando il processo di filiera globale con l'aggiunta dell'energia evitata si può notare che il pareggio di energia consumata si ottiene per una distanza pari a 100 metri.

Tale possibilità è dovuta al fatto che l'energia evitata relativa al caso con compressione risulta leggermente maggiore di quella relativa al processo di cambio di stato.

Chiaramente per avere 100 metri è necessario che il tutto sia completamente attaccato almeno a condotte di gas già esistenti per poterlo immettere in rete. L'arrivo in cabina risulta essere difficoltoso anche perché le infrastrutture e gli edifici non possono trovarsi nelle immediate vicinanze di tale organo.

Con tale configurazione impiantistica di liquefazione spinta con tecnologia avanzata le distanze che permettono la convenienza della filiera di upgrading con successiva compressione risultano essere decisamente esigue se non nulle.

Pertanto, facendo riferimento alla sola metodologia CED (cumulative energy demand) si può dire che questa seconda opzione di processo di liquefazione risulta essere in ogni caso vantaggiosa o tutt'al più uguale alla sua controparte.

Se	Categoria d'impatto /	Unità	DO_AS_ANAL LCA CASO 3	EO_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	-20,1	-20,1
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-21	-20,9
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	0,536	0,383
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	0,000129	0,00013
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,0722	0,0768
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geoth	MJ	0,0552	0,0596
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	0,289	0,289

Fig.80 Analisi upgrading metodo CED (punteggio singolo)

In alternativa, dopo aver preso il caso migliore, con il programma costruito in SimaPro si potrebbero andare ad implementare delle casistiche intermedie per vedere la convenienza con consumi ridotti ma superiori al caso ottimale.

Per quanto riguarda le altre metodologie, Greenhouse Gas Protocol, ReCiPe 2016, e affini bisogna dire che la compressione comportava già inizialmente dei benefici maggiori in molte categorie di impatto.

Andando a ridurre la distanza si è contribuito a mantenere tale beneficio nei casi in cui esso si presentava migliore sin dall'inizio e, ad abbassare gli impatti nelle altre categorie in cui risultava preferibile la liquefazione portando in quasi tutte la compressione come scelta migliore tra le due.

CONFRONTO CASISTICHE UTILIZZANTI MOTORE COGENERATIVO

Nell'analisi tra queste due tipologie, poiché in un caso si ha solamente motore e nell'altro un motore con in aggiunta una posa di un determinato chilometraggio di condotte, si procederà in maniera differente rispetto al confronto tra le casistiche D ed E per valutare quale delle due in esame sia preferibile.

L'analisi di sensitività che verrà fatta in questo caso riguarderà l'utilizzo di una quota parte del calore prodotto o l'inutilizzo dello stesso. Così facendo la valutazione non verterà nel processo fine a sé stesso di energia consumata per la costruzione degli organi ma più che altro nella quantità di calore che altrimenti sarebbe presa dalla rete e che rientra nel blocco di energia evitata.

Un'altra modifica che si potrebbe fare per avere un confronto tra le due tipologie è ipotizzare di andare a costruire ex novo anche il punto di utilizzo dell'energia termica finale e vedere come cambiano gli andamenti andando con la realizzazione ad hoc delle soluzioni finali di utilizzo.

Prima di proseguire con le analisi è utile visualizzare la tabella di figura 81 relativa al confronto di utilizzo di energia delle due casistiche

Se	Categoria d'impatto	/	Unità	B0_ANALISI LCA DEL	CO_ANALISI LCA DEL
	Totale		MJ	-24,8	-24,3
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil		MJ	-21,4	-21
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear		MJ	-1,37	-1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass		MJ	3E-5	0,000211
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass		MJ	0,0203	0,0334
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe		MJ	-0,511	-0,509
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water		MJ	-1,57	-1,55

Fig. 81 Confronto utilizzo di energia metodo CED (punteggio singolo)

Come si evince appunto da figura 81 la differenza di risparmio tra le due energie totali è minima, pertanto andando a diminuire l'utilizzo dell'energia termica usata si può facilmente capire che basta una piccola percentuale in meno per far sì che il secondo processo risparmi più del primo.

Con un utilizzo già del 90% del totale si ha che l'energia risparmiata dalla seconda casistica risulta maggiore.

La totale energia risultante prevede che il motore lavori alla sua potenza di taglia per tutte le 8000 ore prese come tempo annuale di funzionamento. Chiaramente nella realtà è molto difficile trovare una soluzione che preveda un utilizzo continuo al 100% della taglia. Per sfruttare totalmente il calore altrimenti sarebbe da prevedere un sistema di accumulo termico.

Guardando ad una visione globale con tutte le casistiche (anche quelle viste in precedenza) si può dire che con un utilizzo del calore al 50% (oltre al 9% annuale di quello prodotto che serve per il riscaldamento del digestore) l'energia evitata dal caso B risulta ancora superiore ma decisamente confrontabile con quella risparmiata relativa ai processi di upgrading.

Con un utilizzo pari al 35% la quota di energia risparmiata va a stabilirsi tra i due processi

di upgrading, mentre, per avere un'inversione di tendenza e portare il risparmio di energia del caso B (motore cogenerativo con utilizzo di elettricità e calore in loco) al di sotto di tutte le casistiche, bisogna recuperare una quota minore del 30% del calore prodotto (per questo calcolo si fa riferimento alla percentuale di calore annuale alla quale è già stato tolto il 9% per l'autoconsumo nel digestore).

Con valori anche del 50% non risulta molto conveniente la produzione del calore senza sistemi di accumulo anche perchè si andrebbe a perdere praticamente metà dell'energia termica prodotta.

Se	Categoria d'impatto	Unità	B0_ANALISI LCA DEL	CO_ANALISI LCA DEL	DO_AS_ANAL LCA CASO 3	E0_ANALISI LCA CASO 4
	Totale	MJ	-19,4	-24,3	-19,7	-20,1
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-16	-21	-20,7	-20,9
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	-1,36	-1,34	0,552	0,383
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	3E-5	0,000211	0,000222	0,00013
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	0,0203	0,0334	0,0888	0,0768
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	-0,51	-0,509	0,0559	0,0596
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	-1,57	-1,55	0,297	0,289

Fig. 82 Tabella utilizzo del calore per il 30% metodo CED (punteggio singolo)

Se poi si decide di non utilizzare il calore prodotto che quindi verrebbe dissipato in atmosfera con grande spreco di energia conviene utilizzare un motore elettrico ed alimentare la quota parte di calore al digestore o con l'energia elettrica stessa autoprodotta o utilizzando combustibile proveniente dalla rete.

Ovviamente la soluzione cogenerativa, oltre a prevedere degli impieghi delle energie prodotte per arrivare a determinati incentivi risulta avere una valenza qualora vi siano effettivamente utenze termiche da dover servire.

Il calore però, purtroppo molto spesso viene dissipato e non utilizzato in modo adeguato, in molte aziende, delle quali un gran numero si trova anche in Italia, non vengono previsti degli utilizzi per quanto riguarda l'uso del calore e molto spesso se ne ha la totale dispersione.

Fino ad ora i calcoli sono stati effettuati dando per scontato di avere già la struttura predisposta per l'utilizzo del calore, che fosse la totalità prodotta o solamente una quota parte, ora verrà ipotizzato di non avere la struttura ma di doverla costruire ad hoc, andando ad implementare questi nuovi blocchi in SimaPro.

Gli unici impatti che devono essere conteggiati sono quelli relativi alla costruzione delle infrastrutture, edifici o macchinari utilizzati per la casistica finale che sarà presa in esame.

Poiché appunto viene utilizzata energia (calore o termica che sia) già prodotta in loco non è necessario attingere dalla rete nessun surplus per i processi o il funzionamento delle macchine.

Sono state prese in considerazione diverse infrastrutture relative a differenti casistiche finali, ognuna relativa ad un processo.

Chiaramente non tutte prevedono lo stesso utilizzo di energia e soprattutto non tutte necessitano della totale energia termica prodotta dal motore cogenerativo, per ovviare a questo problema o si accorpano tra loro più soluzioni finali andandole a modulare sulla totale potenza prodotta oppure si utilizza l'energia termica necessaria e si butta il resto del calore (cercando di avere la minore quantità possibile di rigetto).

Come casistica extra sono state implementate diverse soluzioni finali scelte in modo da essere attinenti con la tipologia di azienda che si è andata a valutare, strutturate nella filiera latte casearia e colturale.

Quasi sicuramente un'azienda di tali dimensioni risulta già essere predisposta per la filiera latte casearia o perlomeno per quanto riguarda la parte ed i processi relativi al latte, lo stesso discorso vale per silos di essiccazione dei raccolti.

Nel caso non fossero presenti, si è andati ad implementare

- situazione di produzione del burro dal latte proveniente dalle mucche con costruzione latteria e utilizzo macchinari per la produzione del condensato (non sono state inserite né le sale di mungitura né i relativi macchinari perché la filiera della produzione di latte è stata ritenuta essere presente)
- Produzione di formaggio, le assunzioni fatte sono analoghe al caso precedente con costruzione latteria e macchinari adibiti a tale produzione, l'energia viene presa da quella autoprodotta.

Notevoli differenze di consumo di energia nascono dal tipo di formaggio prodotto poiché il fattore discriminante secondo letteratura risulta essere l'acqua di processo: formaggi non stagionati o mozzarella che richiedono un quantitativo consistente di acqua innalzano l'energia richiesta.

- Essiccazione in silos adibiti a tale scopo di granaglie e altri prodotti colturali, si è presupposto di adibire per i cereali un silo apposito in modo da preparare in modo adeguato anche la biomassa.
- Utilizzo di calore per riscaldamento domestico attraverso soluzioni impiantistiche di riscaldamento a pavimento.

Questo caso esula dai precedenti e come si può facilmente intuire sia non richiede una quota di energia costante durante l'arco dell'anno sia presenta un fabbisogno complessivo calore decisamente minore rispetto alle precedenti soluzioni prese in considerazione.

Visto che per la maggior parte dei casi nessuna di queste soluzioni riesce ad utilizzare tutta la quota parte di energia prodotta, si può pensare di integrare la casistica del riscaldamento abitativo ad ognuna di esse.

G1_USO FINALE ALTERNATIVO (BURRO)
G2_USO FINALE ALTERNATIVO (FORMAGGIO)
G3_USO FINALE ALTERNATIVO (ESSICCAZIONE)
G4_USO FINALE ALTERNATIVO (RISCALDAMENTO DOMESTIC)

Fig. 83 Usi finali integrativi

Poiché il motore è presente in tutti, al momento verranno presi in considerazione solamente i processi finali di costruzione, confrontati anche con la costruzione delle condotte relative al caso di teleriscaldamento.

Gli usi finali appariranno in ordine come descritti: 1 burro, 2 formaggio, 3 silos, 4 riscaldamento domestico.

Se	Categoria d'impatto /	Unità	C1th_TELERISCALD,	G1_USO FINALE ALTERNATIVO	G2_USO FINALE ALTERNATIVO	G3_USO FINALE ALTERNATIVO	G4_USO FINALE ALTERNATIVO
	Totale	kJ	504	147	294	34,1	1,4
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	kJ	449	104	231	29	1,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	kJ	25,9	6,04	17,6	3,55	0,0619
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	kJ	0,181	0,0036	0,00474	x	7,89E-6
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	kJ	13,1	27,8	29,7	0,000127	0,00986
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	kJ	1,36	0,382	1,43	0,564	0,00151
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	kJ	15,2	8,74	13,7	1,03	0,0811

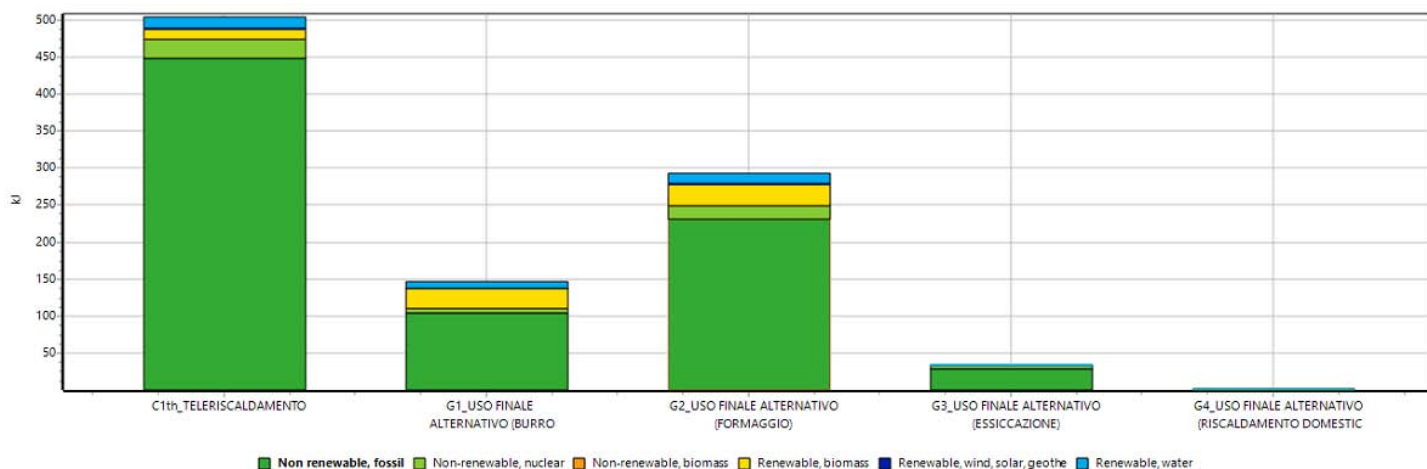


Fig. 84 e 85 Consumo di energia metodo CED (punteggio singolo)

Come già anticipato in precedenza, la soluzione più onerosa tra quelle inserite successivamente dal punto di vista energetico è quella relativa al formaggio (non stagionato) che richiede un gran quantitativo di acqua di processo per la sua lavorazione (rispetto ad esempio al burro) e l'utilizzo di agenti per la sua produzione (produzione di reagenti che risulta essere onerosa come si deduce dal blocco SimaPro).

Queste configurazioni presentano comunque valori finali di utilizzo di energia per la loro costruzione minori rispetto al caso di teleriscaldamento ipotizzato inizialmente di circa 60 km, se si riducesse della metà tale distanza portandola a 35 km (ipotizzando di avere comunità più vicine) il teleriscaldamento diventerebbe confrontabile con il processo di produzione del formaggio.

Lo stesso andamento si ha utilizzando come metodologia la Greenhouse Gas Protocol, le emissioni di anidride carbonica rimangono contenute per quanto riguarda tutte le casistiche seguendo comunque la situazione presente anche nella metodologia CED.

In realtà il vero focus principale in questa ultima analisi dovrebbe essere relativo non tanto al consumo per la costruzione degli impianti quanto alla possibilità di poter sfruttare in maniera sia qualitativa che quantitativa il calore prodotto.

Sulla base di questa considerazione si potrebbero studiare altri casi, considerazioni e affini in funzione della percentuale di energia finale che si va ad utilizzare.

Prendendo come riferimento il sito della FAO, relativamente alle produzioni casearie i consumi vengono valutati 2100 MJ/t di latte per quanto riguarda il burro e 1700 MJ/t di latte per il formaggio.

Facendo approssimativamente l'ipotesi di avere 1100 capi produttori latte e che ognuno produca 25 l al giorno si ottengono circa 28 t di latte al giorno dalla quale si possono

ottenere o 1,1 t di burro o 2,750 t di formaggio.

Con i rendimenti e le ipotesi viste prima il motore produce 20942 kWh/giorno di energia termica e per i quantitativi visti in precedenza per la produzione di burro si ha un consumo di 16333 kWh/giorno con un utilizzo di circa l'80%

Per quanto riguarda la produzione di formaggio, la spesa giornaliera risulta essere di 13222 kWh/giorno con un utilizzo del 63%.

Relativamente all'essiccazione delle granaglie l'energia richiesta dipende dalla quantità e dal tipo di coltura che si intende andare ad essiccare. Per quanto riguarda il mais e tutta la filiera il dato da letteratura risulta essere 3489 MJ/t di mais.

Se si volesse essiccare tutte le 35 tonnellate prodotte per la biomassa verrebbe una richiesta di 33000 kWh/giorno che è più di quello che si può fornire.

Pertanto o si procede all'essiccazione di parte della coltura o si cambia totalmente coltura da essiccare (ad esempio prevedendo altri tipi di coltivazione utilizzabile ad esempio come foraggio).

Pertanto se l'utilizzo dell'energia termica non è previsto, si può osservare come con un doppio intervento caseario-riscaldamento edifici si può lavorare quasi al picco di produzione.

Capiterà poi nel corso dell'anno di avere una produzione variabile di latte o derivati pertanto non sempre si andrà a consumare il massimo dell'energia richiesta per tali processi.

Vi sono inoltre un gran numero di variabili esterne di cui si può ipotizzare l'esistenza e si può tenerne conto ma delle quali è difficile calcolare l'esatto valore al quale far fronte

In verità poi bisogna ribadire che difficilmente una macchina lavora a pieno carico per tutte le ore di funzionamento considerate anche per un fattore di stress degli organi interni pertanto durante tutto l'anno l'energia prodotta risulta essere minore di quella calcolata a pieno regime poiché il fattore medio di carico difficilmente risulta essere pari al 100%.

CONCLUSIONI

Dopo tutta questa lunga trattazione si possono affrontare delle conclusioni in riferimento all'energia consumata, agli impatti derivanti dai vari processi e relativamente alle emissioni prodotte.

Oltre a queste ci sarebbe tutta la parte economica da affrontare per dare un giudizio adeguato.

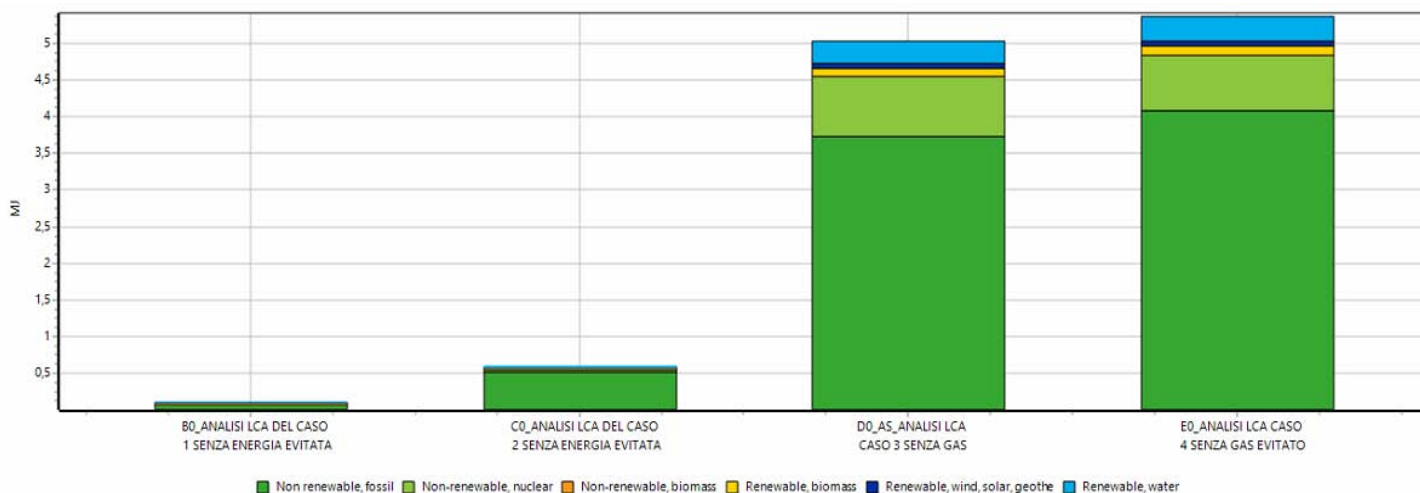
I costi delle infrastrutture, dei vari dispositivi, dell'energia comprata e venduta sono sicuramente parametri su cui basarsi per la scelta di investimenti di questo genere.

A tutti questi vanno poi aggiunte eventuali sovvenzioni, sconti, e incentivi verso una produzione piuttosto che su un'altra, motivazioni che potrebbero far spostare l'ago della bilancia a favore di una particolare casistica che portafoglio alla mano risulterebbe essere migliore in termini economici.

Chiaramente l'entrata in gioco della componente monetaria influenza non poco le scelte, molto spesso le decisioni vengono fatte sulla base di convenienza e guadagno a discapito di tralasciare un po' la salvaguardia dell'ambiente.

Cercando di evitare ogni interesse economico, analizzando i dati risultanti dalle precedenti simulazioni si possono tirare le somme rispetto alle casistiche valutate come possibili impieghi finali.

Rilevante è il colpo d'occhio derivante dalla figura 66 che esprime l'energia consumata dalle diverse parti di filiera a valle della produzione di biogas senza tenere conto dell'energia evitata che si sarebbe dovuti spendere attingendo la stessa quantità di energia o gas prodotti in loco.



Ripresa della figura 66

In modo lampante si possono vedere le distinzioni tra i vari processi con un netto consumo tra quelle tecnologie che per i loro processi devono assorbire energia dalla rete e quelle che invece utilizzano direttamente l'energia prodotta in loco (che non viene conteggiata propriamente come un consumo).

Visualizzando anche la figura 63 posta nei capitoli precedenti risulta che ai fini di energia consumata ed emissioni l'utilizzo in loco della stessa energia termica ed elettrica prodotte da un motore cogenerativo sono la soluzione preferibile da adottare (soluzione identificata con la lettera B).

Se	Categoria d'impatto /	Unità	Z_A+B	Z_A+C	Z_A+D	Z_A+E
	Totale	MJ	10,9	11,4	16,1	16,4
<input checked="" type="checkbox"/>	Non renewable, fossil	MJ	-21,2	-20,7	-20,4	-20,1
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, nuclear	MJ	-2,74	-2,71	-0,821	-0,902
<input checked="" type="checkbox"/>	Non-renewable, biomass	MJ	-0,203	-0,203	-0,203	-0,203
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, biomass	MJ	37,1	37,1	37,1	37,2
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, wind, solar, geothe	MJ	-0,513	-0,511	0,0538	0,066
<input checked="" type="checkbox"/>	Renewable, water	MJ	-1,53	-1,51	0,335	0,368

Ripresa della figura 63 relativa al consumo globale di energia per ogni caso

Tale affermazione assume maggiore valenza se si ipotizza di utilizzare tutta o almeno l'80% dell'energia termica prodotta.

Chiaramente questi calcoli sono stati eseguiti intendendo l'azienda già predisposta agli utilizzi interni con la presenza dei carichi verso i quali direzionare l'energia prodotta, senza l'inserimento di opere aggiuntive il guadagno in termini di energia risulta maggiore.

La vera discriminante in questa situazione risulta essere la quantità di energia termica prodotta dal motore ed utilizzata in loco. Il non completo utilizzo dell'energia al di sotto di determinate percentuali, in termini di consumo ed emissioni relative al solo processo rende ancora conveniente il motore, se invece si considera anche tutta l'energia evitata tale dissipazione porterebbe alla convenienza di altre tecnologie a seconda di quanto viene dissipato.

Al di sotto del 30%, guardando al saldo energetico e di emissioni la tecnologia dello sfruttamento in loco passa da essere la migliore a diventare la peggiore, per percentuali attorno al 50-65% inizia ad essere confrontabile anche con i processi di upgrading.

Anche con i carichi interni bisogna valutare quelli che si modulano il più vicino possibile alla quantità di energia termica prodotta come possono essere i processi caseari (burro preferibile ai formaggi non stagionati) o l'essiccazione di raccolti e granaglie.

Anche per quanto riguarda le emissioni, espresse nella quantità di CO₂ equivalente con la metodologia GWP, si ottiene la convenienza di utilizzare il motore cogenerativo. Esso inoltre brucia biogas proveniente da biomassa pertanto l'anidride carbonica emessa durante la combustione risulta essere di origine biogenica e impattante in misura minore rispetto alla controparte derivante da origine fossile.

Se l'azienda non presenta carichi interni adeguati (riconducibili a processi di trasformazione in prodotto finale o di lavorazione di derivazione colturale o produzione animale), vista anche l'enorme espansione dell'utilizzo del biogas, si può pensare di eseguire il processo di upgrading e trasportare il biometano ottenuto nel punto più vicino di attacco alla rete attraverso delle condotte (in ogni caso eseguire il trasporto per via gassosa).

Come visto nel paragrafo dedicato ai metodi operanti tramite upgrading per la produzione di biometano, oltre ad essere oneroso il processo in sé, si ha che la successiva liquefazione risulta essere un processo energivoro, ad alto impatto ed utile in situazioni che prevedano grandi distanze da coprire vista ad esempio la possibilità di connettersi direttamente ed andare ad utilizzare le "autostrade del mare".

Questo processo di cambiamento di stato del biometano pertanto è preferibile solamente in situazioni di necessità o altresì avendo tecnologie spinte di liquefazione attorno a 0,3 kWh/kg_{LNG}, il GNL sta prendendo sempre più piede negli usi comuni (specialmente trasporto pesante), ma al momento tale soluzione risulta essere maggiormente energivora rispetto alla compressione a 7 bar ad esempio per l'immissione in condotte risultando

sconveniente per tecnologie prese a riferimento da letteratura di 0,7/0,8 kWh/kg_{LNG}.

In quest'ultimo caso per avere una convenienza maggiore della liquefazione bisognerebbe avere distanze da ricoprire con le condotte pari a circa 80 km. Tale situazione nel nostro paese risulta difficilmente raggiungibile vista anche la grande diffusione e capillarità della rete nazionale. In altre realtà, con paesi molto più grandi in fatto di superficie ed una rete del gas non capillare, tali distanze potrebbero essere prese in considerazione.

Bisogna ricordare che sia in fatto di emissioni che di energia, il trasporto occupa una piccola percentuale rispetto ai processi di upgrading o compressione/liquefazione pertanto, anche andando a variare le distanze si avrebbero scostamenti poco significativi.

Viceversa, se si riuscisse a lavorare con la tecnologia più spinta di 0,3 kWh/kg_{LNG} in fatto di energia risulterebbe assolutamente conveniente la liquefazione poiché il massimo delle condotte sarebbe rappresentato dal centinaio di metri (situazione possibile solamente se l'ubicazione dell'azienda è nelle immediate vicinanze di un allacciamento alla rete). Per quanto riguarda emissioni e valutazione degli impatti su ecosistema e salute umana rimane però ancora preferibile la metodologia utilizzante compressione.

Alla fine di tutta l'analisi sarebbe interessante valutare tali soluzioni inserite a valle di un'azienda di uguale fattura, ma di taglia più piccola, con un motore da minore potenza nel quale magari andare a sfruttare la totalità dell'energia prodotta.

Un altro cambiamento deciso che si potrebbe attuare per valutare il cambiamento di scenario riguarda la dieta, andando ad osservare come varia il modello globale utilizzando altre e diverse materie prime in aggiunta o in sostituzione di quelle viste.

Interessante potrebbe essere una soluzione che prevede un quantitativo di biomassa di partenza derivante da sottoprodotti o prodotti di scarto magari derivanti dalla stessa azienda che creerebbero così una sorta di circolo della materia andando a creare un'interconnessione ancora maggiore.

In aziende che prevedono zootecnia è comunque importante utilizzare i reflui prodotti dai capi animali sia data la loro disponibilità indipendentemente dal tipo di animale allevato sia per evitare le dannose emissioni di metano in atmosfera (i bovini sono i principali produttori di questo nocivo gas serra).

A livello di valutazione ed analisi risulta in questi casi preferibile agire su un'azienda già esistente della quale si conoscono già consumi, produzione e tutti i dati necessari oppure fare una simulazione di un'azienda avendo però sempre i dati a disposizione utilizzabili come dati primari.

Un'idea definita permette più che altro di fare analisi e valutazioni mirate al singolo processo o parametro.

Al di là di tutto, prioritario è l'utilizzo di energia derivante da fonti pulite, il cambiamento è già in atto e bisogna proseguire su tale strada che permette un miglioramento in termini di inquinamento, impatto ambientale ed emissioni.

Affidarsi alla biomassa in primis, andando ad utilizzare alcuni prodotti di scarto (basti pensare ai reflui zootecnici) permette di creare un'economia circolare, nella quale diminuiscono i rifiuti e di conseguenza diminuisce la richiesta di materia prima.

RINGRAZIAMENTI

Guardando indietro a questi anni trascorsi all'Università, dopo aver frequentato due corsi di laurea in Ingegneria prima triennale e poi magistrale, il pensiero non può che andare a tutto il percorso affrontato fino ad ora.

Ne è passato di tempo dalle prime lezioni seguite a Padova, anni che hanno permesso di accrescere il mio bagaglio culturale in un campo per me molto interessante e pieno di sfide da superare, ambito che tutt'ora, dopo il boom degli anni scorsi, è in continuo sviluppo tecnologico vista anche la stretta connessione con i problemi mondiali.

Questi anni universitari oltre ad aumentare la mia ricchezza di conoscenze mi hanno formato come uomo e come persona portando a confrontarmi con colleghi provenienti da moltissimi posti diversi, a riflettere e dibattere su varie tematiche legate al nostro futuro ed ad entrare in un'ottica sempre maggiore di valutazione e risoluzione dei problemi mettendomi in relazione anche con realtà legate al mondo lavorativo.

Lungo il cammino ho provato un sacco di emozioni diverse, da quelle negative come l'ansia precedente un esame o la rabbia quando qualcuno di essi non andava come sperato, a quelle più felici come la gioia dopo la riuscita di ognuno di essi e la consapevolezza di aver superato ogni volta un ostacolo ed essere ancora più vicino all'obiettivo delineato da questa Laurea.

Ogni evento bello brutto che fosse l'ho sempre preso non come una sconfitta ma, anche se dura, una lezione da cui prendere la rincorsa e ripartire.

Per tutto questo non posso che ringraziare i miei genitori che hanno fatto molti sacrifici per me, che mi hanno supportato in ogni momento aiutandomi ad andare avanti e che non vedo l'ora di ripagare di tutti gli sforzi fatti.

Il loro contributo, unito alla mia applicazione negli studi è stato sicuramente fondamentale per il raggiungimento della meta.

Un grande ringraziamento anche a tutti i vari professori che si sono sempre dimostrati disponibili, umani e con alcuni dei quali ho avuto dei piacevoli confronti su varie tematiche riguardanti i corsi e non.

Molti di loro hanno stimolato in me molta curiosità nella loro materia grazie alla dedizione che mettevano nell'insegnamento e che hanno trasmesso a noi studenti.

Un ringraziamento è doveroso alla Professoressa Stoppato che mi ha fatto da relatrice in questo ultimo step finale. Una persona con la quale mi sono trovato molto bene, con la quale ho potuto confrontarmi e che si è sempre dimostrata interessata all'elaborato, disponibile per confronti, domande, dubbi e chiarimenti.

E' doveroso ringraziare i miei amici con i quali mi sono confrontato, ho confidato dubbi e preoccupazioni, che mi hanno supportato e con i quali ho gioito dopo i bei voti ottenuti e gli esami superati.

Infine un ringraziamento speciale devo farlo a me stesso per essere arrivato sino alla fine di questo percorso, anche se impegnativo, passo dopo passo grazie alla grinta messa nel superare gli ostacoli, ed alla tenacia nel raggiungere l'obiettivo prefissatomi.

Se mi guardo indietro e vedo fin dove sono arrivato e tutto quello che ho compiuto non posso che essere soddisfatto del traguardo raggiunto ed essere orgoglioso di me stesso, del mio cammino e degli sforzi fatti per intraprenderlo.

BIBLIOGRAFIA

- ***“What is the most energy efficient route for biogas utilization: Heat, electricity or transport?”***
Rawan Hakawati, Beatrice M. Smyth, Geoffrey McCulloch, Fabio De Rosa, David Rooney
- ***“Biogas to liquefied biomethane: Assessment of 3P’s–Production, processing, and prospects”***
Muhammad Abdul Qyyum, Junaid Haider, Kinza Qadeer, Valentina Valentina, Amin Khan, Muhammad Yasin, Muhammad Aslam, Giorgia De Guido, Laura A. Pellegrini, Moonyong Lee
- ***“Improving the use of liquid biofuels in internal combustion engines”***
R. J. Pearson, W. G. Turner. University of Bath UK
- ***“Biodiesel and renewable diesel production methods”***
J. H. Van Gerpen, B. B. He. University of Idaho
- ***“An economic analysis of biogas-biomethane chain from animal residues in Italy”***
F. Cucchiella, I. D'adamo, M. Gastaldi
- ***“Piattaforma biometano, documento programmatico”***
Assogasmetano (Associazione Nazionale Imprese Distributrici Metano)
- Documentazione presente sulle guide al Software SimaPro Professional fornite dallo stesso sviluppatore assieme all'applicazione come tutorial
 - ***Database Manual Methods***
 - ***InputOutput SimaPro SPG preface***
 - ***SimaPro9 Tutorial***
 - ***SimaPro9 Introduction to LCA***
 - ***Programming the SimaPro interface***
- ***“Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives”***
I. Angelidaki, L. Treu, P. Tsapekos, G. Luo, S. Campanaro, H. Wenzel, P. G. Kougias
- Documento Biogasdoneright con prefazione di Bruce Dale
- ***“Biorefinery plant design, engineering and process optimisation”***
J. B. Holm-Nielsen, E. A. Ehimen, Aalborg University Denmark.
- ***“Biomethane and biohydrogen production via anaerobic digestion/fermentation”***
K. Stamatelidou, G. Antonopoulou, P. Michailides.
- ***“Energetic-environmental-economic assessment of the biogas system with three utilization pathways: combined heat and power, biomethane and fuel cell”***
Bin Wu, Xiangping Zhang, Dawei Shang, Di Bao, Thao Zheng, Suojiang Zhang.

- ***“Dynamic Hybrid Life Cycle Assessment of CO2 Emissions of a Typical Biogas project”***
Binyue Zhang , Bin Chen.
- ***“Energy production from biogas in the Italian countryside: Policies and organizational models”***
Giovanni Carrosio
- ***“ Environmental and sustainability assessment of biorefineries“***
L. Schebek, O. Mrani
- ***“La filiera del biogas. Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive”***
Regione Marche ed Assam
- ***“From biogas to biomethane: A process simulation-based techno-economic comparison of different upgrading technologies in the Italian context”***
E. Barbera, S. Menegon, D. Banzato, C. D'alpaos, A. Bertucco
- ***“The impact of regional factors and new bio-methane incentive schemes on the structure, profitability and CO2 balance of biogas plants in Italy”***
P. Patrizio, B. Chinese.
- ***“Dal biogas al biometano”***
Vito Pigniatelli, ITABIA
- ***“Agricultural anaerobic digestion plants: what LCA studies pointed out and what can be done to make them more environmentally sustainable”***
J. Bacenetti, C. Sala, A. Fusi, M. Fiala
- ***“Evaluating environmental benefits of low-cost biogas digesters in small-scale farms in Colombia: A life cycle assessment”***
M. Garfi, L. Castro, N. Montero, H. Escalante, I. Ferrer
- ***“Life cycle environmental impacts of biogas production and utilisation substituting for grid electricity, natural gas grid and transport fuels”***
M. N. Perez-Camacho, R. Curry, T. Chromie
- ***“Biowaste-to-biomethane: An LCA study on biogas and syngas roads”***
F. Ardolino, U. Arena
- ***“Life cycle assessment of manure biogas production: A review”***
E. M. Esteves, A. M. Herrera, V. P. Esteves, C. do Rosario Vaz Morgado
- ***“An LCA based indicator for evaluation of alternative energy routes”***
M. A. Rubio Rodriguez, J. De Ruyck, P. Roque Diaz, V. K. Verma, S. Bram
- ***“Life cycle assessment of a biogas power plant with application of different climate metrics and inclusion of near-term climate forcers”***
C. Iordan, C. Laussetlet, F. Cherubini

- ***“The relevance of site-specific data in Life Cycle Assessment (LCA). The case of the municipal solid waste management in the metropolitan city of Naples (Italy)”***
M. Ripa, G. Fiorentino, V. Vacca, S. Ulgiati
- ***“Cryogenic vs. absorption biogas upgrading in liquefied biomethane production—An energy efficiency analysis”***
S. Ebrahim Hashemi, S. Sarker, K. M. Lien, S. K. Schnell, B. Austbo
- ***“Problems and Solutions Based on Comprehensive Utilization of Biogas”***
Zhou Xiao-zhu, Ou She-liang, Huang Chun-lan
- ***“Relation between greenhouse gas emissions and economic profit for different configurations of biogas value chains: A case study on different levels of sector integration”***
Kari-Anne Lyng, Aina Elstad Stensgard, Ole Jorgen Hanssen, Ingunn Saur Modahl
- ***“The development of renewable heating policy in the United Kingdom”***
P. M. Connor, L. Xie, R. Lowes, J. Britton, T. Richardson
- ***“Assessment of four sewage sludge treatment routes with efficient biogas utilization and heat integration”***
Chunfeng Song, Run Li, Yingxin Zhao, Ruying Li, Degang Ma, Yasuki Kansha
- ***“Il ruolo dei gas rinnovabili nel processo di decarbonizzazione europeo”***
Agata Gugliotta, Mattia Santori (RIE-Ricerche Industriali ed Enegetiche)
- ***“Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage”***
J. Posipil, P. Charvat, O. Arsenyeva, L. Klimes, M. Spilacek, J. J. Klemes
- ***“The role of life cycle assessment in the sustainable transition to a decarbonised gas network through green gas production”***
A. Singlitico, J. Goggins, R. Monaghan

SITOGRAFIA

- www.sciencedirect.com
- www.MDPI.com
- www.elsevier.com
- www.Agriland.ie
- www.Biogaschannel.com
- www.Industria.airliquide.it
- www.gse.it
- www.bioenergyfarm.eu
- www.schmackbiogas.it
- www.biomether.it
- www.lambienteworld.it
- www.nextville.it
- www.researchitaly.it
- www.arpav.it
- www.isaac-project.it
- www.snam.it
- www.qualeenergia.it
 - “L'esportabilità del modello italiano del biogasdoneright”
 - “Appello al nuovo governo: perchè sfruttare le potenzialità del biogas in Italia”
 - “Il mercato del biometano tra grandi potenzialità e momentanei rallentamenti”
 - “Il micro biogas”
 - “Le bioenergie in Italia, tra impianti a filiera corta e prospettive del biometano”
- www.federmetano.it
- www.farm-energyextension.org
- www.biogas-to-biomethane.org

- www.gpl.it
- www.greenpower.rsl.com
- www.venetoagricoltura.org
- www.agriregionieuropa.univpm.it
- www.scienzainrete.it
- www.pdc.minambiente.it
- www.ircispa.com
- www.laboratoriobiomasse.it
- www.venetoagricoltura.org
- www.europeanbiogas.eu
- www.engie.com
- www.energypost.eu