



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

ANALISI LCA

DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

ALIMENTATO A BIOGAS

PRODOTTO DA COLTIVAZIONE ENERGETICA

Relatore: prof.ssa ANNA STOPPATO

Correlatore: prof. ALBERTO BENATO

Laureando: FEDERICO FAVARETTO

Matricola: 1159801

Anno Accademico 2019/2020

INDICE

SOMMARIO	1
CAPITOLO 1: LA BIOMASSA	3
1.1 Panorama energetico mondiale	3
1.1.1 Scenari possibili IEA	3
1.1.2 Fonti energetiche	4
1.1.3 Fonti di energia rinnovabili	5
1.2 Biomassa	8
1.2.1 Tipologie di biomassa	9
1.2.2 Utilizzo della biomassa	10
CAPITOLO 2: GASSIFICAZIONE E DIGESTIONE	11
2.1 Gassificatori	11
2.1.1 Pirolisi	12
2.1.2 Gassificazione	13
2.1.3 Tipologie di gassificatori	14
2.2 Digestori	16
2.2.1 Fasi del processo di digestione anaerobica	16
2.2.2 Idrolisi ed acidogenesi	17
2.2.3 Acetogenesi	17
2.2.4 Metanogenesi	18
CAPITOLO 3: LIFE CYCLE ASSESSMENT	19
3.1 Definizione di LCA	19
3.2 Normativa di riferimento	20
3.3 Le fasi dell'analisi	21
3.3.1 Definizione degli scopi e degli obiettivi (Goal and Scope Definition)	21
3.3.2 Analisi di inventario (Life Cycle Inventory Analysis LCI)	22
3.3.3 Analisi degli impatti (Life Cycle Impact Assessment LCIA)	22
3.3.4 Interpretazione (Life Cycle Interpretation)	24

CAPITOLO 4: LCA DEL CASO STUDIO IN SIMAPRO.....	25
4.1 Impianto di Sant'Anna	25
4.2 Utilizzo di SimaPro	26
4.3 Scopi e obiettivi dell'analisi e definizione dell'unità funzionale	26
4.4 Schema dell'impianto.....	27
4.4.1 Coltivazione	28
4.4.2 Trasporto della biomassa dalla coltivazione al digestore anaerobico	30
4.4.3 Digestore anaerobico	31
4.4.4 Motore.....	32
4.4.5 Smaltimento del digestato prodotto	40
4.4.6 CO ₂ evitata.....	44
4.4.7 Schema completo	45
CAPITOLO 5: RISULTATI DEL CASO STUDIO	47
5.1 Metodi utilizzati	47
5.1.1 ReCiPe 2016.....	47
5.1.2 Cumulative Energy Demand.....	48
5.1.3 IPCC	49
5.1.4 USEtox 2	49
5.1.5 AWARE	50
5.2 Valutazioni	51
5.2.1 Analisi del sistema completo	51
5.2.2 Analisi delle singole fasi.....	60
CAPITOLO 6: CASI ALTERNATIVI	75
6.1 Dieta costituita solo da insilato di mais e farina di mais (no barbabietole).....	75
6.2 Dieta alternativa costituita da insilato di mais, liquame bovino e letame bovino	80
6.3 Miglior resa della coltivazione.....	86

CAPITOLO 7: CONCLUSIONI..... 91

BIBLIOGRAFIA 95

SOMMARIO

Negli ultimi anni, con l'aumentare della consapevolezza ambientale, le energie pulite hanno ricoperto un ruolo sempre più centrale all'interno del panorama energetico italiano e mondiale.

Anche le industrie e le imprese hanno iniziato a considerare sempre di più l'impatto delle loro attività sull'ambiente e per tale motivo le questioni sull'esaurimento delle risorse naturali e sul degrado ambientale stanno diventando sempre più attuali.

Si stanno studiando, pertanto, tecniche e strumenti per analizzare i vari impatti ambientali in modo da poter ridurre al minimo le conseguenze sull'ambiente.

Uno di questi strumenti è la metodologia LCA (Life Cycle Assessment) con la quale si valuta l'impatto ambientale di un prodotto per l'intero ciclo di vita.

In questo lavoro di tesi si vuole realizzare un'analisi LCA di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato a biogas prodotto da un sistema di digestione anaerobica a partire da una coltivazione energetica.

Si valuta il sistema nella sua totalità, dalla coltivazione della biomassa fino alla produzione di energia elettrica; sono prese in considerazione, quindi, anche la fase di trasporto della biomassa dalla coltivazione al sistema di digestione, il digestore anaerobico, il motore per la produzione elettrica e le fasi di smaltimento dei vari componenti e del digestato prodotto.

Nella prima parte di questo elaborato (capitoli 1, 2 e 3) si introduce una breve panoramica sulle tecnologie energetiche rinnovabili attualmente disponibili focalizzandosi in particolare sull'energia prodotta da biomassa. Inoltre si presenta velocemente la metodologia LCA, evidenziandone definizione, normative di riferimento e fasi.

Nella seconda parte (capitoli 4 e 5), invece, viene svolta l'analisi LCA dell'impianto studiato tramite il codice di calcolo SimaPro, mettendo in evidenza i metodi utilizzati e i risultati più significativi.

Molta attenzione viene data alle emissioni del motore (misurate in modo diretto) considerando sia solamente gli inquinanti principali sia in aggiunta quelli più particolari, eseguendo un confronto tra le soluzioni trovate.

Nella terza fase (capitolo 6), infine, si realizzano delle comparazioni tra il caso studio specifico e altri sistemi analoghi ottenuti cambiando l'efficienza della resa agricola o variando la biomassa a disposizione.

CAPITOLO 1: LA BIOMASSA

1.1 Panorama energetico mondiale

1.1.1 Scenari possibili IEA

Nel World Energy Outlook 2018, pubblicato da IEA (International Energy Agency), si fa riferimento a tre scenari possibili:

1.1.1.1 CPS (Current Policies Scenario)

Questo è il caso in cui i consumi e la produzione elettrica continuino seguendo le attuali politiche energetico-ambientali.

Seguendo tale scenario la quota di combustibili fossili all'interno della domanda energetica globale rimarrebbe praticamente invariata ed evidenti sarebbero le conseguenze sul pianeta.

1.1.1.2 NPS (New Policies Scenario)

Questo scenario include tutte le politiche e tutti i target annunciati nei diversi paesi del mondo (seppur non ancora implementati); ipotizzando un incremento della popolazione mondiale che determinerà un aumento considerevole della domanda energetica mondiale.

1.1.1.3 SDS (Sustainable Development Scenario)

In questo caso viene studiata l'accelerata transizione verso fonti energetiche pulite.

Questo scenario mette il mondo sulla buona strada per conseguire gli obiettivi legati al cambiamento climatico, all'accesso universale all'energia e al miglioramento della qualità dell'aria nei centri urbani.

Secondo tale scenario la quota delle rinnovabili sul mix elettrico passerebbe dall'attuale 25% ad oltre 60% nel 2040.

Nella produzione di calore, invece, la penetrazione rinnovabile passerebbe dal 10% al 25%, mentre nei trasporti dal 3.5% al 19%.

1.1.2 Fonti energetiche

Si definiscono fonti primarie di energia quelle fonti che sono presenti in natura prima di aver subito qualunque tipo di trasformazione.

Sono fonti primarie, quindi, sia le fonti di energia esauribile quali i combustibili fossili (petrolio, gas naturale, carbone) e il materiale fissile sia le fonti di energia rinnovabile quali l'energia eolica, l'energia idrica, l'energia delle biomasse e quella geotermia.

Si definiscono fonti energetiche secondarie, invece, quelle che derivano da una trasformazione di quelle primarie, tra esse la benzina, che si ottiene dal trattamento del petrolio greggio, il metano, che viene estratto dai gas naturali, l'energia elettrica, che deriva dalla trasformazione di energia meccanica o chimica o fisica, l'idrogeno che può essere estratto dall'acqua o da combustibili fossili.

È abbastanza evidente come, per la sopravvivenza del pianeta, sia necessario ridurre l'impatto ambientale in tutti i settori antropici e, soprattutto, in quello energetico.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati a livello mondiale è necessario investire sulle fonti pulite e rinnovabili che nel prossimo futuro saranno chiamate a ricoprire un ruolo sempre più fondamentale nel panorama energetico.

1.1.3 Fonti di energia rinnovabili

Le fonti di energia rinnovabile (FER), ad eccezione dell'energia delle maree e di quella geotermica, sono derivanti dall'energia solare, generatrice di quasi tutta l'energia del nostro sistema solare.

Le principali fonti di energia rinnovabile che rappresentano una possibile alternativa alle fonti tradizionali sono:

1.1.3.1 Energia fotovoltaica

La tecnologia fotovoltaica consiste nella trasformazione diretta della luce solare in energia elettrica mediante l'impiego di dispositivi che utilizzano l'effetto fotovoltaico, basato cioè sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori in grado di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica, senza parti meccaniche in movimento e senza l'uso di alcun combustibile.

Gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in due categorie:

- impianti isolati (stand-alone) che possono accumulare l'energia prodotta in esubero in apposite batterie;
- impianti collegati alla rete elettrica (grid-connected) che, oltre a produrre l'energia elettrica per l'utenza, immettono in rete l'energia in esubero. Vengono usati dove l'energia elettrica da fonte convenzionale risulta molto costosa o dove ha un forte impatto ambientale.

I vantaggi di questa tecnologia sono la buona affidabilità, il basso livello di manutenzione, l'assenza di rumore durante il funzionamento, il modesto impatto ambientale e il fatto che sfruttino una fonte energetica gratuita.

Gli svantaggi principali sono legati alla discontinuità della fonte energetica e alla necessità di grandi spazi per l'installazione dei pannelli fotovoltaici.

La dimensione dell'impianto fotovoltaico è in funzione dell'energia richiesta e quindi quest'ultima determina la potenza da installare, il numero di moduli necessari, il costo del sistema e il costo del chilowattora elettrico generato.

1.1.3.2 Energia solare termica

Questa è una tecnologia che sfrutta l'energia solare per il riscaldamento di acqua o aria. È una tecnologia che si presta alle utenze che richiedono la produzione di acqua calda e il riscaldamento di ambienti.

Il sole fornisce energia attraverso la radiazione solare, la quale è raccolta e convertita in energia termica tramite i collettori solari.

Gli elementi fondamentali che costituiscono questo impianto sono i collettori, all'interno dei quali viene riscaldato il liquido del circuito, e i serbatoi di accumulo all'interno dei quali si immagazzina l'acqua calda prodotta.

Il vantaggio fondamentale è legato alla riduzione dei consumi di combustibile per il riscaldamento che comporta, quindi, sia un risparmio economico per l'utenza sia un minor impatto ambientale.

Gli svantaggi, invece, sono dovuti ad un maggior costo di investimento iniziale e alla necessità di trovare un luogo idoneo per la messa in opera dell'impianto.

1.1.3.3 Energia eolica

Una parte dell'energia solare viene convertita in energia eolica che può essere sfruttata dagli impianti eolici trasformandola prima in energia meccanica (movimento delle pale) e poi tramite un generatore in energia elettrica.

Un impianto eolico produce elettricità mediante gli aerogeneratori.

Esistono principalmente due famiglie di rotor eolici:

- VAWT (Vertical Axis Wind Turbines), rotor ad asse verticale;
- HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines), ad asse orizzontale.

Più aerogeneratori collegati assieme formano le cosiddette wind-farm (fattorie del vento) che sono delle vere e proprie centrali elettriche.

Molto interessante risulta anche il micro-eolico che utilizza macchine eoliche in grado di generare fino a 20 kW destinate all'autoconsumo e macchine da 20 a 100 kW considerate per l'uso industriale.

Per produrre energia elettrica in quantità sufficiente è necessario che il luogo di installazione degli aerogeneratori abbia una ventosità opportuna. I siti favorevoli all'installazione di turbine eoliche, infatti, devono avere velocità medie annuali costanti durante l'intero anno, con basso livello di turbolenza e limitate raffiche.

I vantaggi di questa tecnologia sono legati al fatto che l'energia eolica è gratuita e non inquinante; inoltre permette la produzione sia di lavoro meccanico sia elettrico.

Gli aspetti negativi, invece, sono dovuti al fatto che gli aerogeneratori non possono essere installati ovunque e che hanno un impatto ambientale (soprattutto visivo) non trascurabile.

1.1.3.4 Energia idroelettrica

La tecnologia idroelettrica è la più matura tra le fonti rinnovabili.

Al giorno d'oggi questa forma di energia viene sfruttata tramite l'utilizzo di turbine Pelton, Francis e Kaplan.

La potenza di un impianto idroelettrico dipende da due fattori:

-salto H ovvero differenza di quota tra il punto di prelievo dell'acqua e il punto di restituzione;

-portata volumetrica Q cioè il volume d'acqua prelevato nell'unità di tempo.

In base alla taglia gli impianti si dividono in:

-micro-impianti per $P < 100$ kW

-mini-impianti per 100 kW $< P < 1$ MW

-piccoli-impianti per 1 MW $< P < 10$ MW

-grandi-impianti per $P > 10$ MW

Gli impianti, inoltre, possono essere:

-ad acqua fluente: in tal caso non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso dell'acqua;

-a deflusso regolato (a bacino): sono provvisti di una capacità di invaso alla presa del corso d'acqua atta a modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale;

-a pompaggio: sono impianti con tutte le caratteristiche degli impianti tradizionali a bacino, ma che ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore anche mediante sollevamento elettromeccanico.

I vantaggi di questa fonte di energia sono l'elevata affidabilità e maturità della tecnologia, il rispetto degli ecosistemi, i bassi costi di manutenzione, l'impatto ambientale molto basso.

1.2 Biomassa

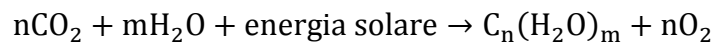
Come visto nei paragrafi precedenti, al giorno d'oggi esistono diverse tipologie di energia rinnovabile e tra queste c'è l'energia da biomassa.

Le biomasse sono composte da diverse tipologie di materiali che vanno dalle piante, erba, alberi, foglie secche fino al letame, ai rifiuti animali e agroalimentari.

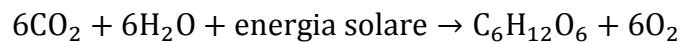
Attraverso un processo di combustione di questi prodotti è possibile generare energia, che se trasformata opportunamente in una centrale può diventare energia elettrica da distribuire in sostituzione a quella generata tramite combustibili fossili.

Il vantaggio principale di questa energia è legato al fatto che durante la combustione della biomassa si rilascia in atmosfera lo stesso quantitativo di anidride carbonica assorbito durante la crescita della biomassa stessa.

Le piante, infatti, durante il corso della loro vita, effettuano il processo di fotosintesi clorofilliana attraverso il quale, utilizzando energia solare, convertono acqua e anidride carbonica in carboidrati e ossigeno:



Considerando che il composto organico principale è il glucosio ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$), la reazione che avviene più frequentemente è la seguente:



In questo modo l'impatto ambientale (in termini di effetto serra) legato alla produzione elettrica da biomassa è molto minore poiché la CO_2 emessa in fase di combustione viene bilanciata da quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa.

1.2.1 Tipologie di biomassa

Le biomasse possono essere di tre origini differenti:

- vegetale;
- animale;
- microbica.

Le biomasse di origine vegetale sono le più utilizzate e derivano dagli scarti delle attività agricole e forestali.

Tra le biomasse vegetali ci sono i residui forestali e agricoli, le specie vegetali coltivate appositamente per la produzione di energia da biomasse (coltivazioni energetiche), il pellet, il cippato, i gusci e i noccioli dei frutti, le bucce e il legname.

Queste tipologie di biomasse impiegate per la produzione di energia vengono trasformate in modalità differenti a seconda dell'impianto che le utilizza.

Oltre alle biomasse vegetali, esistono anche quelle di derivazione animale, che arrivano direttamente dall'allevamento degli animali erbivori. Tra le biomasse animali, quella più impiegata è sicuramente il letame.

La biomassa microbica è quella che proviene dal suolo ed è disponibile grazie agli elementi che compongono il terreno come lo zolfo e l'azoto. Anche i batteri, i funghi e i microbi presenti all'interno dei terreni possono essere impiegati per la produzione di energia da biomasse.

Infatti, ogni terreno sul quale crescono e si decompongono le piante è caratterizzato da diversi nutrienti che vanno da quelli della decomposizione del suolo a quelli della decomposizione degli animali o delle loro feci. Infine, molti dei microrganismi presenti nella terra dopo la loro morte diventano una riserva di elementi minerali che possono essere impiegati per la produzione di energia.

1.2.2 Utilizzo della biomassa

I processi di conversione delle biomasse in energia possono essere sostanzialmente di due tipi.

I primi sono i processi termochimici che sono basati sull'azione del calore attraverso il quale avvengono reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia.

Tra questi processi ci sono:

- il co-firing (co-combustione), che consiste nella sostituzione di una percentuale di carbone con biomassa direttamente nella caldaia dell'impianto preesistente, riducendo le emissioni inquinanti;

- la pirolisi che consiste in un processo di decomposizione di materiali organici, ottenuto fornendo calore, a temperature comprese tra i 400°C e 800°C, in forte carenza di ossigeno, i cui prodotti possono essere gassosi, liquidi o solidi a seconda del metodo con cui viene eseguita e dei parametri di reazione;

- la gassificazione che è un processo di conversione della biomassa in composti gassosi (ossido di carbonio, anidride carbonica, metano, idrogeno e miscele di essi come il syngas) e consiste nell'ossidazione incompleta di una sostanza in un ambiente ad elevata temperatura (900-1000°C) per la produzione di un gas combustibile.

L'altra tipologia di processi utilizzati per sfruttare la biomassa è la conversione chimico-fisica che permette di ricavare energia per reazione chimica tramite l'impiego di enzimi, funghi e micro-organismi, che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni.

I processi biochimici ad opera di microrganismi sono generalmente di tipo anaerobico, ovvero in assenza di ossigeno.

CAPITOLO 2: GASSIFICAZIONE E DIGESTIONE

2.1 Gassificatori

All'interno del gassificatore si realizza la trasformazione della biomassa in biogas attraverso una reazione di gassificazione.

La gassificazione è un processo di degradazione termochimica (ossidazione parziale) ad elevata temperatura attraverso il quale, in carenza di ossigeno, è possibile trasformare un combustibile solido in un gas di sintesi (syngas) dotato di un determinato contenuto energetico.

Il gas prodotto da tale processo è principalmente composto da:

- monossido di carbonio (CO);
- anidride carbonica (CO₂);
- idrogeno (H₂);
- metano (CH₄);
- acqua (H₂O);
- azoto (N);
- altri idrocarburi quali etilene (C₂H₄) ed etano (C₂H₆);
- altre sostanze quali cenere, particelle di carbone, tar e oli.

Il gas ottenuto da questo processo, non avendo subito alcun processo di combustione, mantiene le proprietà energetiche del combustibile solido da cui ha avuto origine e, essendo allo stato gassoso, può essere facilmente trasportato e impiegato in processi industriali.

Il processo di gassificazione avviene all'interno di un gassificatore e può essere suddiviso in due fasi.

La prima fase è quella di pirolisi, dove per mezzo di una serie di complesse reazioni termochimiche vengono rilasciate le componenti volatili del combustibile.

I vapori volatili rilasciati contengono idrocarburi gassosi, idrogeno, monossido di carbonio, anidride carbonica, tar e vapore acqueo.

Quel che resta dal processo di pirolisi sono principalmente il char (un agglomerato di natura complessa costituito da carbonio, ceneri, composti sulfurei e idrocarburi volatili) e le ceneri.

La seconda fase prevede la gassificazione dei prodotti della pirolisi, i quali reagendo con l'agente gassificante portano alla decomposizione dei gas e vapori che li compongono e alla conversione del carbone solido contenuto in essi.

2.1.1 Pirolisi

La pirolisi costituisce la prima fase di ogni processo di gassificazione e prevede la decomposizione termochimica della biomassa ottenuta mediante l'applicazione di calore, a temperature comprese tra 400 e 800 °C, in parziale o completa assenza di un agente ossidante.

I prodotti della reazione sono:

-frazione solida: ad elevato contenuto di carbonio e, per tale motivo, caratterizzata da un alto potere calorifico (8000 kcal/kg);

-frazione liquida: può essere considerata come un bio-olio e contiene paraffine, isoparaffine e olefine, idrocarburi aromatici (come benzene, toluene e xileni) e numerose sostanze ossigenate, clorurate e solforate in relazione al materiale di partenza. Risulta caratteristico il contenuto energetico (5000-6000 kcal/kg);

-frazione gassosa: chiamato anche gas di pirolisi; è composto prevalentemente da idrogeno, monossido di carbonio, anidride carbonica, idrocarburi leggeri. Generalmente è caratterizzato da un potere calorifico medio alto (3500-4800 kcal/kg).

La dimensione delle particelle di biomassa e la temperatura di reazione determinano la velocità del processo pirolitico e la composizione dei prodotti finali.

Esistono diverse modalità di esecuzione del processo di pirolisi:

-la pirolisi lenta o convenzionale, che avviene a temperature moderate (circa 500°C) e richiede lunghi tempi di reazione; da questo tipo di processo si ottengono approssimativamente le tre frazioni in uguale proporzioni;

-la carbonizzazione, che avviene a temperature comprese tra i 300 e 500°C. Da tale processo si recupera solo la frazione solida (carbone vegetale), per cui si procede in modo da minimizzare le altre frazioni;

-la fast pirolisi, che richiede temperature comprese dai 500 ai 650°C, in modo da far avvenire le reazioni velocemente, favorendo la produzione della frazione liquida (fino al 70-80% in peso della biomassa in entrata);

-la flash pirolisi, realizzata in modo da mantenere gli stessi tempi di contatto della fast pirolisi, ma a temperature superiori ai 650 °C, in modo da favorire la produzione della frazione gassosa.

2.1.2 Gassificazione

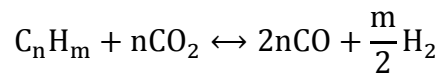
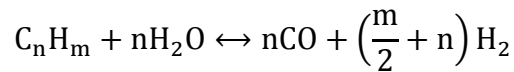
La gassificazione costituisce la seconda fase del processo di conversione della biomassa in syngas.

In questa fase i prodotti generati dalla pirolisi, reagendo con l'agente gassificante (aria ambiente, ossigeno o vapore acqueo), danno luogo al combustibile gassoso finale.

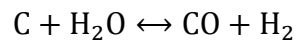
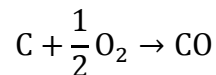
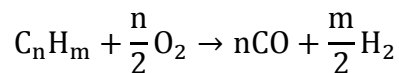
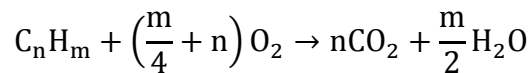
Il processo è endotermico ed il calore necessario viene fornito dall'esterno o generato attraverso una parziale combustione del char e dei prodotti della pirolisi.

Le principali reazioni che avvengono nella fase di gassificazione sono:

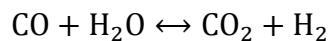
-reforming:



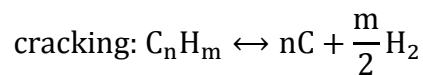
-combustione:



-shift:



-formazione di residui carboniosi (soot):



dove per il metano $m=4$ e $n=1$, per l'olio $m=2$ e $n=1$ e per il carbone $m=1$ e $n=1$.

2.1.3 Tipologie di gassificatori

In commercio ci sono moltissime tipologie di gassificatori.

Il tipo di costruzione interna del gassificatore è il parametro di distinzione più comunemente usato; secondo questo parametro si possono avere:

- gassificatori a letto fisso, che si suddividono in gassificatori in equicorrente (downdraft), in controcorrente (updraft) e crossdraft;
- gassificatori a letto fluido;
- gassificatori a letto trascinato.

Le caratteristiche di ciascun tipo di gassificatore sono presentate in tabella 2.1.3.

TIPOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Gassificatore a letto fisso equicorrente downdraft	Produzione di gas senza contenuto di catrami e quindi adatto per alimentazioni di motori endotermici; Basso impatto ambientale a causa del basso livello di composti organici nel condensato.	La biomassa deve essere pellettizzata o bricchettata prima dell'uso; A causa della necessità di mantenere elevate temperature rende impraticabile l'uso di questo tipo di gassificatori per potenze all'albero superiori ai 350 kW.
Gassificatore a letto fisso controcorrente updraft	Semplicità; Possibilità di operare con diverse tipologie di biomassa; Elevata combustione del carbone di legna e scambio termico del gas in uscita con la biomassa; Elevato rendimento di impianto	Formazione di cammini preferenziali interni al gassificatore che portano a situazione di pericolo a causa della ritenzione di ossigeno all'interno del letto fisso e quindi necessità di installare delle grate mobili; Ritenzione dei catrami all'interno del gas.

Gassificatore a letto fisso crossdraft	Realizzazione di gassificatori operanti su piccola scala di potenza (potenze all'albero inferiori a 10 kW) in quanto si utilizza un semplice sistema di trattamento dei gas (ciclone o filtro).	Minima capacità di conversione dei catrami in idrocarburi leggeri che ha come conseguenza la necessità di utilizzare combustibili di buona qualità.
Gassificatore a letto fluido	Applicabile a grande scala (maggiore di 500 kW all'albero); Elevati coefficienti di scambio termico; Elevate velocità di reazione; Temperature uniformi.	Richiede pezzatura fine della biomassa combustibile; Elevata produzione di particolato; Tecnologia complessa; Possibile presenza di carbone nelle ceneri.
Gassificatore a letto trascinato	Applicabile a grande scala; Grande versatilità; Bassa produzione di catrami; Completa conversione del carbonio.	Elevata produzione di scorie; Richiede combustibile fine; Tecnologia complessa; Elevati costi di gestione.

Tabella 2.1.3: caratteristiche dei principali gassificatori

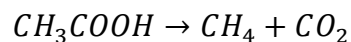
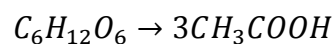
2.2 Digestori

All'interno dei digestori anaerobici avviene il processo di degradazione biologica della sostanza organica in condizione di anaerobiosi (in assenza di ossigeno) che determina la formazione di diversi prodotti, i più abbondanti dei quali sono due gas: il metano ed il biossido di carbonio.

Questa reazione coinvolge diversi gruppi microbici interagenti tra loro: i batteri idrolitici, i batteri acidificanti (acetogeni ed omoacetogeni) ed, infine, i batteri metanigeni, quelli cioè che producono CH₄ e CO₂.

Un tipico esempio di degradazione anaerobica di un substrato organico puro è rappresentato dalla digestione anaerobica del glucosio (componente principale della biomassa vegetale).

In questo caso si ha un primo passaggio in cui il glucosio viene convertito ad acido acetico ed un successivo in cui l'acido acetico viene ulteriormente degradato a metano e biossido di carbonio:



Esistono differenti specie di microrganismi classificabili in base all'intervallo termico ottimale di crescita: psicrofili (temperature inferiori a 20°C), mesofili (temperature comprese tra i 20°C ed i 40°C) e termofili (temperature superiori ai 45°C).

2.2.1 Fasi del processo di digestione anaerobica

La conversione di substrati organici complessi in metano avviene attraverso una catena trofica anaerobica. Ad essa partecipano almeno tre gruppi metabolici distinti di microrganismi che si differenziano sia per i substrati che per i prodotti del loro metabolismo. Il processo biodegradativo si compone delle seguenti fasi:

- una prima fase di idrolisi dei substrati complessi accompagnata da acidificazione con formazione di acidi organici, chetoni ed alcoli;
- una successiva fase acetogenica, in cui, a partire dagli acidi organici, si ha la formazione di acido acetico, acido formico, biossido di carbonio ed idrogeno molecolare;
- un'ultima fase in cui, a partire dai prodotti della fase precedente, si osserva la metanizzazione, cioè la formazione di metano a partire dall'acido acetico o attraverso la riduzione del biossido di carbonio utilizzando l'idrogeno come co-substrato.

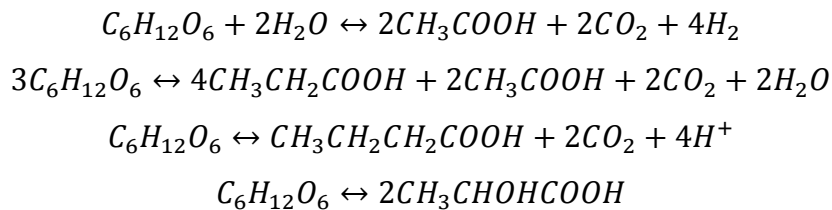
2.2.2 Idrolisi ed acidogenesi

In questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, si ha la degradazione di substrati organici complessi particolati o solubili, quali proteine, grassi e carboidrati, con formazione di composti semplici, quali aminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile.

In particolare i microrganismi idrolizzanti possono colonizzare il materiale particolato e degradarlo oppure produrre enzimi extracellulari in grado di scindere le molecole organiche complesse in oligomeri e monomeri.

Contestualmente avviene il processo fermentativo acidogenico in cui i batteri fermentativi degradano i monomeri ed oligomeri organici, zuccheri ed aminoacidi, producendo acidi grassi e alcoli.

Le principali reazioni di acidogenesi sono:

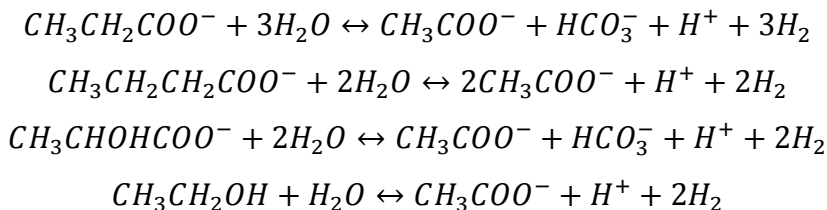


2.2.3 Acetogenesi

A partire dai substrati formati nel corso della fase di idrolisi ed acidificazione i batteri acetogeni producono acido acetico, acido formico, CO₂ ed H₂.

Due differenti meccanismi devono essere considerati a seconda che la degradazione avvenga a partire da acidi grassi a catena lunga (LCFA, long chain fatty acids) o a catena corta (SCFA, short chain fatty acids, o VFA, volatile fatty acids). In generale, si definiscono acidi grassi a catena lunga quelli con più di 5 atomi di carbonio.

Le principali reazioni di acetogenesi sono:

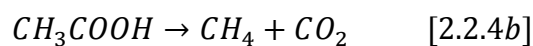
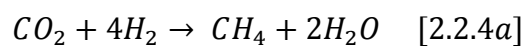


2.2.4 *Metanogenesi*

La produzione di CH₄ rappresenta la conclusione della catena trofica anaerobica. Il metano, infatti, è l'unico composto non reattivo nell'intero processo di digestione anaerobica e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale dell'intero processo.

La produzione del metano può avvenire essenzialmente attraverso due differenti vie di reazioni: una via prevede la metanogenesi ad opera dei batteri idrogenotrofi, che operano l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno (reazione [2.2.4a]), mentre la seconda via, la cosiddetta via acetoclastica, prevede la dismutazione anaerobica dell'acido acetico con formazione di metano e biossido di carbonio (reazione [2.2.4b]).

La maggior parte della produzione di metano avviene attraverso questo secondo meccanismo.



CAPITOLO 3: LIFE CYCLE ASSESSMENT

3.1 Definizione di LCA

La definizione di LCA proposta dalla SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry), al giorno d'oggi formalizzata nelle normative ISO 14040 e 14044, è la seguente:

“è un procedimento oggettivo di valutazione dei carichi energetici ed ambientali relativi ad un processo o un'attività, effettuato attraverso l'identificazione dell'energia e dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente. La valutazione include l'intero ciclo di vita del processo o attività, comprendendo l'estrazione e il trattamento delle materie prime, la fabbricazione, il trasporto, la distribuzione, l'uso, il riuso, il riciclo e lo smaltimento finale”.

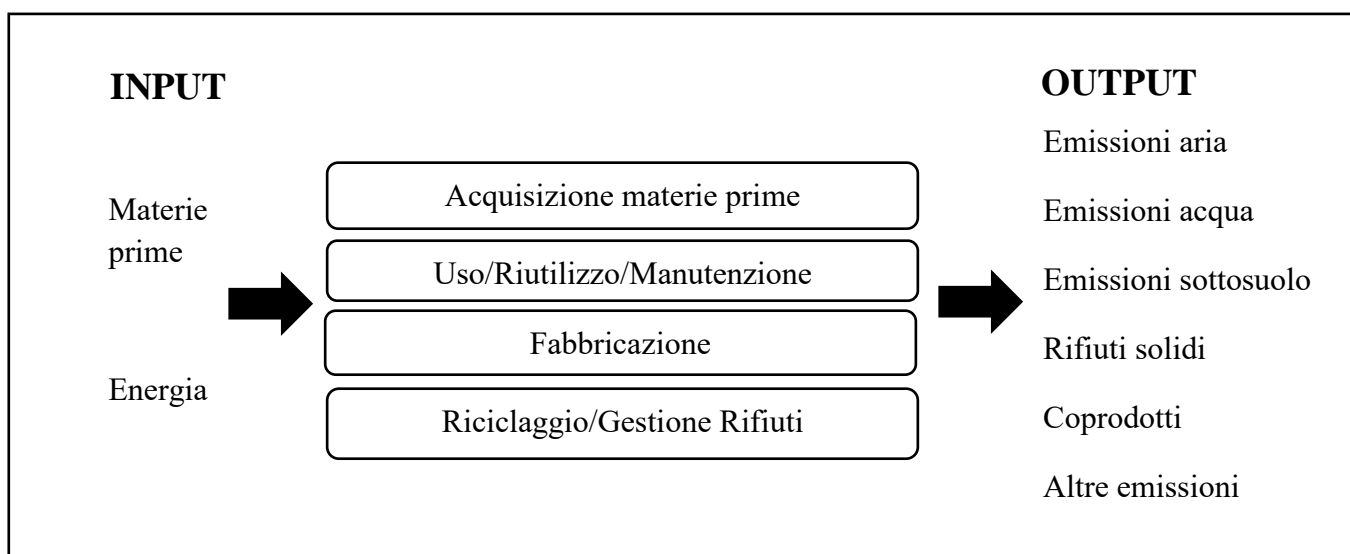


Figura 3.1: schema analisi LCA

A seconda delle fasi che si prendono in considerazione si parla di un approccio:

- from cradle to gate (dalla culla al cancello) comprende le fasi di estrazione delle materie prime, trasporto al sito di lavorazione e creazione del manufatto;
- from cradle to grave (dalla culla alla tomba) oltre alle fasi prima descritte, aggiunge la fase d'uso e manutenzione e quella di fine vita, costituita da demolizione/decostruzione, trasporto in discarica e dismissione;
- from cradle to cradle (dalla culla alla culla) comprende tutto il ciclo di vita del prodotto, considerando le possibilità di riuso, riciclo o valorizzazione energetica.

3.2 Normativa di riferimento

A partire dagli anni '90 l'International Standards Organization (ISO) si è impegnata a sviluppare un sistema di standardizzazione e normalizzazione di tale metodologia.

Attualmente le normative di riferimento sono la ISO 14040 e la ISO 14044:

ISO 14040: Valutazione del Ciclo di vita. Principi e quadro di riferimento.

Fornisce un quadro generale della valutazione, specificando la normativa di riferimento e le definizioni utili. In questa prima norma si trova anche lo scopo, la struttura e i requisiti per condurre lo studio del ciclo di vita.

ISO 14044: La presente norma è la versione ufficiale della norma europea EN ISO 14044 (edizione luglio 2006). La norma specifica i requisiti e fornisce linee guida per la valutazione del ciclo di vita (LCA), comprendendo:

- la definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione della LCA;
- la fase di inventario del ciclo di vita (LCI);
- la fase di valutazione dell'impatto del ciclo di vita (LCIA);
- la fase di interpretazione del ciclo di vita;
- la rendicontazione e la revisione critica dell'LCA;
- le limitazioni della LCA;
- le correlazioni tra le fasi della LCA;
- le condizioni per l'utilizzo delle scelte dei valori e degli elementi facoltativi.

La norma tratta gli studi di valutazione del ciclo di vita (LCA) e di inventario del ciclo di vita (LCI).

3.3 Le fasi dell'analisi

L'analisi LCA, secondo la normativa ISO 14040, può essere suddivisa in quattro fasi (fig.3.3):

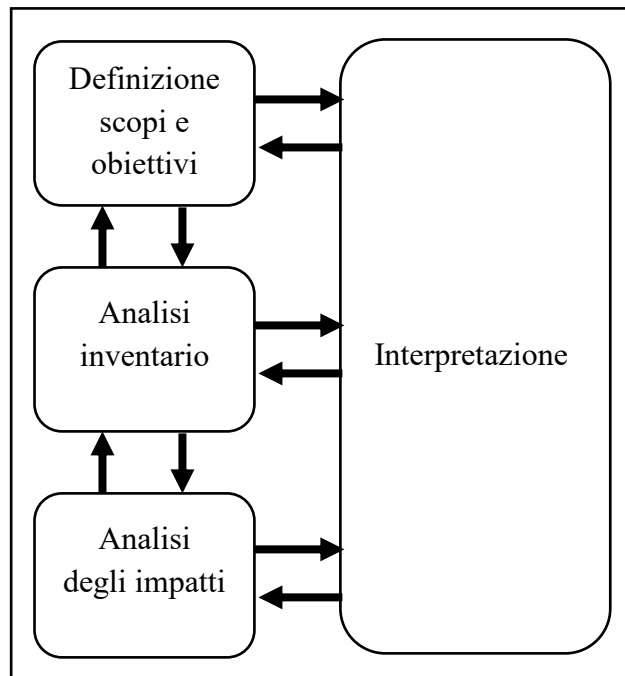


Figura 3.3: fasi dell'analisi LCA

3.3.1 Definizione degli scopi e degli obiettivi (Goal and Scope Definition)

La prima fase di uno studio LCA prevede la definizione degli obiettivi dell'analisi, precisando in particolare l'applicazione prevista, le ragioni che inducono a realizzare lo studio ed il tipo di pubblico a cui esso è destinato (Goal phase).

Si individua, inoltre, il campo di applicazione definendo i confini del sistema in esame, l'unità funzionale, la qualità dei dati, le ipotesi e il tipo di dati da considerare (Scope phase).

In particolare, l'unità funzionale del sistema deve essere coerente con il goal and scope dello studio e deve individuare in modo chiaro e misurabile il riferimento a cui tutti i dati di input e di output devono essere normalizzati.

La scelta dell'unità funzionale (per esempio il chilogrammo di prodotto, la tonnellata di rifiuto trattato o il chilowattora di energia fornita) è fondamentale per consentire la comparabilità dei risultati della LCA quando si valutano sistemi differenti.

3.3.2 Analisi di inventario (Life Cycle Inventory Analysis LCI)

L'analisi di inventario consiste nella realizzazione di una banca dati dei carichi ambientali sviluppata attraverso la definizione e la quantificazione dei flussi di materia e di energia in entrata nel sistema e quelli relativi alle emissioni, ai rifiuti e ad altri carichi ambientali in uscita, tenendo conto dell'intero ciclo di vita del sistema in esame.

I dati raccolti nell'inventario possono essere distinti in tre categorie:

- dati primari (provenienti da rilevamenti diretti);
- dati secondari (ricavati dalla letteratura);
- dati terziari (provenienti da stime e valori medi).

I carichi ambientali considerati possono essere diretti, se sono connessi immediatamente alle attività del sistema in esame, indiretti, se provengono dai processi di produzione, trasporto ed utilizzo di materia e energia, o evitati, se connessi al risparmio di materiali ed energia legati alla attività in esame.

3.3.3 Analisi degli impatti (Life Cycle Impact Assessment LCIA)

La fase dell'analisi degli impatti ambientali ha lo scopo di identificare e quantificare gli impatti ambientali determinati dal sistema in esame, evidenziando l'entità dei cambiamenti che si generano a seguito dei consumi di materia e di energia e dei rilasci nell'ambiente. In sostanza, è la fase in cui si passa dai dati oggettivi raccolti o calcolati durante la fase di LCI ad una valutazione (quantitativa) di pericolosità ambientale.

Secondo lo standard ISO 14044, esistono alcuni elementi obbligatori, quali la classificazione degli impatti e la loro caratterizzazione, ed altri elementi opzionali, quali la normalizzazione e la valutazione o pesatura.

I primi due elementi consentono di assegnare i risultati della fase LCI a determinate categorie di impatto, con conseguente quantificazione degli impatti sull'ambiente, mediante modelli scientifici e fattori di equivalenza.

Le categorie di impatto, generalmente, sono riconducibili a tre grandi aree: utilizzo di risorse naturali, effetti sulla salute dell'uomo ed effetti sull'ecosistema.

In particolare durante la classificazione si individuano le seguenti categorie di impatto:

categorie di impatto
impoverimento delle materie prime
impoverimento delle fonti energetiche
effetto serra (GWP: Global Warming Potential)
assottigliamento dello strato d'ozono (ODP: Ozone Depletion Potential)
formazione di smog fotochimico (POCP: Photochemical Ozone Creation Potential)
acidificazione potenziale (AP: Acidification Potential)
tossicità per l'uomo e per l'ambiente
eutrofizzazione (NP: Nutrification Potential)

Tabella 3.3.3a: categorie di impatto per una LCA

Ciascun effetto ha un'interazione con l'ambiente rapportabile a diverse scale geografiche; infatti gli impatti ambientali possono avere una rilevanza globale o locale.

In generale, dopo la classificazione dei diversi impatti causati dal processo, si esegue la caratterizzazione, che permette di quantificare in modo omogeneo il contributo delle singole emissioni. In questa fase, quindi, si attribuisce a ciascuna categoria di impatto un'unità di misura con la quale poter eseguire confronti e valutazioni:

categorie di impatto	unità di riferimento
impoverimento delle materie prime	kg di materiali consumati
impoverimento delle fonti energetiche	MJ
effetto serra (GWP: Global Warming Potential)	kg di CO ₂ eq
assottigliamento dello strato d'ozono (ODP: Ozone Depletion Potential)	kg di R12 eq
formazione smog fotochimico (POCP: Photochemical Ozone Creation Potential)	kg di C ₂ H ₄ eq
acidificazione potenziale (AP: Acidification Potential)	kg di SO ₂ eq
tossicità per l'uomo e per l'ambiente	DALY
eutrofizzazione (NP: Nutrification Potential)	kg di NO ₃ ⁻ eq

Tabella 3.3.3b: unità di riferimento per categorie di impatto

3.3.4 Interpretazione (Life Cycle Interpretation)

La parte conclusiva dello studio consiste nello sviluppo di analisi critiche dei risultati al fine di trarre delle conclusioni e fornire indicazioni per migliorare le prestazioni ambientali del sistema analizzato.

CAPITOLO 4: LCA DEL CASO STUDIO IN SIMAPRO

4.1 Impianto di Sant'Anna

Durante la tesi è stata realizzata un'analisi LCA di un sistema per la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di un motore alimentato a biogas generato da biomassa, facendo riferimento all'impianto esistente di Sant'Anna, situato a Bagnoli di Sopra in provincia di Padova.

Nel modello di calcolo sono state considerate la coltivazione della biomassa, il suo trasporto dalla coltivazione al sistema di produzione di biogas, il digestore anaerobico, il motore per la produzione elettrica, la fase dello smaltimento del digestato in uscita dal digestore e, infine, la CO₂ assorbita durante la vita della biomassa.

Per il sistema in esame si conosce:

- qualità e quantità della dieta (25 tonnellate al giorno di insilato di mais, 3 tonnellate al giorno di farina di mais e 20 tonnellate al giorno di barbabietole);
- tipologia dei mezzi utilizzati per il trasporto (si utilizzano gli stessi mezzi agricoli impiegati in fase di coltivazione);
- del digestore è nota la capacità (1000 m³) e la composizione chimica del biogas prodotto è stata misurata direttamente (tabella 4.4.5);
- del motore è nota la taglia (2500 kW termici, 930 kW elettrici) e sono state misurate direttamente le emissioni, sia quelle convenzionali sia quelle particolari (tabella 4.4.4a)
- l'autoconsumo legato al funzionamento del sistema (9%);
- si è ipotizzato che il digestato generato abbia la stessa composizione chimica del fertilizzante utilizzato in fase di coltivazione e che, quindi, possa sostituirlo;
- si è ipotizzato che l'anidride carbonica assorbita dalla biomassa in fase di crescita coincida con quella emessa in fase di combustione nel motore.

4.2 Utilizzo di SimaPro

Per uno studio LCA si sfruttano appositi software che permettono di realizzare modelli con i quali rappresentare il ciclo di vita del prodotto effettuando valutazioni sui consumi energetici, sui consumi materiali e sui possibili impatti ambientali.

Tali software devono essere conformi alla normativa di riferimento che è stata presentata nel paragrafo 3.2 (ISO 14040 e ISO 14044).

In questo lavoro di tesi è stato utilizzato il codice di calcolo SimaPro.

SimaPro (System for Integrated Environmental Assessment of PROducts) è un programma utile per eseguire analisi LCA e consente di modellare e analizzare facilmente complessi cicli di vita in modo sistematico e trasparente.

Misura il costo energetico e materiale e l'impatto ambientale dei prodotti e servizi in tutte le fasi del ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime fino allo smaltimento, passando per la produzione, la distribuzione e l'utilizzo.

4.3 Scopi e obiettivi dell'analisi e definizione dell'unità funzionale

L'analisi LCA deve essere preceduta da una dichiarazione degli obiettivi e delle finalità dello studio.

L'obiettivo dello studio è la valutazione dei costi energetici e materiali e dell'impatto ambientale legati alla generazione di energia elettrica da parte dell'impianto in esame.

Come unità funzionale si è considerato il kWh elettrico, al quale sono stati normalizzati tutti i flussi di massa ed energia presenti nell'inventario.

Per fare ciò si è considerata la taglia del motore (930 kW elettrici), il fattore di carico (8000 ore annue) e l'autoconsumo necessario per il funzionamento dell'intero impianto (si è considerato un autoconsumo pari al 9%).

Quindi si è ricavato:

$$\begin{aligned} E_{el} &= P_{el} * f_{carico} * (1 - 0.09) = 930kW_{el} * 8000 \frac{h}{anno} * (1 - 0.09) = \\ &= 6770400 kWh_{el} \end{aligned}$$

Per quanto riguarda i confini del sistema, invece, si è considerato l'intero processo produttivo, dalla coltivazione della biomassa fino allo smaltimento del digestato e delle infrastrutture dell'impianto.

4.4 Schema dell'impianto

L'impianto analizzato può essere schematizzato secondo lo schema di figura 4.4:

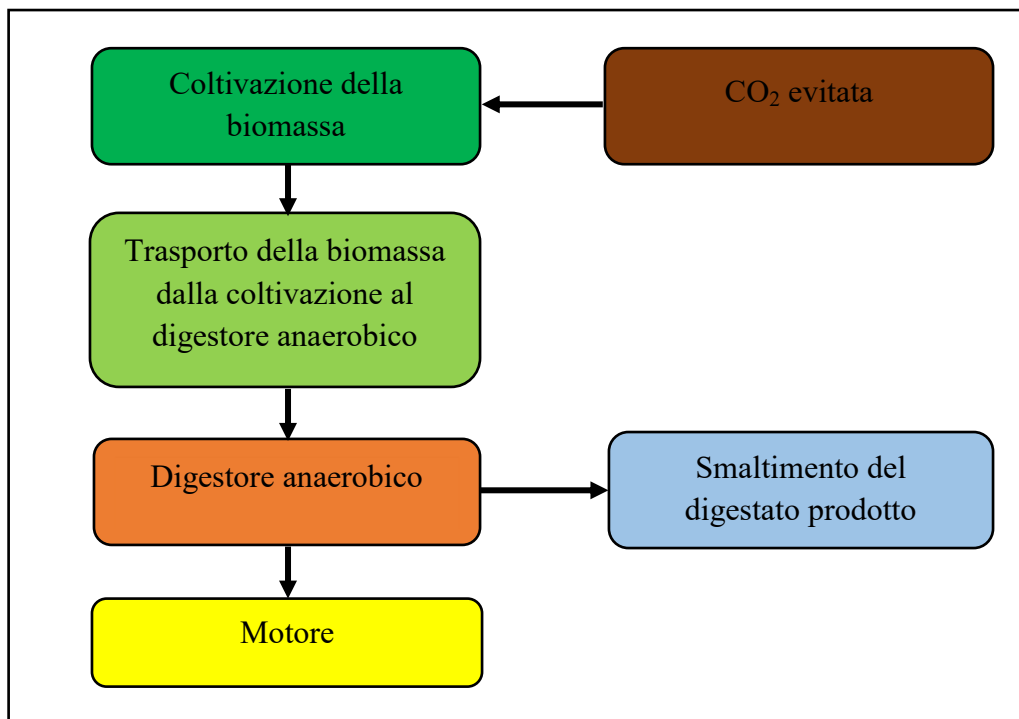


Figura 4.4: schema dell'impianto

È formato, quindi, da:

4.4.1 Coltivazione

4.4.2 Trasporto della biomassa dalla coltivazione al sistema di digestione anaerobica

4.4.3 Digestore anaerobico

4.4.4 Motore per la produzione di energia elettrica

4.4.5 Smaltimento del digestato prodotto

4.4.6 CO₂ evitata

4.4.1 Coltivazione

La prima fase da valutare è quella legata alla produzione della biomassa necessaria per la produzione del biogas nel digestore.

Per il caso studiato la dieta giornaliera è costituita da 25 tonnellate di insilato di mais, 3 tonnellate di farina di mais e 20 tonnellate di barbabietole.

All'interno di Simapro sono stati utilizzati i seguenti record:

-“Maize silage, organic {RoW}| production | APOS, U” per l'insilato di mais (all'interno di Processi - Materiali - Agricultural - Animal feed - Transformation);

-“Maize flour, from dry milling, at plant/IT Energy U” per la farina di mais (all'interno di Processi - Materiali - Food - Cereal products);

-“Sugar beet {RoW}| market for sugar beet | APOS, U” per le barbabietole (all'interno di Processi - Materiali - Agricultural - Plant production - Sugar Beets - Market).

Nei record implementati in SimaPro si valutano i costi materiale ed energetici e gli impatti ambientali legati alla coltivazione della biomassa, considerando l'utilizzo dei vari macchinari e dei fertilizzanti impiegati.

Volendo riportare tutto all'unità funzionale scelto (il kWh elettrico) è stata calcolata quanta biomassa risulta necessaria per produrre un kWh:

$$m_{biomassa\ kWh} = \frac{m_{biomassa\ anno}}{E_{el\ anno}} = \frac{\left[\frac{ton}{anno} \right]}{\left[\frac{kWh_{el}}{anno} \right]} = \left[\frac{ton}{kWh_{el}} \right]$$

Sapendo che la biomassa complessiva trattata in un anno è 17520 ton e che l'energia elettrica prodotta in un anno, considerando l'autoconsumo del 9%, è 6770400 kWh elettrici, si ottiene:

$$m_{biomassa\ kWh} = \frac{17520 \frac{ton}{anno}}{6770400 \frac{kWh_{el}}{anno}} = 0.002587735 \text{ ton}/kWh_{el}$$

Distinguendo nelle varie tipologie di biomassa coltivata si ha:

-insilato di mais:

$$m_{insilato\ kWh} = \frac{9125 \frac{ton}{anno}}{6770400 \frac{kWh_{el}}{anno}} = 0.001347779 \text{ ton}/kWh_{el}$$

-farina di mais:

$$m_{farina\ kWh} = \frac{1095 \frac{ton}{anno}}{6770400 \frac{kWh_{el}}{anno}} = 0.000161733 \text{ ton}/kWh_{el}$$

-barbabietole:

$$m_{\text{barbabietole kWh}} = \frac{7300 \frac{\text{ton}}{\text{anno}}}{6770400 \frac{\text{kWh}_{el}}{\text{anno}}} = 0.001078223 \text{ ton/kWh}_{el}$$

BIOMASSA	CONSUMI			
	ton/giorno	ton/anno	ton/kWh	kg/kWh
Biomassa complessiva	48	17520	0.002587735	2.5877
Insilato di mais	25	9125	0.001347779	1.3478
Farina di mais	3	1095	0.000161733	0.1617
Barbabietole	20	7300	0.001078223	1.0782

Tabella 4.4.1: Dieta

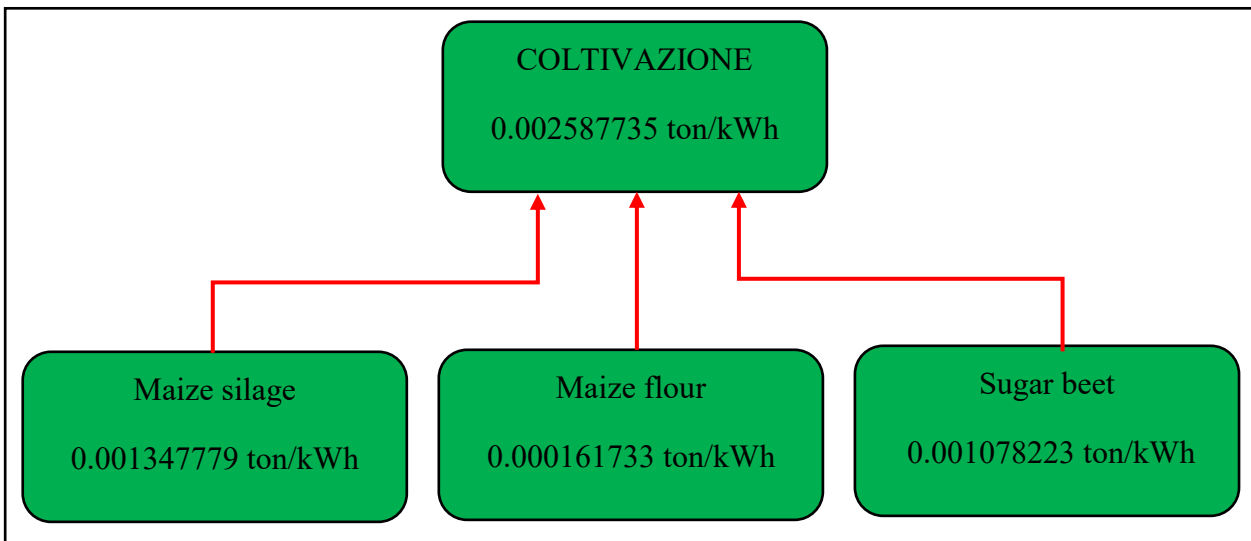


Figura 4.4.1: schema coltivazione

4.4.2 Trasporto della biomassa dalla coltivazione al digestore anaerobico

La biomassa prodotta viene trasportata dalla coltivazione al sistema di digestione anaerobica per essere trattata e trasformata in biogas. Per tale operazione si utilizzano gli stessi mezzi agricoli utilizzati in fase di coltivazione, quindi trattori e rimorchi agricoli, e si ipotizza una distanza tra coltivazione e impianto di gassificazione di 20 km.

All'interno di Simapro è stato utilizzato il seguente record:

-“Transport, tractor and trailer, agricultural {RoW}| processing | APOS, U” (all'interno di Processi - Energia - Trasporto - Road - Transformation); con questo record si tiene conto della quantità di macchine agricole impiegate (trattore con rimorchi agricoli), del consumo di gasolio durante il funzionamento, e si considerano anche le fasi di assemblaggio e smantellamento dei macchinari.

Questo record utilizza come unità di misura la tonnellata-chilometro (tkm) ovvero il prodotto tra la massa trasportata (ton) e la distanza percorsa (km).

Riportando tutto all'unità funzionale scelta (kWh), si ottiene:

$$trasporto = \frac{m_{biomassa\ anno} * d}{E_{el\ anno}} = \frac{\left[\frac{ton}{anno}\right] * [km]}{\left[\frac{kWh}{anno}\right]} = \frac{[ton] * [km]}{[kWh]} = \left[\frac{tkm}{kWh}\right]$$

Dato che in un anno la biomassa complessivamente trasportata è 17520 ton, che la distanza percorsa è 20 km e che l'energia elettrica prodotta in un anno corrisponde a 6770400 kWh, si ricava:

$$trasporto = \frac{17520 \frac{ton}{anno} * 20km}{6770400 \frac{kWh}{anno}} = 0.051754697 \frac{tkm}{kWh}$$

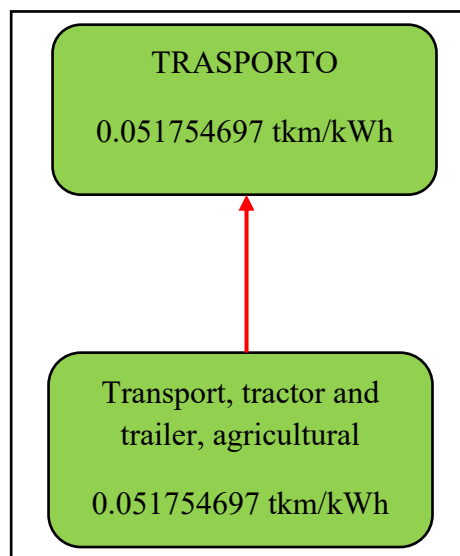


Figura 4.4.2: schema trasporto

4.4.3 Digestore anaerobico

La biomassa trasportata viene introdotta nel digestore all'interno del quale, grazie al processo di digestione anaerobica, viene prodotto il biogas e viene generato il digestato.

All'interno di SimaPro è stato utilizzato il seguente record:

-“Anaerobic digestion plant, agricultural {GLO}| market for | APOS, U” (all'interno di Processi - Materiali - Fuels - Others - Market - Infrastructure); nel record si considerano i costi energetici, materiali e ambientali legati all'assemblaggio e allo smantellamento del sistema. Nel software di calcolo è presente un digestore con capacità di 300 m³, ed è stato necessario, quindi, scalare il sistema presente in SimaPro a quello reale, che presenta una capacità di 1000 m³:

$$Digestore = Digestore\ in\ SimaPro * \frac{1000m^3}{300m^3}$$

Si è considerato, inoltre, una durata di vita dell'impianto pari a 15 anni.

Come unità di misura viene considerato il singolo digestore (p).

Riportando all'unità funzionale si ottiene:

$$Digestore = \frac{Digestore\ in\ SimaPro * \frac{1000m^3}{300m^3}}{n_{anni} * E_{el\ anno}} = \frac{[p]}{[anni] * \left[\frac{kWh}{anno}\right]} = \left[\frac{p}{kWh}\right]$$

Considerando una produzione elettrica annua di 6770400 kWh, e una durata del digestore di 15 anni, si trova:

$$Digestore = \frac{p * \frac{1000m^3}{300m^3}}{15\ anni * 6770400\ kWh_{el}} = 3.28 * 10^{-8} \frac{p}{kWh}$$

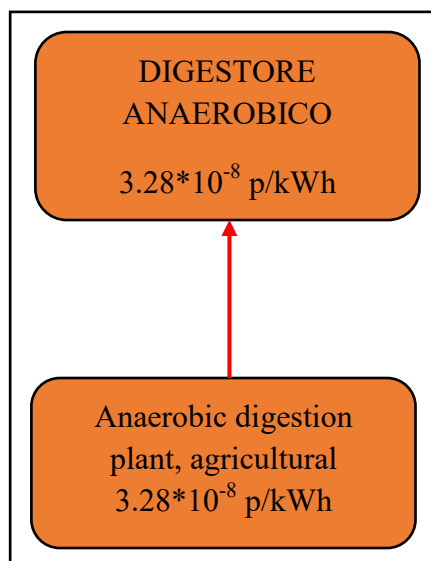


Figura 4.4.3: schema digestore anaerobico

4.4.4 Motore

Il biogas generato dal digestore viene utilizzato per alimentare un motore da 930 kW, che lavora per 8000 ore all'anno producendo complessivamente 7440000 kWh elettrici.

Considerando un autoconsumo del 9% l'energia finale utile prodotta dall'impianto è 6770400 kWh elettrici; l'autoconsumo è legato ai sistemi ausiliari e al digestore anaerobico. Nel software di calcolo si è preso come riferimento un motore termico da 6400 kW termici, scalandolo a 2500 kW termici che risulta essere la taglia del motore installato:

$$Motore\ termico_{assemblaggio} = Motore\ termico\ in\ SimaPro * \frac{2500kW_{th}}{6400kW_{th}}$$

Si è considerato, come per il digestore, una durata di vita dell'impianto pari a 15 anni.

All'interno di SimaPro è stato utilizzato il seguente record:

-“Heat and power co-generation unit, 6400kW thermal, building {GLO}| construction | APOS, U” (all'interno di Processi - Energia - Cogeneration - Gas - Market - Infrastructure); nel record si considerano i costi energetici, materiali e ambientali legati all'assemblaggio e allo smantellamento del sistema.

Come unità di misura viene considerato il singolo motore (p).

Riportando all'unità funzionale si ottiene:

$$Motore\ termico_{assemblaggio} = \frac{Motore\ in\ SimaPro * \frac{2500kW_{th}}{6400kW_{th}}}{n_{anni} * E_{el\ anno}} = \frac{[p]}{[anni] * \left[\frac{kWh}{anno}\right]} = \left[\frac{p}{kWh}\right]$$

Considerando una produzione elettrica annua di 6770400 kWh e una durata del digestore di 15 anni, si trova:

$$Motore\ termico_{assemblaggio} = \frac{p * \frac{2500kW_{th}}{6400kW_{th}}}{15\ anni * 6770400\ kWh_{el}} = 3.85 * 10^{-9} \frac{p}{kWh}$$

Per il motore, oltre che alle valutazioni legate alla fase di assemblaggio e smantellamento, sono stati valutati anche gli impatti legati alle emissioni.

Queste sono state misurate sul campo, tramite appositi strumenti di misura.

Le emissioni misurate risultano:

Inquinante	Normativa	Emissione per unità di gas esausto*
<i>INQUINANTI PRINCIPALI (convenzionali)</i>		[mg/Nm ³]
PM 10	UNI EN ISO 23210:2009	0.8
PM 2.5	UNI EN ISO 23210:2009	0.8
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	1.1
Ossigeno (O ₂)	UNI EN 14789:2006	104317
Biossido di carbonio (CO ₂)	EPA 3A 1990	268736
Ammoniaca (NH ₃)	M.U. 632:84	<0.5
Solfuro di idrogeno (H ₂ S)	M.U. 632:84	<4
Acido cloridrico (HCl)	UNI EN 1911:2010	<0.2
Diossido di zolfo (SO ₂)	UNI EN 14791:2006	18
Composti inorganici del Fluoro	DM 25/08/2000 GU n° 223 23/09/2000 All 2	<0.5
Monossido di Carbonio (CO)	UNI EN 15058:2006	356
Ossidi di azoto (NO _x)	UNI EN 14792:2006	599
Composti Organici Volatili (COV) espressi come Carbonio Organico Totale	UNI EN 12619:2013	658
<i>ALDEIDI</i>		[mg/Nm ³]
Formaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Acetaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Acroleina	CARB 430 1991	<0.03
Benzaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Butiraldeide	CARB 430 1991	<0.03
Crotonaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Esanale	CARB 430 1991	<0.03
Isovaleraldeide	CARB 430 1991	<0.03
n-Butanaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Propionaldeide	CARB 430 1991	<0.03
Valeraldeide	CARB 430 1991	<0.03
<i>DIOSSINE (PCDD – PCDF)</i>		[ng/Nm ³]
2,3,7,8-TCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
2,3,7,8-TCDD I-TEQ (I-TEF 1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00028
1,2,3,7,8-PeCDF I-TEQ (I-TEF 0.05)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.000028

2,3,4,7,8-PeCDF I-TEQ (I-TEF 0.5)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00035
1,2,3,7,8-PeCDD I-TEQ (I-TEF 0.5)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00028
1,2,3,4,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,6,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
2,3,4,6,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,7,8,9-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,4,7,8-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,6,7,8-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,7,8,9-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00011
1,2,3,4,6,7,8-HpCDF I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00014
1,2,3,4,7,8,9-HpCDF I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00014
1,2,3,4,6,7,8-HpCDD I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.00014
OCDF I-TEQ (I-TEF 0.001)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.000028
OCDD I-TEQ (I-TEF 0.001)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	<0.000028
<i>IDROCARBURI POLICICLICI AROMATICI (IPA)</i>		[$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$]
Acenaftene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Acenaftilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (a) Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (a) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,e) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,h) Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,h) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,i) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,l) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022

Benzo (b) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (e) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (g,h,i) Perilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (j) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Benzo (k) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Coronene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Crisene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Fenantrene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Fluorene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Indeno (1,2,3-c,d) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Naftalene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Perilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Dibenzo (a,e) Fluorante	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022
Ciclopenta (c,d) pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	<0.0022

Tabella 4.4.4a: inquinanti motore [g/Nm³]

*dove presente il segno di minore la normativa prevede di considerare un valore effettivo pari a metà del valore massimo

Risulta necessario riportare le emissioni in tabella 4.4.4a, che sono in funzione della portata volumetrica dei gas esausti, all'unità funzionale, e quindi esprimere le emissioni in mg/kWh_{el}.

Per eseguire la conversione da mg/Nm³ a mg/kWh si è considerato la portata volumetrica oraria dei gas esausti (che è stata misurata direttamente e risulta pari a 4000 Nm³/h).

A partire dalla portata volumetrica oraria si è calcolata la portata volumetrica annua (considerando il fattore di carico) e quindi la portata volumetrica in funzione del kWh elettrico:

$$V_{kWh_{el}} = \frac{V_{anno}}{E_{el\ anno}} = \frac{V_{oraria} * 8000 \frac{h}{anno}}{E_{el\ anno}}$$

$$V_{kWh_{el}} = \frac{4000 \frac{Nm^3}{h} * 8000 \frac{h}{anno}}{6770400 \frac{kWh_{el}}{anno}} = 4.7265 \frac{Nm^3}{kWh_{el}}$$

A questo punto, per ottenere le emissioni in mg/kWh_{el} è sufficiente moltiplicare le emissioni espresse in mg/Nm³ per V_{kWh_{el}}:

$$\left[\frac{mg}{kWh_{el}} \right] = \left[\frac{mg}{Nm^3} \right] * V_{kWh_{el}} \left(= \left[\frac{Nm^3}{kWh_{el}} \right] \right) = \left[\frac{mg}{kWh_{el}} \right]$$

Quindi si ottiene:

Inquinante	Normativa	Emissione per unità di gas esausto
<i>INQUINANTI PRINCIPALI (convenzionali)</i>		[mg/kWh]
PM 10	UNI EN ISO 23210:2009	3.781165071
PM 2.5	UNI EN ISO 23210:2009	3.781165071
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	5.199101973
Ossigeno (O ₂)	UNI EN 14789:2006	493049.746
Biossido di carbonio (CO ₂)	EPA 3A 1990	1270168.971
Ammoniaca (NH ₃)	M.U. 632:84	1.181614085
Solfuro di idrogeno (H ₂ S)	M.U. 632:84	0.945291268
Acido cloridrico (HCl)	UNI EN 1911:2010	9.452912679
Diossido di zolfo (SO ₂)	UNI EN 14791:2006	85.07621411
Composti inorganici del Fluoro	DM 25/08/2000 GU n° 223 23/09/2000 All 2	1.181614085
Monossido di Carbonio (CO)	UNI EN 15058:2006	1682.618457
Ossidi di azoto (NO _x)	UNI EN 14792:2006	2831.147347
Composti Organici Volatili (COV) espressi come Carbonio Organico Totale	UNI EN 12619:2013	3110.008271
<i>ALDEIDI</i>		[mg/kWh]
Formaldeide	CARB 430 1991	0.070896845

Acetaldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Acroleina	CARB 430 1991	0.070896845
Benzaldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Butiraldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Crotonaldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Esanale	CARB 430 1991	0.070896845
Isovaleraldeide	CARB 430 1991	0.070896845
n-Butanaldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Propionaldeide	CARB 430 1991	0.070896845
Valeraldeide	CARB 430 1991	0.070896845
<i>DIOSSINE (PCDD – PCDF)</i>		[ng/kWh]
2,3,7,8-TCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
2,3,7,8-TCDD I-TEQ (I-TEF 1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000661704
1,2,3,7,8-PeCDF I-TEQ (I-TEF 0.05)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.0000661704
2,3,4,7,8-PeCDF I-TEQ (I-TEF 0.5)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.00082713
1,2,3,7,8-PeCDD I-TEQ (I-TEF 0.5)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000661704
1,2,3,4,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,6,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
2,3,4,6,7,8-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,7,8,9-HxCDF I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,4,7,8-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,6,7,8-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,7,8,9-HxCDD I-TEQ (I-TEF 0.1)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000259955
1,2,3,4,6,7,8-HpCDF I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000330852
1,2,3,4,7,8,9-HpCDF I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000330852

1,2,3,4,6,7,8-HpCDD I-TEQ (I-TEF 0.01)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.000330852
OCDF I-TEQ (I-TEF 0.001)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.0000661704
OCDD I-TEQ (I-TEF 0.001)	UNI EN 1948 1-2-3:2006	0.00006.61704
<i>IDROCARBURI POLICICLICI AROMATICI (IPA)</i>		[µg/kWh]
Acenaftene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Acenaftilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (a) Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (a) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,e) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,h) Antracene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,h) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,i) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,l) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (b) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (e) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (g,h,i) Perilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (j) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Benzo (k) Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Coronene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Crisene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Fenantrene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Fluorantene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Fluorene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Indeno (1,2,3-c,d) Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102

Naftalene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Perilene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Dibenzo (a,e) Fluorante	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102
Ciclopenta (c,d) pirene	DM 25/08/2000 GU n. 223 del 23/09/2000 All. 3	0.005199102

Tabella 4.4.4b: inquinanti motore [g/kWh_{el}]

Per considerare le emissioni del motore è stato creato un record apposito nel quale sono stati introdotti i valori della Tabella 4.4.4b.

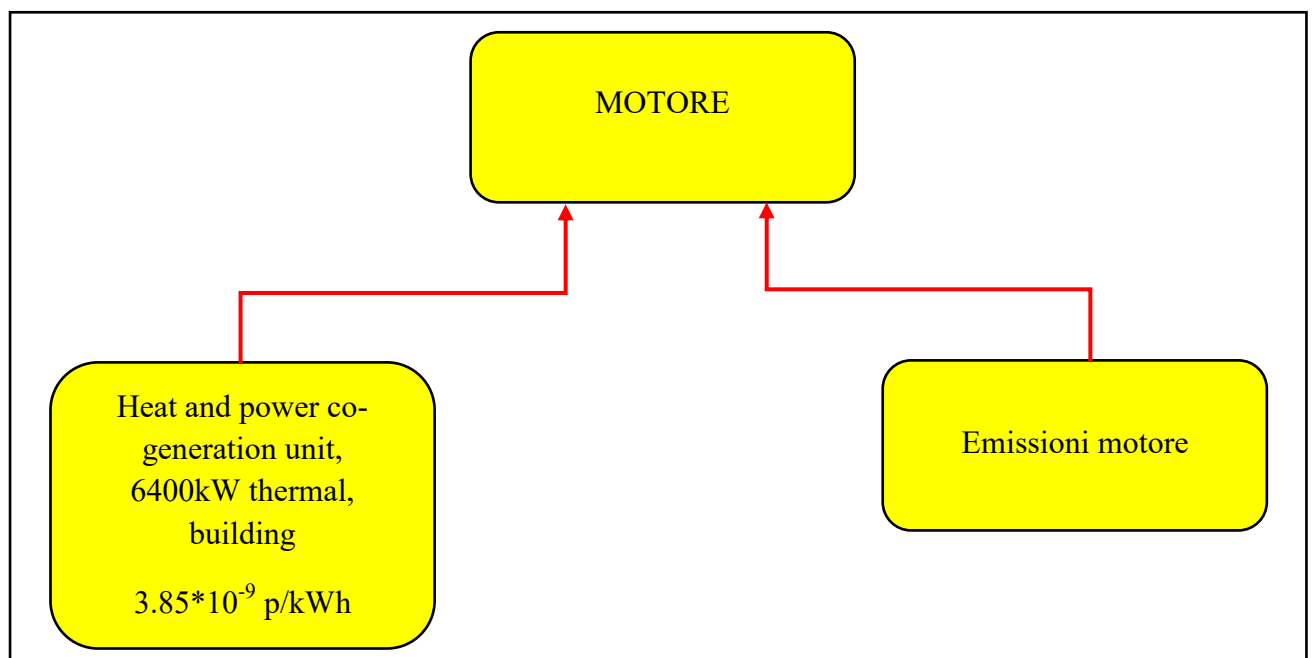


Figura 4.4.4: schema motore

4.4.5 Smaltimento del digestato prodotto

Dal digestore, oltre al biogas, si genera anche digestato che deve essere opportunamente considerato.

Il digestato generato può essere utilizzato dalla coltivazione come fertilizzante; in questo modo in fase di coltivazione non è necessario utilizzare fertilizzanti esterni, ma sfruttare quelli autoprodotti.

Questo rappresenta, pertanto, un utilizzo evitato che comporta un'incidenza positiva in termini materiali, energetici e ambientali.

Per calcolare il quantitativo di digestato prodotto annualmente si è realizzato il seguente bilancio di massa nel digestore:

$$m_{biomassa\ anno} = m_{biogas\ anno} + m_{digestato\ anno} \quad [4.4.5.1]$$

La massa della biomassa in ingresso è nota ($m_{biomassa\ anno}=17520$ ton), mentre la massa del biogas può essere calcolata conoscendo volume e densità di biogas prodotto:

$$\begin{aligned} m_{biogas\ anno} &= V_{biogas\ anno} * \rho_{biogas} = \left[\frac{Nm^3}{anno} \right] * \left[\frac{kg}{Nm^3} \right] = \left[\frac{kg}{anno} \right] \\ &\rightarrow \left[\frac{ton}{anno} \right] \quad [4.4.5.2] \end{aligned}$$

Il volume di biogas è stato valutato a partire dalla produzione di biogas della singola biomassa.

I valori di produzione sono di 240 Nm³/ton per l'insilato di mais, di 80 Nm³/ton per la farina di mais e di 220 Nm³/ton per la barbabietola.

Quindi si ottiene:

$$\begin{aligned} V_{biogas\ anno} &= m_{insilato} * produzione_{insilato} + m_{farina} * produzione_{farina} + \\ &\quad + m_{barbabietola} * produzione_{barbabietola} = \\ &= 9125 \frac{ton}{anno} * 240 \frac{Nm^3}{ton} + 1095 \frac{ton}{anno} * 80 \frac{Nm^3}{ton} + 7300 \frac{ton}{anno} * 220 \frac{Nm^3}{ton} \\ &= 3.88 * 10^6 \frac{Nm^3}{anno} \end{aligned}$$

Questo valore può essere confrontato con quello ottenuto tramite i consumi orari del motore e tramite il bilancio termico.

Nel primo caso si conosce il consumo orario di biogas del motore, che risulta 469.5 Nm³/h; noto il fattore di carico (8000 h/anno) si ottiene:

$$V_{biogas\ anno} = V_{biogas\ orario} * f_c = 469.5 \frac{Nm^3}{h} * 8000 \frac{h}{anno} = 3.756 * 10^6 \frac{Nm^3}{anno}$$

che risulta confrontabile con quello trovato a partire dalla dieta ($3.756 * 10^6 \approx 3.88 * 10^6$).

Nel secondo caso, invece, si esegue il bilancio termico del motore:

$$E_{th\ anno} = V_{biogas\ anno} * PCI = \left[\frac{Nm^3}{anno} \right] * \left[\frac{kWh_{th}}{Nm^3} \right]$$

dove l'energia termica può essere calcolata a partire dalla potenza (2500 kW termici) e dal fattore di carico (8000 h/anno):

$$E_{th\ anno} = P_{th} * f_c = 2500kW_{th} * 8000 \frac{h}{anno}$$

mentre il potere calorifero del biogas è noto e risulta pari a 5.5349 kWh_{th}/Nm³.

In questo modo si ottiene:

$$V_{biogas\ anno} = \frac{P_{th} * f_c}{PCI} = \frac{2500kW_{th} * 8000 \frac{h}{anno}}{5.5349 \frac{kWh_{th}}{Nm^3}} = 3.61 * 10^6 \frac{Nm^3}{anno}$$

che risulta confrontabile con quello trovato a partire dalla dieta ($3.61 * 10^6 \approx 3.88 * 10^6$).

La densità del biogas è stata valutata conoscendo la sua composizione che è stata misurata sperimentalmente:

Componente	Normativa	mg di componente per Nm ³ di biogas [mg/Nm ³]
Metano	EPA 3C 1996	365670
Biossido di Carbonio	EPA 3C 1996	948480
Azoto	EPA 3C 1996	8757
Ossigeno	EPA 3C 1996	1429
Idrogeno	ASTM D1945 2014	449.5
Ammoniaca	M.U. 632:84	2.9
Cloro totale	PO/GEN/036-R.0	2.1
Fluoro totale	PO/GEN/036-R.0	0.4
Zolfo totale	PO/GEN/036-R.0	110
Composti inorganici del Cloro	DM 25/08/2000 GU n° 223 23/09/2000 All 2	0.25
Composti inorganici del Fluoro	DM 25/08/2000 GU n° 223 23/09/2000 All 2	0.25
Acido solforico	DM 25/08/2000 GU n° 223 23/09/2000 All	6.5

	2 + EPA 300.1 1997-REV.1	
Solfuro di idrogeno	M.U. 634:84	115
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	0.15
Silicio	UNI EN 132841:2003+Unichem 723/86 + APHA ed 21th 2005, 3111 D	0.2
Nebbie d'olio	UNI EN 13284-1:2003 + M.U. 759:87	0.7
Esametildisilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Esametilciclotrisilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Octametiltrisilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Decametiltetrasilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Octametilciclotetrasilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Decametilciclopentasilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Dodecametilpentasilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Dodecametilcicloesasilossano	UNI EN 13649:2002	0.5
Composti organici volatili	Su campione tal quale + EPA TO15 1999	14.3
	ρ_{biogas} [mg/Nm ³]	1325042
	ρ_{biogas} [ton/Nm ³]	1.33*10 ⁻³

Tabella 4.4.5: composizione biogas

Introducendo nel bilancio di massa [4.4.5.1] la [4.4.5.2] con i valori calcolati di volume e densità si ottiene:

$$\begin{aligned}
 m_{digestato\ anno} &= m_{biomassa\ anno} - (V_{biogas} * \rho_{biogas}) = \\
 &= 17520 \frac{ton}{anno} - \left(3.88 * 10^6 \frac{Nm^3}{anno} * 1.33 * 10^{-3} \frac{ton}{Nm^3} \right) = 12359.6 \frac{ton}{anno}
 \end{aligned}$$

Riportando tutto all'unità funzionale (kWh elettrico) si ottiene:

$$\begin{aligned}
 m_{digestato\ kWh_{el}} &= \frac{m_{digestato\ anno}}{E_{el\ anno}} = \frac{12359.6 \frac{ton}{anno}}{6770400 \frac{kWh_{el}}{anno}} = 1.8255 * 10^{-3} \frac{ton}{kWh_{el}} \\
 &= 1.8255 \frac{kg}{kWh_{el}}
 \end{aligned}$$

Il digestato così calcolato è molto superiore al quantitativo di fertilizzante utilizzato in fase di coltivazione che risulta essere pari a 0.1198 kg/kWh_{el} (valore misurato tramite il codice di calcolo SimaPro).

Quindi si è ipotizzato che la parte di digestato necessaria a soddisfare la richiesta della coltivazione ($0.1198 \text{ kg/kWh}_{el}$) venga trasportata alla coltivazione stessa tramite mezzi agricoli (ricoprendo la stessa distanza effettuata in fase di trasporto, ovvero 20 km), e la parte rimanente ($1.7057 \text{ kg/kWh}_{el}$) venga venduta al mercato come fertilizzante. In quest'ultimo caso si è ipotizzato di utilizzare sempre mezzi agricoli per una distanza di 30 km.

Perciò per la fase dello smaltimento del digestato si è considerato l'utilizzo evitato del fertilizzante e il trasporto del digestato alla coltivazione e al mercato.

All'interno di SimaPro, quindi, sono stati utilizzati i seguenti record:

-per considerare l'utilizzo evitato del fertilizzante è stato realizzato un record apposito;

-“Transport, tractor and trailer, agricultural {RoW}| processing | APOS, U” (all'interno di Processi - Energia - Trasporto - Road - Transformation) per il trasporto del digestato.

Questo record utilizza come unità di misura la tonnellata-chilometro (tkm) ovvero il prodotto tra la massa trasportata (ton) e la distanza percorsa (km).

$$\begin{aligned} \text{smaltimento digestato}_{\text{verso coltivazione}} &= m_{\text{digestato coltivazione}} * d_{\text{coltivazione}} \\ &= 0.1198 * 10^{-3} \frac{\text{ton}}{\text{kWh}_{el}} * 20\text{km} = 2.40 * 10^{-3} \frac{\text{tkm}}{\text{kWh}_{el}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{smaltimento digestato}_{\text{verso mercato}} &= m_{\text{digestato mercato}} * d_{\text{mercato}} \\ &= 1.7057 * 10^{-3} \frac{\text{ton}}{\text{kWh}_{el}} * 30\text{km} = 51.17 * 10^{-3} \frac{\text{tkm}}{\text{kWh}_{el}} \end{aligned}$$

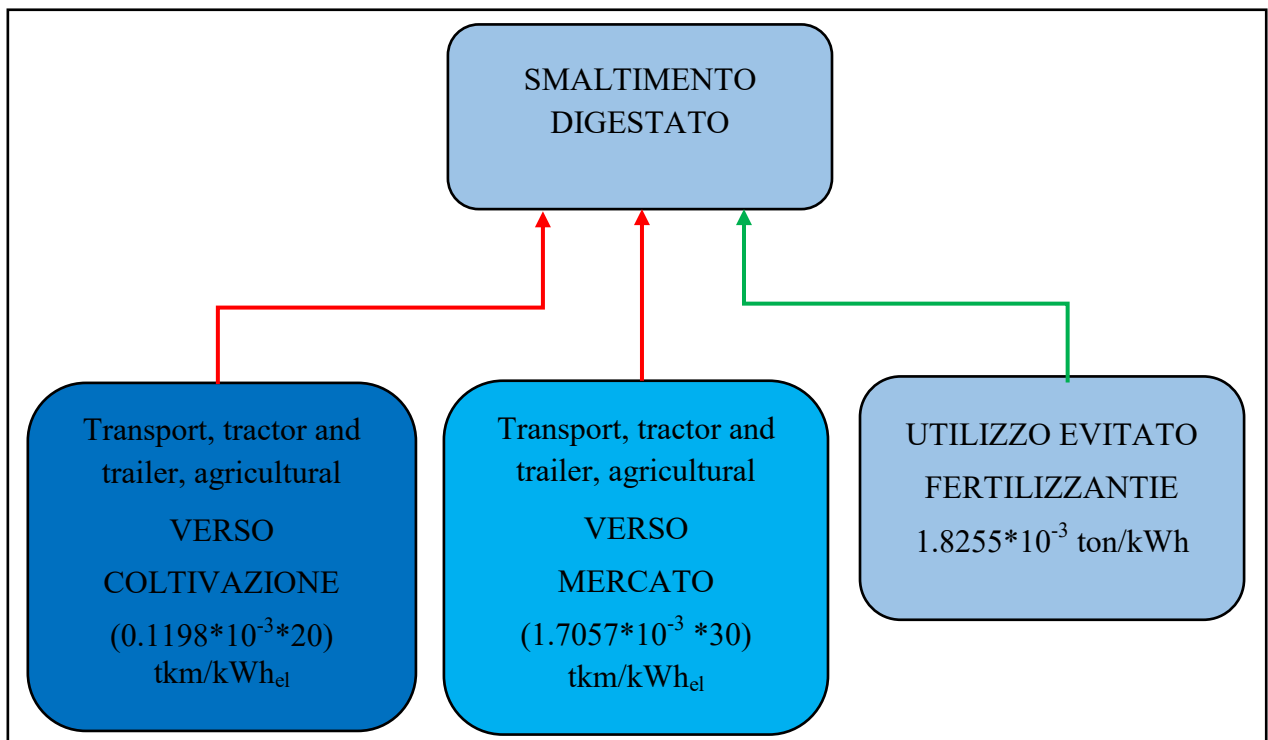


Figura 4.4.5: schema smaltimento digestato

4.4.6 CO₂ evitata

Un aspetto estremamente importante che deve essere valutato è l'anidride carbonica assorbita durante la crescita della biomassa.

Come visto nel paragrafo 1.2, infatti, durante la crescita, attraverso il processo di fotosintesi, la biomassa trasforma l'anidride carbonica presente nell'atmosfera in glucosio (componente principale della biomassa stessa) utilizzando energia solare.

La CO₂ assorbita dalla biomassa, quindi, viene considerata come un impatto ambientale evitato ed ha pertanto un'incidenza positiva sul sistema.

Si è considerato un assorbimento di CO₂ da parte della biomassa pari al quantitativo di CO₂ emesso dal funzionamento del motore.

Quindi:

$$CO_2 \text{ assorbita dalla biomassa} = CO_2 \text{ emessa dal motore} = 1.270168971 \frac{kgCO_2}{kWh_{el}}$$

All'interno di SimaPro è stato realizzato un apposito record per considerare tale aspetto

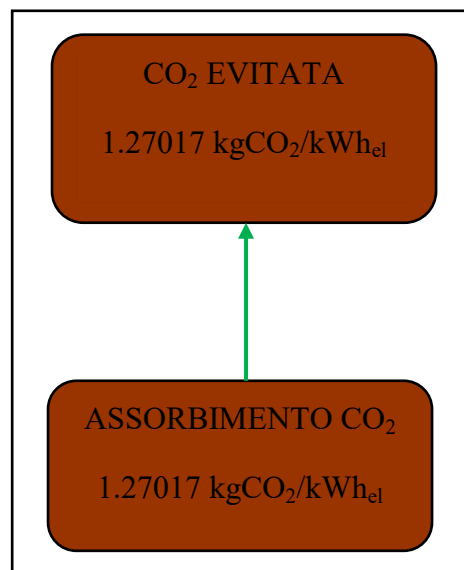


Figura 4.4.6: schema CO₂ evitata

4.4.7 Schema completo

Considerando tutti i contributi si ottiene il seguente schema:

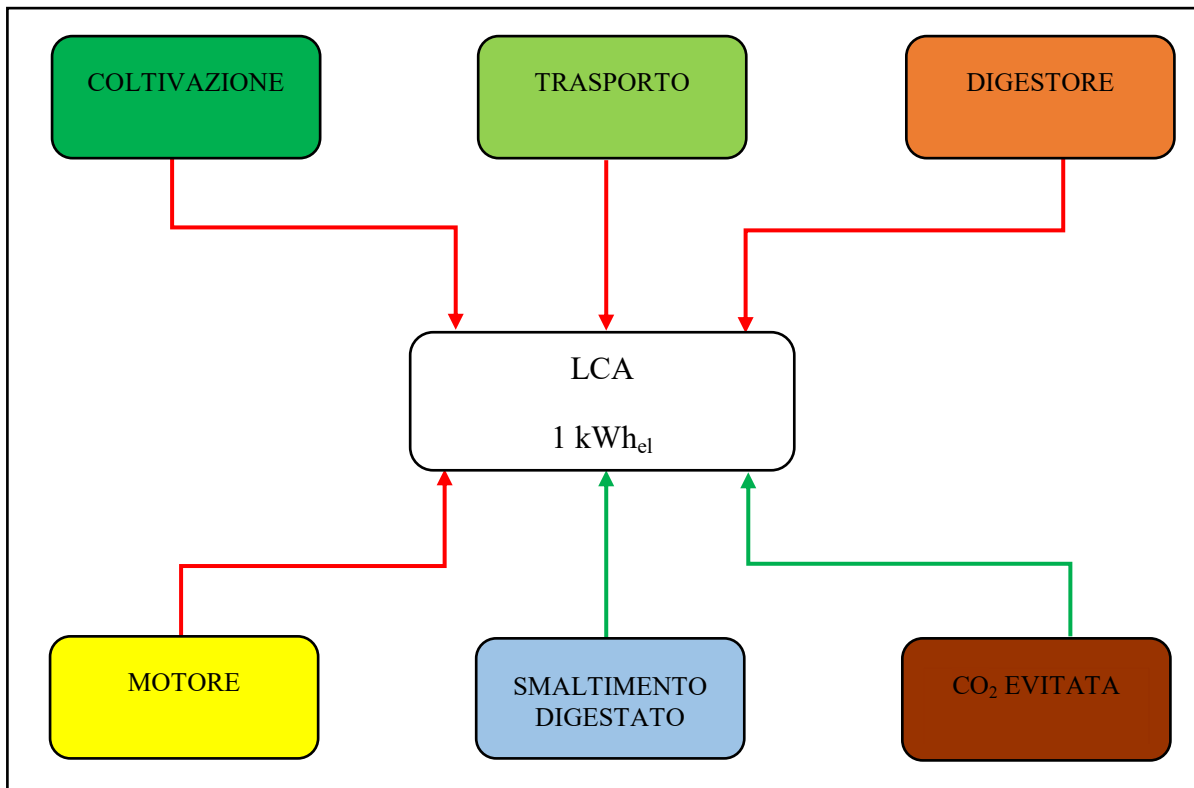


Figura 4.4.7: schema sistema completo (LCA)

CAPITOLO 5: RISULTATI DEL CASO STUDIO

5.1 Metodi utilizzati

In SimaPro sono implementati diversi metodi di analisi.

In questo lavoro di tesi le analisi sono state effettuate utilizzando e confrontando i seguenti metodi:

5.1.1 ReCiPe 2016 (Endpoint e Midpoint)

5.1.2 Cumulative Energy Demand

5.1.3 IPCC

5.1.4 USEtox 2

5.1.5 AWARE

5.1.1 ReCiPe 2016

L'obiettivo principale del metodo ReCiPe è quello di trasformare la lunga lista dei risultati dell'inventario del ciclo di vita in un numero limitato di punteggi degli indicatori.

Questi punteggi esprimono la gravità relativa ad una categoria di impatto ambientale.

Il metodo ReCiPe può essere:

-individualista: a breve termine, caratterizzato dall'ottimismo che la tecnologia può evitare molti problemi in futuro;

-gerarchico: modello di consenso e considerato il modello predefinito;

-egualitario: a lungo termine e basato sul principio di precauzione.

Inoltre si suddivide in Endpoint e Midpoint.

Nel primo caso le categorie di impatto valutate sono:

Categoria di impatto	Unità di misura
Human health	[DALY]
Ecosystems	[speices.yr]
Resources	[USD2013]

Tabella 5.1.1a: ReCiPe 2016 (Endpoint)

Nel secondo caso le categorie di impatto considerate sono:

Categoria di impatto	Unità di misura
Global warming	kg CO ₂ eq
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq
Freshwater eutrophication	kg P eq
Marine eutrophication	kg N eq
Terrestrial ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq
Freshwater ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq
Marine ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq
Human carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq
Land use	m ² a crop eq
Mineral resource scarcity	kg Cu eq
Fossil resource scarcity	kg oil eq
Water consumption	m ³

Tabella 5.1.1b: ReCiPe 2016 (Midpoint)

5.1.2 Cumulative Energy Demand

L'obiettivo del Cumulative Energy Demand (CED) è di calcolare l'apporto di energia primaria totale per la generazione di un prodotto, tenendo conto dell'intera catena di processo.

La valutazione energetica viene eseguita attraverso una suddivisione delle varie forme di energia:

Categoria di impatto	Unità di misura
Non-renewable, fossil	MJ
Non-renewable, nuclear	MJ

Non-renewable, biomass	MJ
Renewable, biomass	MJ
Renewable, wind, solare, geothermal	MJ
Renewable, water	MJ

Tabella 5.1.2: CED

5.1.3 IPCC

L'IPCC (gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico) è il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici.

È stato istituito nel 1988 dalla World Meteorological Organization (WMO) e dall'United Nations Environment Program (UNEP) per fornire ai governi di tutto il mondo una chiara visione scientifica dello stato attuale delle conoscenze sul cambiamento climatico e sui suoi potenziali impatti ambientali e socio-economici.

Tale metodo valuta esclusivamente l'impatto ambientale legato all'effetto serra e quindi alle emissioni di CO₂ equivalenti.

Categoria di impatto	Unità di misura
IPCC GWP	kg CO ₂ eq

Tabella 5.1.3: IPCC

5.1.4 USEtox 2

Il metodo USEtox è un modello di consenso scientifico per la caratterizzazione degli impatti umani ed ecotossicologici delle sostanze chimiche. È sviluppato dal team USEtox, un team di ricercatori internazionali sugli impatti tossici.

Le categorie di impatto considerate sono:

Categoria di impatto	Unità di misura
Human toxicity, cancer	cases
Human toxicity, non-cancer	cases
Freshwater ecotoxicity	PAF.m ³ .day

Tabella 5.1.4: USEtox 2

5.1.5 AWARE

AWARE (Available WATER REmaining) è il metodo raccomandato per la valutazione dell'impatto sul consumo di acqua in un'analisi LCA; valuta il consumo di acqua in m³.

Categoria di impatto	Unità di misura
Water use	m ³

Tabella 5.1.5: AWARE

5.2 Valutazioni

Utilizzando i metodi appena presentati sono state realizzate diverse analisi sul sistema studiato, sia sull'impianto completo sia sui singoli componenti in modo da evidenziare non solo i carichi ambientali complessivi, ma anche quelli particolari riferiti alle singole fasi.

5.2.1 Analisi del sistema completo

Con il metodo ReCiPe-Midpoint, attraverso il quale si valutano le principali categorie di impatto (vedere paragrafo 5.1.1), si ottengono il seguente diagramma (fig.5.2.1a) e i seguenti valori (tab.5.2.1a):

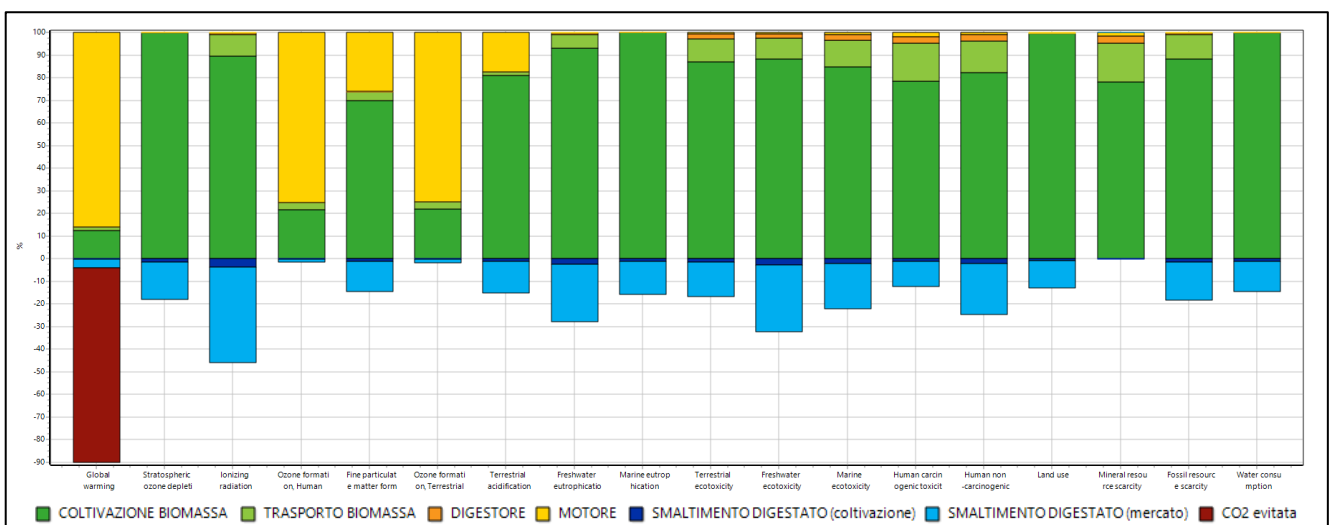


Figura 5.2.1a: sistema completo (ReCiPe-Midpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Coltivazione	Trasporto	Digestore	Motore	Smaltimento digestato (coltivazione)	Smaltimento digestato (mercato)	CO ₂ evitata	TOT
Global warming	kg CO ₂ eq	0.186	0.0199	0.0014	1.27	-0.00541	-0.0705	-1.27	0.132
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	5.82E-6	1.22E-8	5.85E-10	4.66E-10	-8.57E-8	-1.22E-6	-	4.53E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	0.0145	0.00151	8.92E-5	7.12E-5	-0.000631	-0.00849	-	0.00701
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	0.000815	0.000121	4.15E-6	0.00284	-7.79E-6	-7.09E-5	-	0.0037
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq	0.000912	5.04E-5	2.76E-6	0.000342	-1.65E-5	-0.000218	-	0.00107
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	0.000829	0.000124	4.28E-6	0.00284	-8.05E-6	-7.38E-5	-	0.00371
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	0.00513	9.65E-5	5.08E-6	0.00111	-7.94E-5	-0.011	-	0.00516
Freshwater eutrophication	kg P eq	8.53E-5	5.56E-6	6.13E-7	3.13E-7	-2.17E-6	-2.91E-5	-	6.05E-5

Marine eutrophication	kg N eq	0.000907	3.9E-7	3.51E-8	1.92E-8	-1.16E-5	-0.000165	-	0.000731
Terrestrial ecotoxicity	kg 1.4-DCB	0.508	0.0588	0.0124	0.00446	-0.0091	-0.11	-	0.464
Freshwater ecotoxicity	kg 1.4-DCB	0.00447	0.000475	8.97E-5	3.61E-5	-0.000142	-0.00186	-	0.00307
Marine ecotoxicity	kg 1.4-DCB	35.7	4.98	1.02	0.394	-0.86	-10.6	-	30.6
Human carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB	0.489	0.107	0.0172	0.0117	-0.00853	-0.0864	-	0.53
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB	24.5	4.16	0.845	0.322	-0.682	-8.35	-	20.8
Land use	m ² a crop eq	0.561	0.00137	0.000307	0.00107	-0.00592	-0.0839	-	0.474
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	0.000876	0.000192	3.68E-5	1.65E-5	-4.32E-6	1.67E-5	-	0.00112
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.0456	0.00558	0.000301	0.000232	-0.000885	-0.0108	-	0.04
Water consumption	m ³	0.0439	9.87E-5	1.74E-5	1.48E-5	-0.000516	-0.00731	-	0.0362

Tabella 5.2.1a: sistema completo (ReCiPe-Midpoint)

Si può subito notare che per le categorie valutate da tale metodo le fasi più impattanti sono quelle legate al motore (in giallo), soprattutto per le categorie di ‘global warming’ e di ‘ozone formation’, e alla coltivazione (in verde scuro) soprattutto per quanto riguarda ‘stratospheric ozone depletion’, ‘ionizing radiation’, ‘fine particulate matter formation’, ‘terrestrial acidification’, ‘eutrophication’, ‘ecotoxicity’, ‘human toxicity’, ‘land use’, ‘fossil resource scarcity’ e ‘water consumption’.

Lo smaltimento del digestato (in blu e in azzurro), essendo considerato come produzione evitata di fertilizzante, ha un impatto positivo in quasi tutte le categorie e quindi presenta valori negativi (in SimaPro gli impatti negativi hanno valore numerico positivo, mentre gli impatti positivi hanno valore numerico negativo).

Le altre fasi (trasporto di biomassa in verde chiaro e digestore in arancione) hanno una rilevanza molto minore.

Volendo ridurre il numero delle categorie di impatto e ricondursi a pochi indicatori per eseguire un’analisi più veloce e diretta è possibile fare riferimento al metodo ReCiPe-Endpoint (paragrafo 5.1.1).

In questo modo l’intero sistema viene analizzato solamente attraverso gli indicatori di ‘human health’, ‘ecosystems’ e ‘resources’ (fig.5.2.1b e tab.5.2.1b).

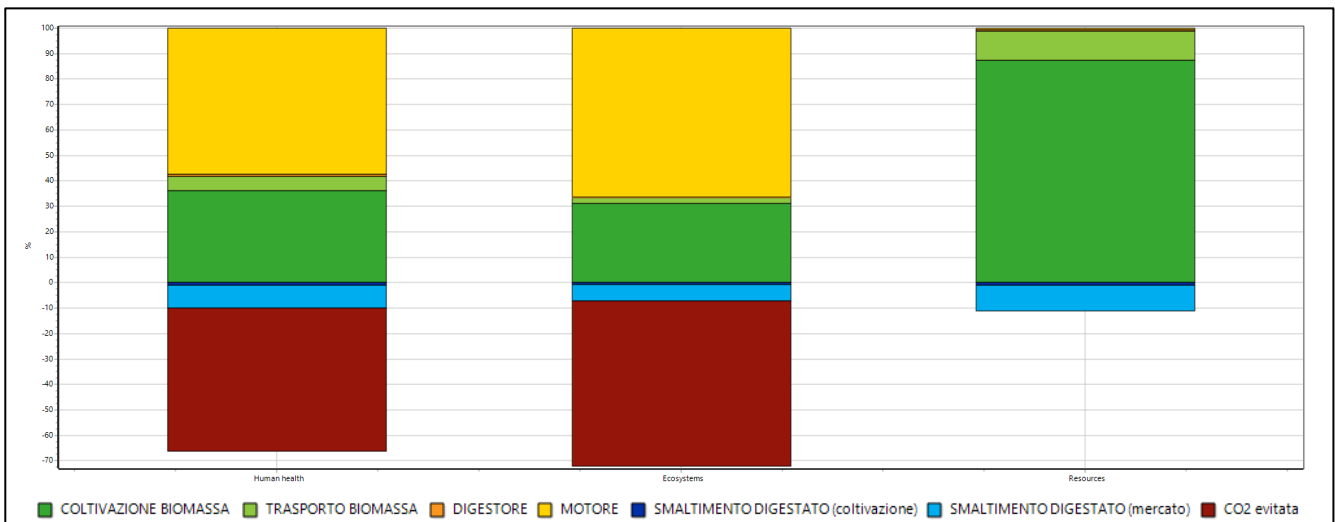


Figura 5.2.1b: sistema completo (ReCiPe-Endpoint)

	Human health [DALY/kWh]	Ecosystems [species.yr/kWh]	Resources [USD2013/kWh]
Coltivazione	1.02E-5	1.52E-8	0.0147
Trasporto della biomassa	1.58E-6	1.08E-9	0.00192
Digestore anaerobico	2.69E-7	1.47E-10	9.96E-5
Motore	1.62E-5	3.24E-8	7.8E-5
Smaltimento digestato (coltivazione)	-2.63E-7	-3.05E-10	-0.000191
Smaltimento digestato (mercato)	-3.23E-6	-3.99E-9	-0.00209
CO ₂ evitata	-1.59E-5	-3.18E-8	-
TOTALE	8.92E-6	1.28E-8	0.0145

Tabella 5.2.1b: schema completo (ReCiPe-Endpoint)

Così come per il metodo Midpoint anche per quello Endpoint si vede come le fasi maggiormente impattanti sono legate al motore e alla coltivazione.

Notevole rilevanza è data anche dall'impatto evitato della CO₂ (in marrone) che presenta, ovviamente, un impatto positivo sul sistema (quindi un valore negativo nel codice di calcolo), sia per quanto riguarda la categoria di 'human health' sia 'ecosystems'.

Un aspetto estremamente attuale che deve assolutamente essere valutato è quello legato all'effetto serra, per il quale risulta sensato sfruttare il metodo IPCC che è propriamente dedicato a tali valutazioni (paragrafo 5.1.3).

Con tale metodo si ottengono i seguenti risultati (fig.5.2.1c e tab.5.2.1c):

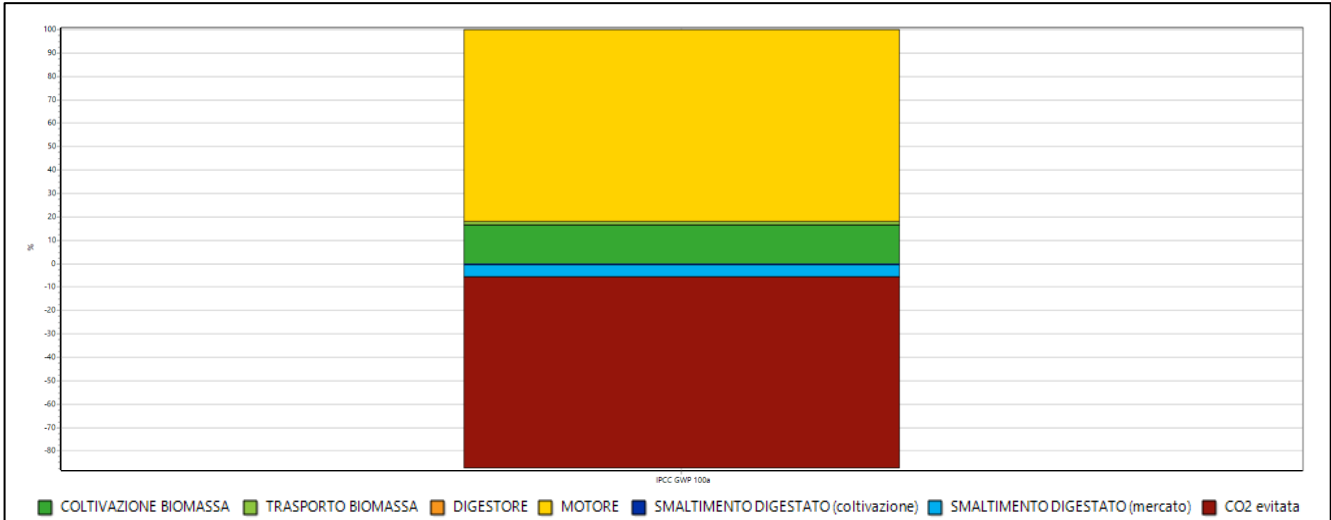


Figura 5.2.1c: sistema completo (IPCC)

	IPCC GWP 100a [kgCO ₂ eq/kWh]
Coltivazione	0.26
Trasporto della biomassa	0.0211
Digestore anaerobico	0.00148
Motore	1.27
Smaltimento digestato (coltivazione)	-0.00728
Smaltimento digestato (mercato)	-0.0968
CO ₂ evitata	-1.27
TOTALE	0.1785

Tabella 5.2.1c: sistema completo (IPCC)

Si può notare come il valore complessivo legato all'effetto serra valutato tramite il metodo IPCC (0.1785 kgCO₂eq/kWh) è diverso dallo stesso valore ottenuto dal metodo ReCiPe (0.132 kgCO₂eq/kWh); questo dipende, chiaramente, dalle modalità con cui i metodi sono implementati.

Facendo riferimento al metodo IPCC si ottiene un valore di CO₂ equivalente per kWh elettrico utile prodotto (0.1785 kgCO₂eq/kWh) molto inferiore a quello derivante dalla

produzione termoelettrica fossile italiana che è pari a 0.513 kgCO₂/kWh (rapporti ISPRA 2018).

Ciò significa, pertanto, che la tecnologia a biomassa è estremamente interessante per risolvere, o quanto meno affrontare, il problema legato al riscaldamento globale che risulta essere la questione più attuale del settore energetico.

Un'altra analisi molto interessante può essere legata al consumo energetico che permette di valutare, nel complesso, quanta energia viene effettivamente utilizzata per la produzione di energia elettrica nel sistema studiato.

Per questo scopo utile è il metodo CED (Cumulative Energy Demand) che, come presentato nel paragrafo 5.1.2, permette di valutare il consumo di energia primaria, distinguendo anche tra energia rinnovabile e non.

Sfruttando questo metodo si ottengono i seguenti risultati:

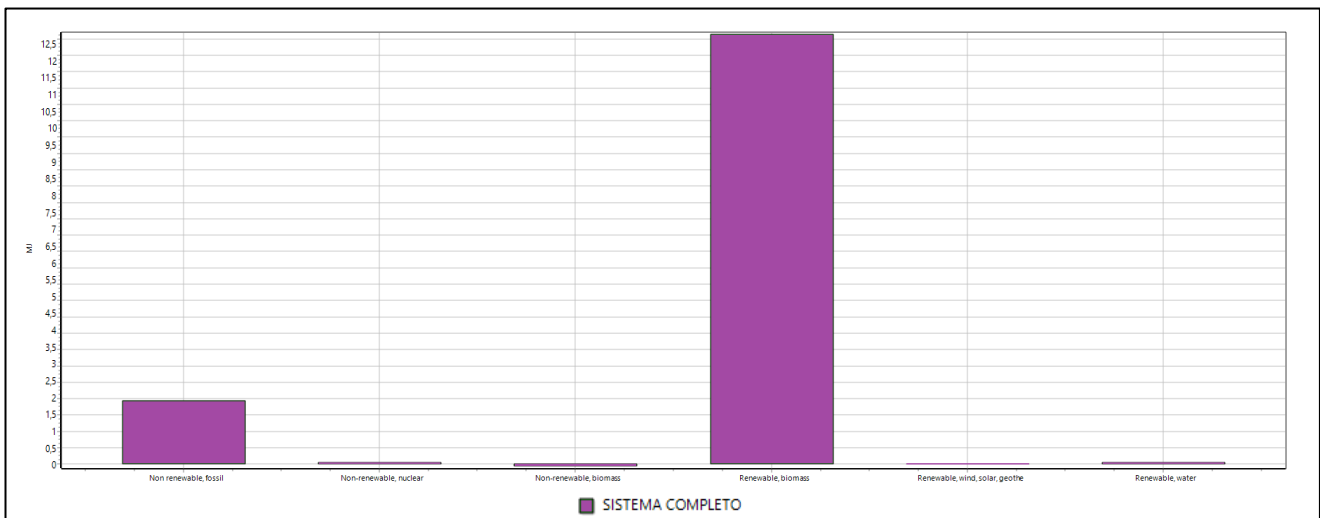


Figura 5.2.1d: sistema completo (CED)

Categoria d'impatto	Unità di misura per kWh	Sistema completo
Non renewable, fossil	MJ	1.84
Non renewable, nuclear	MJ	0.0411
Non renewable, biomass	MJ	-0.0728
Renewable, biomass	MJ	12.9
Renewable, wind, solar, geothermal	MJ	0.00742
Renewable, water	MJ	0.0421
TOTALE	MJ	14.8

Tabella 5.2.1d: sistema completo (CED)

Dalla tabella 5.2.1d si evince, quindi, che per produrre 1 kWh elettrico (pari a 3.6 MJ) è necessario spendere 14.8 MJ di energia collegati quasi totalmente alla fonte rinnovabile connessa alla biomassa.

Quindi, introducendo un semplice indice di prestazione definibile come il rapporto tra l'energia elettrica utile e l'energia complessiva utilizzata, indipendentemente dalla forma, si ottiene:

$$\eta_{sistema} = \frac{E_{el\ utile}}{E_{consumata}} = \frac{3.6\ MJ}{14.8\ MJ} = 0.243 \simeq 24\%$$

5.2.2 Analisi delle singole fasi

Analizzando le singole fasi che costituiscono il sistema si possono trarre interessanti spunti di analisi.

Confrontando l'intero sistema con le singole fasi, utilizzando i metodi ReCiPe (Midpoint e Endpoint) si ottengono i seguenti grafici:

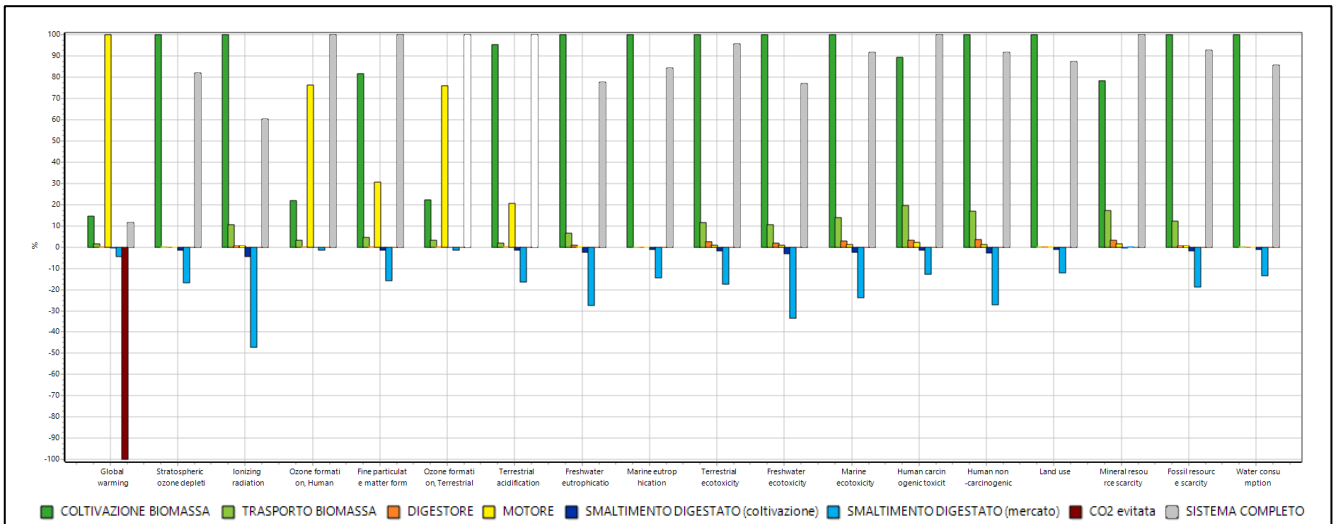


Figura 5.2.2a: confronto tra le varie fasi (ReCiPe-Midpoint)

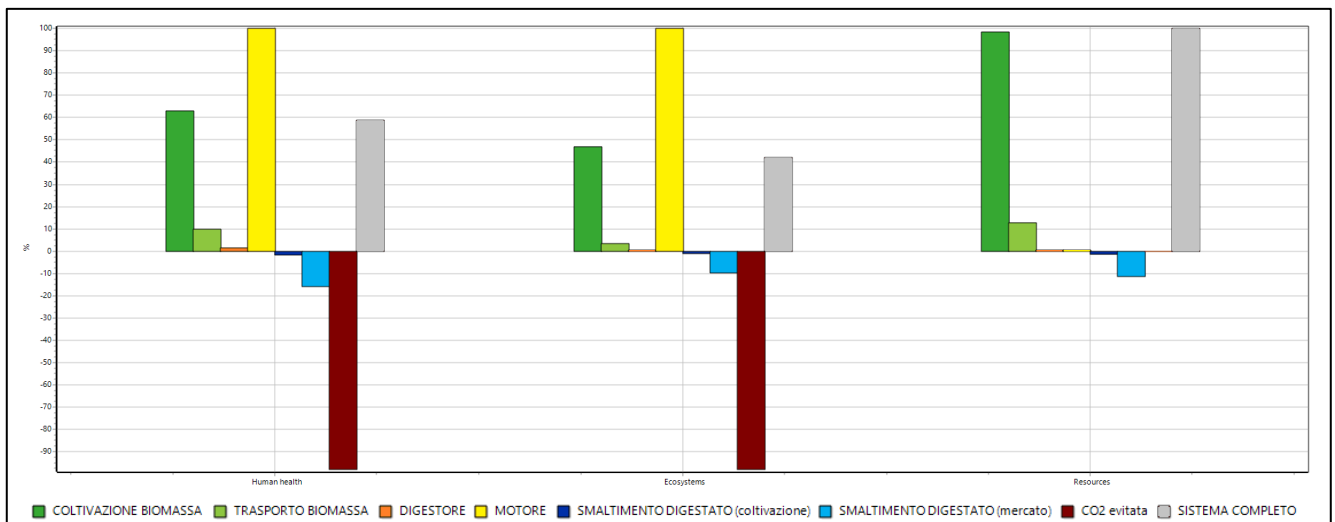


Figura 5.2.2b: confronto tra le varie fasi (ReCiPe-Endpoint)

5.2.2.1 Coltivazione

La coltivazione, come si vede dai diagrammi e dalle tabelle del paragrafo 5.2.1, incide molto nell'intero processo, risultando la fase più impattante in quasi tutte le categorie considerate.

Interessante è valutare in che modo le diverse tipologie di biomassa incidono sulla fase di coltivazione in modo da poter individuare delle possibili alternative (la variazione della dieta viene presentata nel capitolo 6).

La biomassa utilizzata dall'impianto studiato è insilato di mais, farina di mais e barbabietole da zucchero che presentano i seguenti impatti (fig.5.2.2.1a e tab.5.2.2.1a):

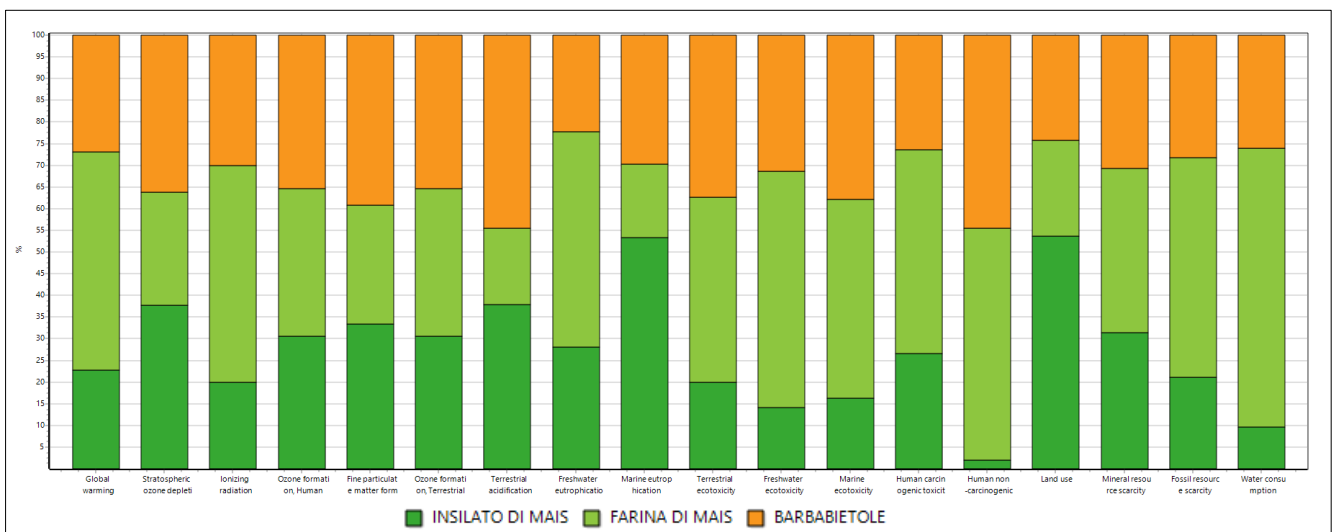


Figura 5.2.2.1a.: coltivazione (ReCiPe-Midpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Insilato di mais	Farina di mais	Barbabietole
Global warming	kg CO ₂ eq	0.0421	0.09378	0.0499
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	2.19E-6	1.52E-6	2.1E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	0.00288	0.00723	0.00435
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	0.000249	0.000277	0.000289
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq	0.000305	0.000249	0.000358
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	0.000254	0.000283	0.000293

Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	0.00195	0.000904	0.00228
Freshwater eutrophication	kg P eq	2.39E-5	4.24E-5	1.89E-5
Marine eutrophication	kg N eq	0.000484	0.000153	0.00027
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	0.101	0.217	0.19
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	0.000632	0.00244	0.0014
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	5.83	16.3	13.5
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB eq	0.13	0.23	0.129
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB eq	0.504	13.1	10.9
Land use	m ² a crop eq	0.301	0.123	0.136
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	0.000275	0.000332	0.000269
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.00963	0.023	0.0129
Water consumption	m ³	0.00424	0.0282	0.0114

Tabella 5.2.2.1a.: coltivazione (ReCiPe)

Tra le varie categorie di impatto molto rilevante è l'analisi del 'land use' che rappresenta, probabilmente, la principale criticità di questa tecnologia.

L'estensione agricola richiesta per la produzione della biomassa necessaria ad alimentare il motore, infatti, è pari a 0.560 m²/kWh; se tutto il fabbisogno energetico elettrico italiano (pari a 320 TWh/anno nel 2018) fosse soddisfatto da questa tecnologia con questa tipologia di biomassa allora sarebbe necessaria un'estensione complessiva pari a 1.792*10¹¹ m²/anno che risulta assolutamente incompatibile con le disponibilità attuali (l'Italia ha un'estensione complessiva pari a 3.021*10¹¹ m²).

Questo significa che per soddisfare il fabbisogno elettrico italiano sarebbe necessaria una superficie agricola interamente dedicata alle colture energetiche pari a circa il 60% dell'estensione d'Italia!

In Italia, inoltre, la superficie agricola utilizzata (Sau), destinata per usi sia alimentari sia energetici, è pari a 1.21*10¹¹ m² (dati Istat); quindi se le intere coltivazioni esistenti

venissero interamente convertite per scopi energetici non sarebbero sufficienti a soddisfare la richiesta elettrica, ma risulterebbe necessario importare dall'estero la biomassa mancante. Per la fase della coltivazione, oltre all'aspetto legato al 'land use', risulta interessante anche evidenziare il consumo d'acqua che risulta, invece, trascurabile per le altre fasi, come si vede dalla fig.5.2.2.1b e dalla tab.5.2.2.1b; questa categoria è stata valutata utilizzando il metodo AWARE (vedere paragrafo 5.1.5).

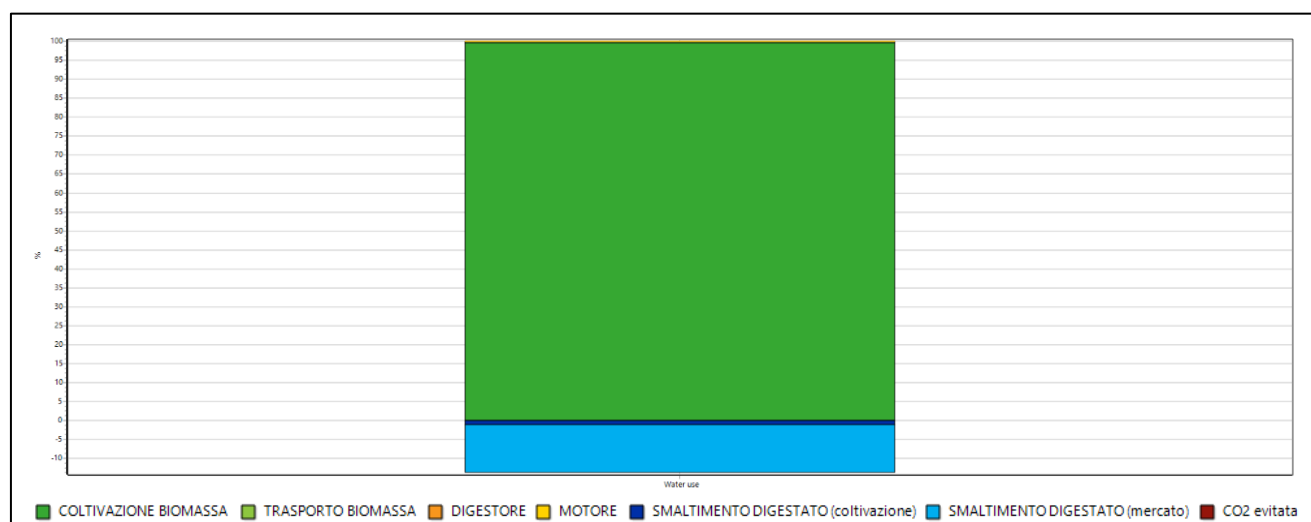


Figura 5.2.2.1b: sistema completo (AWARE)

	Water consumption [m ³ /kWh]
Coltivazione	1.49
Trasporto della biomassa	0.00294
Digestore anaerobico	0.000681
Motore	0.000587
Smaltimento digestato (coltivazione)	-0.0165
Smaltimento digestato (mercato)	-0.233
CO ₂ evitata	-

Tabella 5.2.2.1b: sistema completo (AWARE)

Per la sola fase di coltivazione il complessivo consumo di acqua risulta essere pari a 1.49 m³/kWh, che risultano ripartiti come in tab.5.2.2.1c:

Categoria di impatto	Unità di misura	Insilato di mais	Farina di mais	Barbabietole	TOT
Water use	m ³ /kWh	0.118	0.854	0.518	1.49

Tabella 5.2.2.1c: coltivazione (AWARE)

Dalla fig.5.2.2.1c si vede come sia la farina di mais quella ad incidere maggiormente su questo aspetto nonostante sia quella utilizzata in minor quantità (3 ton/giorno di farina di mais rispetto a 25 ton/giorno di l'insilato di mais e 20 ton/giorno di barbabietole).

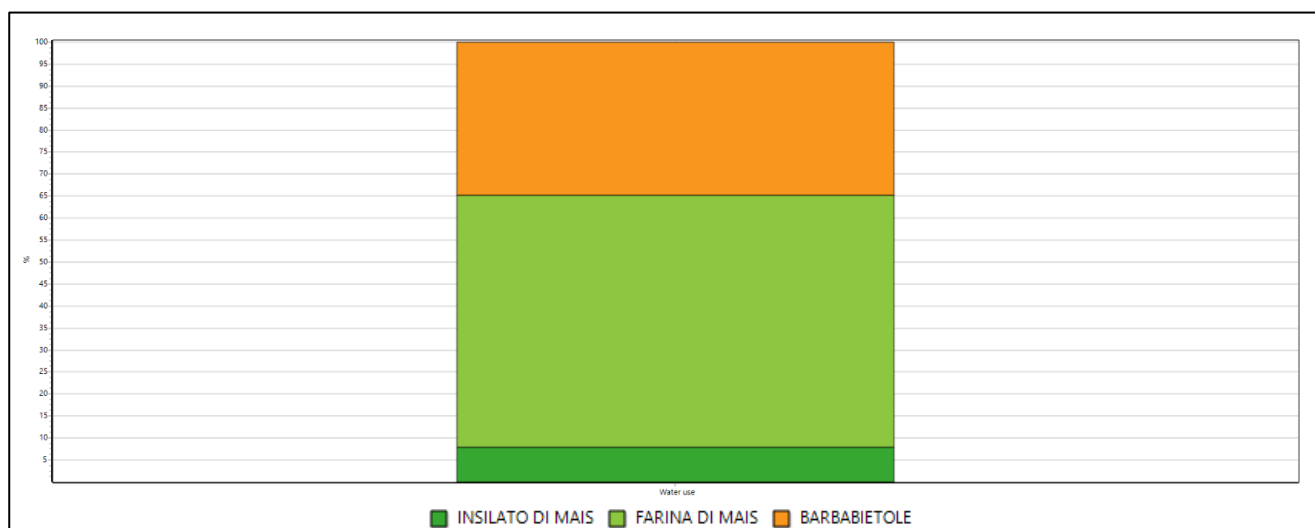


Figura 5.2.2.1c: coltivazione (AWARE)

5.2.2.2 Trasporto della biomassa

La fase di trasporto, come si evince dal paragrafo 5.2.1, non ha un impatto particolarmente elevato. Le principali categorie di impatto sulle quali la fase di trasporto incide sono quella di ‘human health’ e di ‘resources’, che risultano, comunque, inferiori se paragonate con altre fasi del sistema.

Questo è dovuto soprattutto al fatto che per il trasporto della biomassa vengono utilizzati mezzi agricoli che presentano efficienze non particolarmente interessanti.

Sostituendo i mezzi agricoli (“Transport, tractor and trailer, agricultural {RoW}| processing | APOS, U”) con mezzi di trasporto più prestanti (“Transport, freight, lorry 7.5-16 metric ton, EURO6 {GLO}| market for | APOS U”) si otterrebbe un impatto ancora minore.

Dalla fig.5.2.2.2 e dalla tab.5.2.2.2 si osserva che il divario tra le due tecnologie di trasporto è piuttosto netto.

Ovviamente in sistemi come quello studiato in questo lavoro di tesi l’utilizzo di mezzi di trasporto più efficienti garantirebbe un beneficio che tuttavia non giustificerebbe l’esborso necessario per il loro acquisto, risultando più vantaggioso, dal punto di vista economico, l’utilizzo dei mezzi impiegati anche in fase di coltivazione.

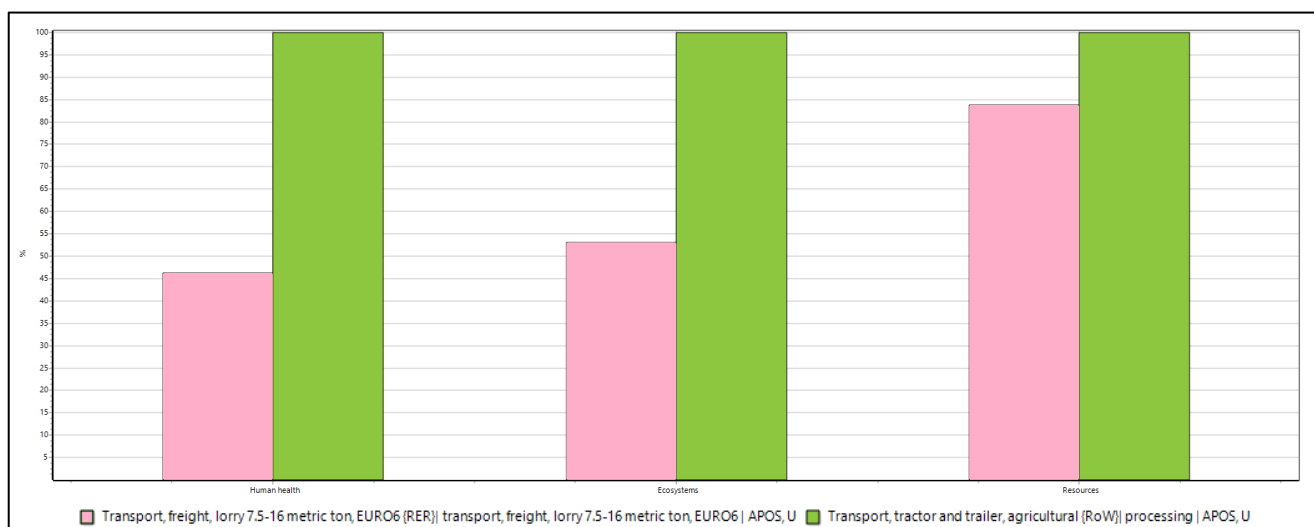


Figura 5.2.2.2: Transport and tractor vs Lorry (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura	Lorry	Tractor and trailer
Human health	DALY/kWh	7.37E-7	1.59E-6
Ecosystems	Species.yr/kWh	5.75E-10	1.08E-9
Resources	USD2013/kWh	0.00162	0.00193

Tabella 5.2.2.2: Transport and tractor vs Lorry (ReCiPe-Endpoint)

5.2.2.3 Digestore

Il digestore, come si vede dai diagrammi delle figure 5.2.2a e 5.2.2b, non fornisce dei contributi significativi in nessuna categoria di impatto.

5.2.2.4 Motore per la produzione di energia elettrica

Notevole importanza è ricoperta dal motore, del quale sono state misurate in modo diretto le emissioni, sia quelle convenzionali sia quelle particolari, costituite da aldeidi, diossine e idrocarburi policiclici aromatici che, pur essendo prodotte in quantità molto piccole, hanno un'elevata pericolosità sulla salute (vedere paragrafo 4.4.4).

Infatti si è voluto valutare l'impatto di tali emissioni (che raramente vengono monitorate con frequenza) soprattutto sulle categorie inerenti alla salute dell'uomo per verificare se possono essere trascurate (come spesso accade) o se la loro presenza, per quanto piccola, può avere un impatto significativo.

Per tale scopo il metodo migliore è USEtox 2 che valuta propriamente l'impatto sulla salute umana (paragrafo 5.1.4).

Considerando solo la fase delle emissioni del motore si ottiene il seguente grafico (fig.5.2.2.4a) che confronta la totalità delle emissioni con quelle convenzionali:

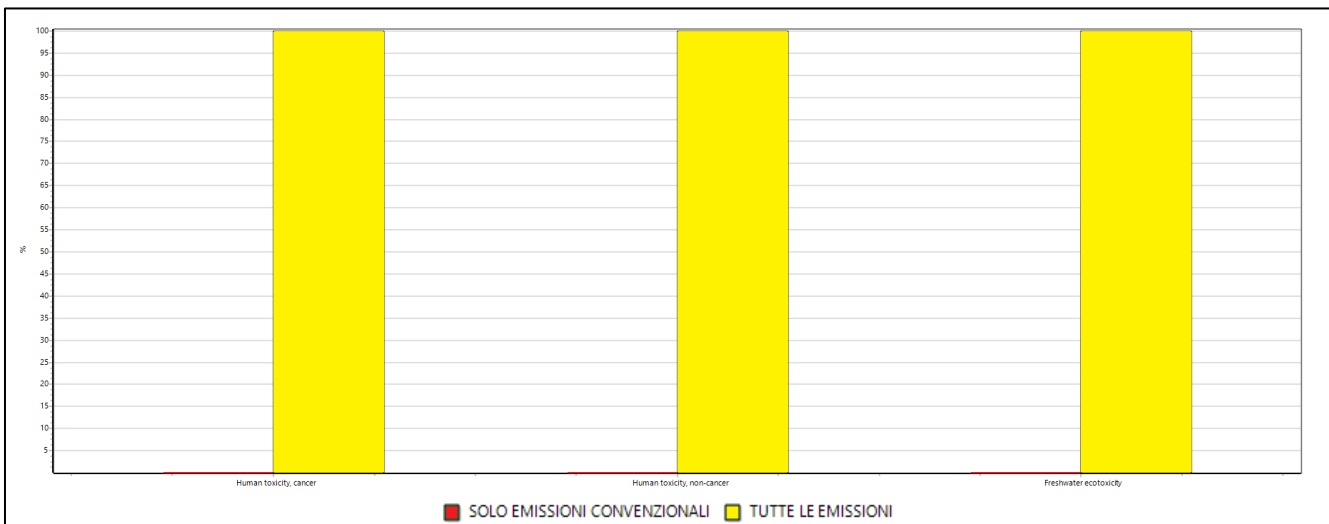


Figura 5.2.2.4a.: solo emissioni convenzionali vs tutte le emissioni (USEtox 2)

Dal confronto tra emissioni complessive (in giallo) e emissioni convenzionali (in rosso) si può notare come solo gli inquinanti particolari incidono sulle categorie di impatto legate alla salute dell'uomo (Human toxicity, cancer e non-cancer) e dell'ambiente (Freshwater ecotoxicity).

Il grafico, rappresentando i valori in percentuali, è abbastanza fuorviante in quanto sembra che tali emissioni abbiano una rilevanza notevole; tuttavia, se si valutano i dati numerici (tab.5.2.2.4a), si nota come i valori ottenuti da entrambe le tipologie di emissioni sono praticamente nulli e quindi si può affermare che tali inquinanti, se in concentrazioni così basse, possono essere trascurati.

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Solo emissioni convenzionali	Tutte le emissioni
Human toxicity, cancer	cases	-	1.27E-12
Human toxicity, non-cancer	cases	-	5.17E-11
Freshwater ecotoxicity	PAF.m ³ .day	-	8.87E-6

Tabella 5.2.2.4a: solo emissioni convenzionali vs tutte le emissioni (USEtox 2)

Confrontando, in aggiunta, l'intero sistema studiato considerando sia tutte le emissioni (in giallo) sia solo quelle convenzionali (in rosso) si ottengono grafici e valori identici (fig.5.2.2.4b e tab.5.2.2.4b).

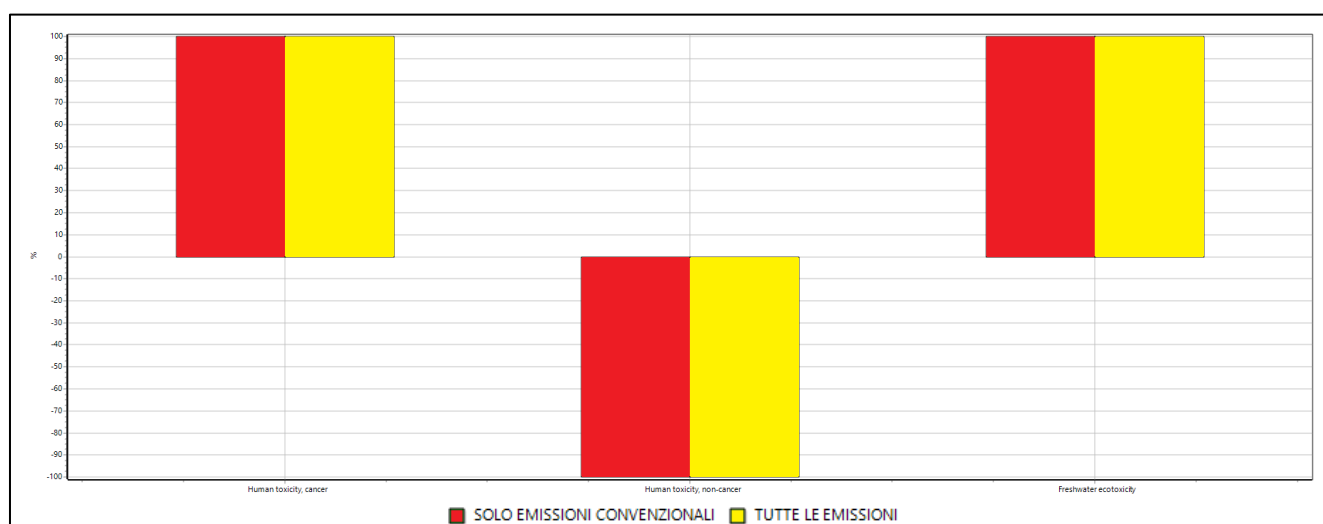


Figura 5.2.2.4b: sistema con emissioni convenzionali vs sistema con tutte le emissioni (USEtox 2)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema con emissioni convenzionali	Sistema con tutte le emissioni
Human toxicity, cancer	cases	1.1E-8	1.1E-8
Human toxicity, non-cancer	cases	-3.55E-7	-3.55E-7
Freshwater ecotoxicity	PAF.m ³ .day	618	618

Tabella 5.2.2.4b: sistema con emissioni convenzionali vs sistema con tutte le emissioni (USEtox 2)

Questo è dovuto al fatto che il contributo legato alle emissioni particolari del motore è ordini di grandezza inferiore rispetto ai contributi legati alle altre fasi del sistema (soprattutto rispetto alla fase di coltivazione) come si evince dalla fig.5.2.2.4c e dalla tab.5.2.2.4c in cui il contributo del motore (in giallo) è praticamente trascurabile.

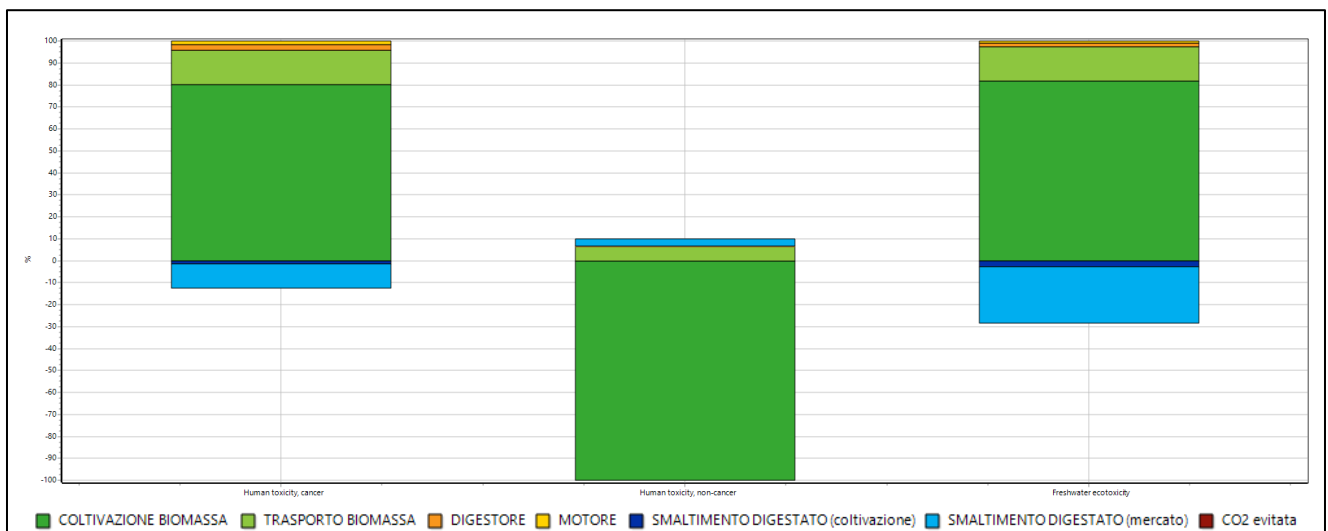


Figura 5.2.2.4c: sistema completo (USEtox 2)

	Human toxicity, cancer [cases/kWh]	Human toxicity, cancer [cases/kWh]	Freshwater ecotoxicity [PAF.m ³ .day/kWh]
Coltivazione	1.04E-8	-3.97E-7	773
Trasporto della biomassa	2.02E-9	2.55E-8	148
Digestore anaerobico	3.26E-10	6.9E-10	14.8
Motore	2.21E-10	3.87E-10	10.1
Smaltimento digestato (coltivazione)	-1.73E-10	4.56E-10	-24.7
Smaltimento digestato (mercato)	-1.8E-9	1.49E-8	-303
CO2 evitata	-	-	-

Tabella 5.2.2.4c: sistema completo (USEtox 2)

5.2.2.5 Smaltimento digestato

Nella fase dello smaltimento del digestato si tiene in considerazione il suo trasporto verso la coltivazione e verso il mercato, che, quindi, comporta un impatto ambientale negativo (positivo per SimaPro) dovuto all'utilizzo dei mezzi di trasporto, e il fatto che il digestato generato in fase di digestione anaerobica può essere utilizzato come fertilizzante agricolo comportando, pertanto, un utilizzo evitato a cui è associato un impatto positivo (negativo per SimaPro).

Utilizzando il metodo ReCiPe si ottengono i seguenti valori:

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Smaltimento complessivo	Verso la coltivazione (20km)	Verso il mercato (30km)
Human health	DALY	-3.49E-6	-2.63E-7	-3.23E-6
Ecosystems	species.yr	-4.29E-9	-3.05E-10	-3.99E-9
Resources	USD2013	-0.00228	-0.000191	-0.00209

Tabella 5.2.2.5a: smaltimento digestato (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Smaltimento complessivo	Verso la coltivazione (20km)	Verso il mercato (30km)
Global warming	kg CO ₂ eq	-0.0759	-0.00541	-0.0705
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	-1.3E-6	-8.57E-8	-1.22E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	-0.00912	-0.000631	-0.00849
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	-7.87E-5	-7.79E-6	-7.09E-5
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq	-0.000234	-1.65E-5	-0.000218
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	-8.18E-5	-8.05E-6	-7.38E-5
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	-0.00118	-7.94E-5	-0.0011

Freshwater eutrophication	kg P eq	-3.13E-5	-2.17E-6	-2.91E-5
Marine eutrophication	kg N eq	-0.000176	-1.16E-5	-0.000165
Terrestrial ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	-0.119	-0.0091	-0.11
Freshwater ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	-0.00201	-0.000142	-0.00186
Marine ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	-11.5	-0.86	-10.6
Human carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	-0.0949	-0.00853	-0.0864
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	-9.03	-0.682	-8.35
Land use	m ² a crop eq	-0.0899	-0.00592	-0.0839
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	-2.65E-6	-4.32E-6	1.67E-5
Fossil resource scarcity	kg oil eq	-0.0116	-0.000885	-0.0108
Water consumption	m ³	-0.00783	-0.000516	-0.00731

Tabella 5.2.2.5b: smaltimento digestato (ReCiPe-Midpoint)

Dalle tabelle 5.2.2.5a e 5.2.2.5b si vede come i valori legati alla fase di smaltimento, sia verso la coltivazione (in blu) sia verso il mercato (in azzurro), sono negativi e quindi hanno un impatto positivo. Questo significa che il contributo legato all'utilizzo evitato di fertilizzante è maggiore rispetto al contributo connesso all'utilizzo dei mezzi agricoli nel trasporto.

Osservando la fase di smaltimento in confronto con il sistema completo si vede come l'impatto positivo sia piuttosto evidente per quanto riguarda sia la salute umana sia gli aspetti ambientali (fig. 5.2.2.5).

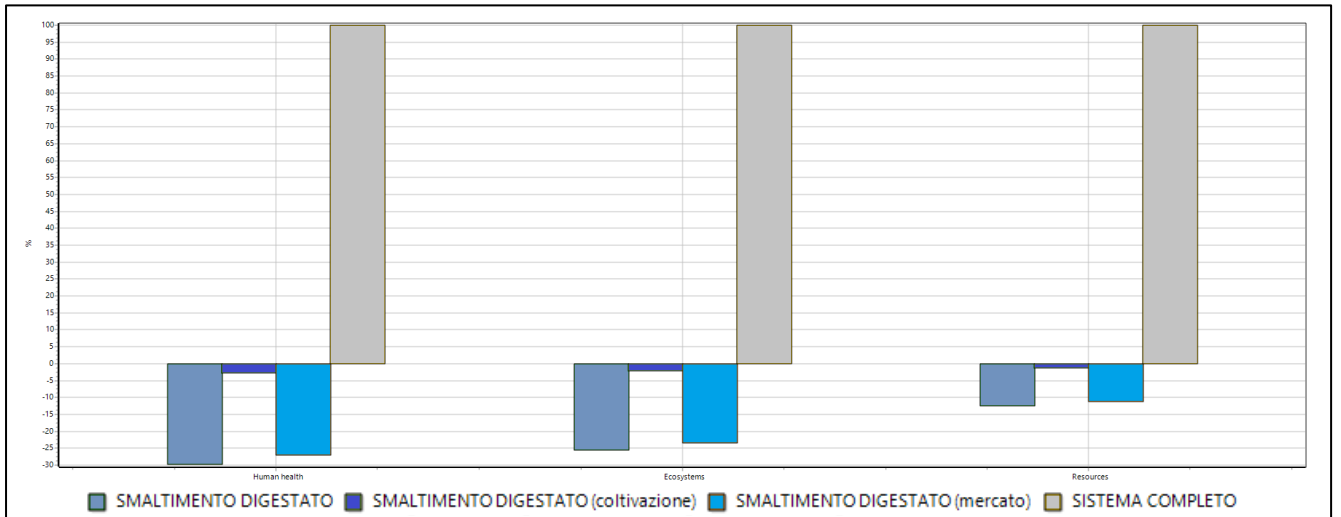


Figura 5.2.2.5: smaltimento digestato (ReCiPe-Endpoint)

5.2.2.6 CO₂ evitata

La fase connessa alla CO₂ evitata tiene in considerazione dell'anidride carbonica che viene assorbita dalla biomassa durante la fase della coltivazione. Come spiegato nel paragrafo 4.4.6, infatti, la biomassa, in fase di crescita, accumula CO₂. Di conseguenza tutta l'anidride carbonica liberata dalla combustione del biogas nel motore viene bilanciata da quella assorbita durante la crescita della biomassa (1.27 kgCO₂/kWh).

Il confronto tra il sistema con tale impatto evitato ed il sistema senza è abbastanza significativo e dimostra come la tecnologia della biomassa sia assolutamente competitiva proprio per questo aspetto.

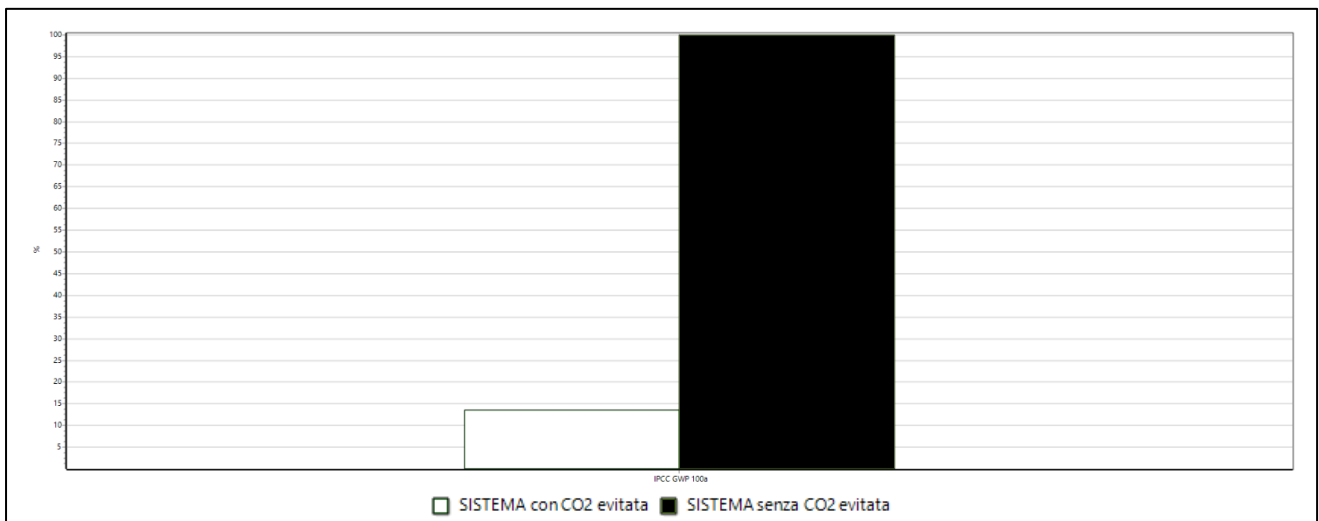


Figura 5.2.2.6a: con CO₂ evitata vs senza CO₂ evitata (IPCC)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Con CO ₂ evitata	Senza CO ₂ evitata
IPCC GWP 100a	kg CO ₂ eq	0.1785	1.45

Tabella 5.2.2.6a: con CO₂ evitata vs senza CO₂ evitata (IPCC)

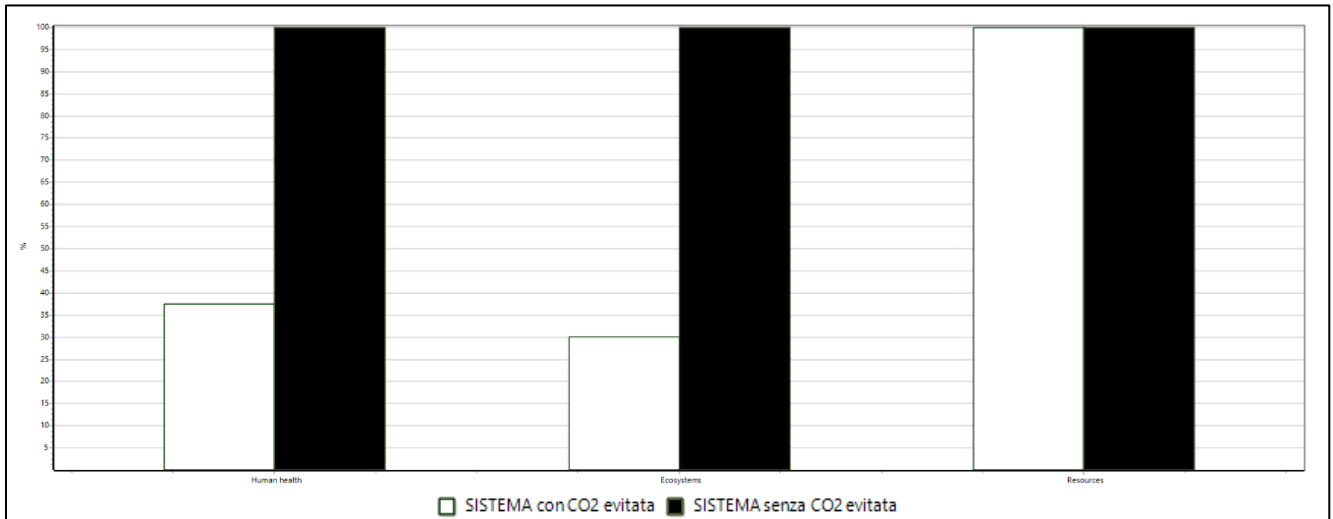


Figura 5.2.2.6b: con CO₂ evitata vs senza CO₂ evitata (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Con CO ₂ evitata	Senza CO ₂ evitata
Human health	DALY	8.92E-6	2.48E-5
Ecosystems	species.yr	1.28E-8	4.46E-8
Resources	USD2013	0.0145	0.0145

Tabella 5.2.2.6b: con CO₂ evitata vs senza CO₂ evitata (ReCiPe-Endpoint)

CAPITOLO 6: CASI ALTERNATIVI

In questa fase del lavoro di tesi è stata cambiata la dieta del sistema. Chiaramente il cambio di dieta comporterebbe un cambiamento anche nella composizione del gas prodotto dal processo di digestione e, quindi, anche nelle emissioni del motore che tuttavia, per semplicità e per rendere più interessante le valutazioni sulle tipologie di biomassa, non è stato considerato. Infatti si sono considerate le stesse emissioni del motore caratteristiche del caso studio di riferimento.

Per semplicità, inoltre si è ipotizzato che tutto il digestato prodotto durante la produzione di biogas venga trasportato al mercato (distanza 30 km) senza considerare la distinzione tra digestato trasportato alla coltivazione e quello trasportato al mercato.

I casi più interessanti che sono stati valutati sono:

6.1 Dieta costituita solo da insilato di mais e farina di mais (no barbabietole);

6.2 Dieta alternativa costituita da insilato di mais, liquame bovino e letame bovino.

6.1 Dieta costituita solo da insilato di mais e farina di mais (no barbabietole)

Si ipotizza che il digestore sia alimentato esclusivamente da insilato di mais e farina di mais (viene quindi esclusa la barbabietola da zucchero).

Conoscendo quanto biogas viene generato da ogni tipologia di biomassa (vedere paragrafo 4.4.5) e sapendo quanto biogas consuma il motore ($V_{\text{biogas annuo}}=3.88*10^6 \text{ Nm}^3/\text{anno}$, ovvero $V_{\text{biogas giorno}}=10640 \text{ Nm}^3/\text{giorno}$), è possibile calcolare quanta biomassa sia necessaria per il corretto funzionamento del sistema.

Eseguendo dei calcoli simili a quelli visti nel paragrafo 4.4.5 si ottiene:

$$\begin{aligned} V_{\text{biogas giorno}} &= 10640 \frac{\text{Nm}^3}{\text{giorno}} = \\ &= m_{\text{insilato}} * \text{produzione}_{\text{insilato}} + m_{\text{farina}} * \text{produzione}_{\text{farina}} \end{aligned}$$

Considerando dei valori di produzione di biogas pari a $240 \text{ Nm}^3/\text{ton}$ per l'insilato di mais e di $80 \text{ Nm}^3/\text{ton}$ per la farina di mais (già visti nel paragrafo 4.4.5), si ottiene la dieta giornaliera necessaria all'alimentazione del digestore che risulta pari a 44 tonnellate al giorno per l'insilato di mais e 3 tonnellate al giorno per la farina di mais (tab.6.1a).

	Sistema standard	Sistema no barbabietole
Insilato di mais [ton/giorno]	25	44
Farina di mais [ton/giorno]	3	3
Barbabietole [ton/giorno]	20	-
Biomassa totale [ton/giorno]	48	47

Tabella 6.1a: confronto delle diete

Il bilancio di biogas risulta corretto:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{biogas giorno no barbabietole}} &= \\
 &= m_{\text{insilato}} * \text{produzione}_{\text{insilato}} + m_{\text{farina}} * \text{produzione}_{\text{farina}} = \\
 &= 44 \frac{\text{ton}}{\text{giorno}} * 240 \frac{\text{Nm}^3}{\text{ton}} + 3 \frac{\text{ton}}{\text{giorno}} * 80 \frac{\text{Nm}^3}{\text{ton}} = 10800 \frac{\text{Nm}^3}{\text{giorno}} \\
 &\simeq 10640 \frac{\text{Nm}^3}{\text{giorno}}
 \end{aligned}$$

Si è realizzato, quindi, un nuovo modello (denominato “SISTEMA no barbabietola”) a partire dal modello precedentemente realizzato (chiamato “SISTEMA STANDARD”) in cui sono stati modificati i dati inerenti alla coltivazione della biomassa, al trasporto della biomassa e allo smaltimento del digestato; non sono stati modificati, invece, i record inerenti al digestore, al motore e alla CO₂ evitata.

Introducendo in SimaPro i nuovi valori calcolati (riportati ovviamente all’unità funzionale del kWh) si ottiene lo schema di figura 6.1a che risulta identico allo schema del sistema standard.

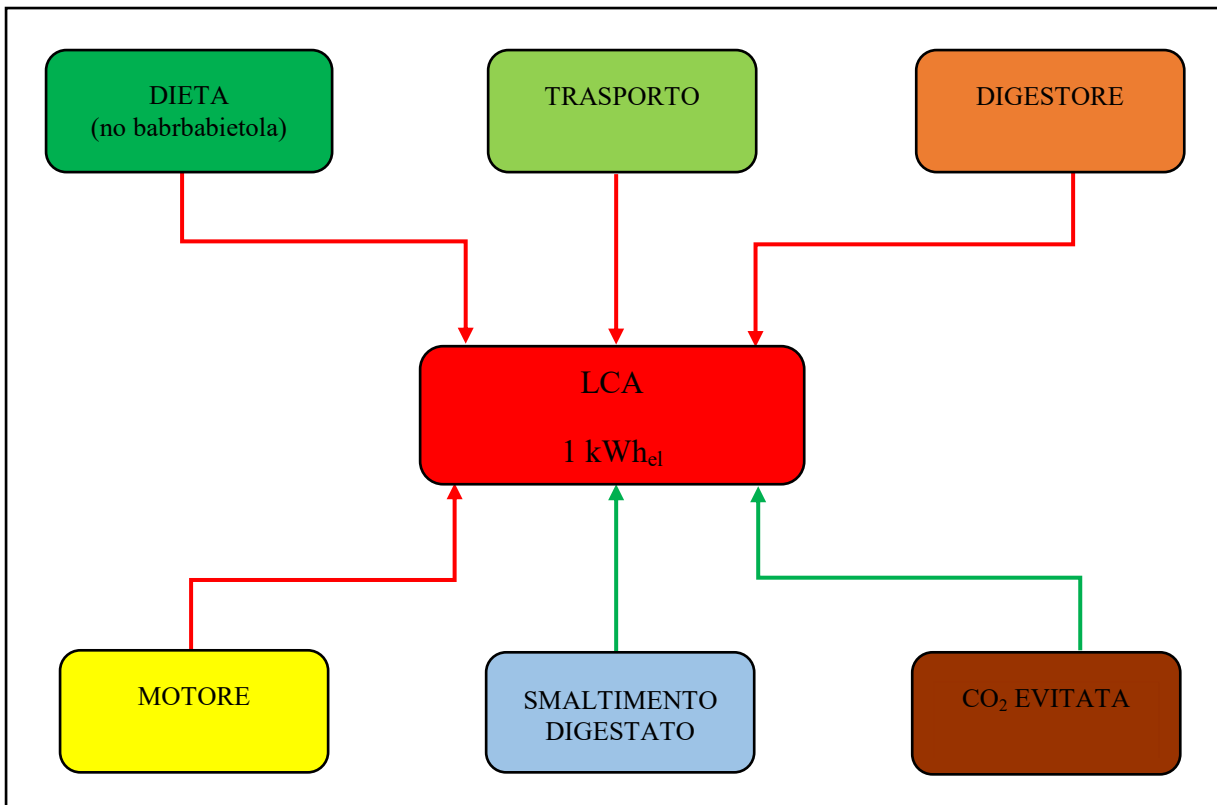


Figura 6.1a: Schema impianto (LCA)

Confrontando i due sistemi utilizzando il metodo ReCiPe si ottengono i seguenti risultati:

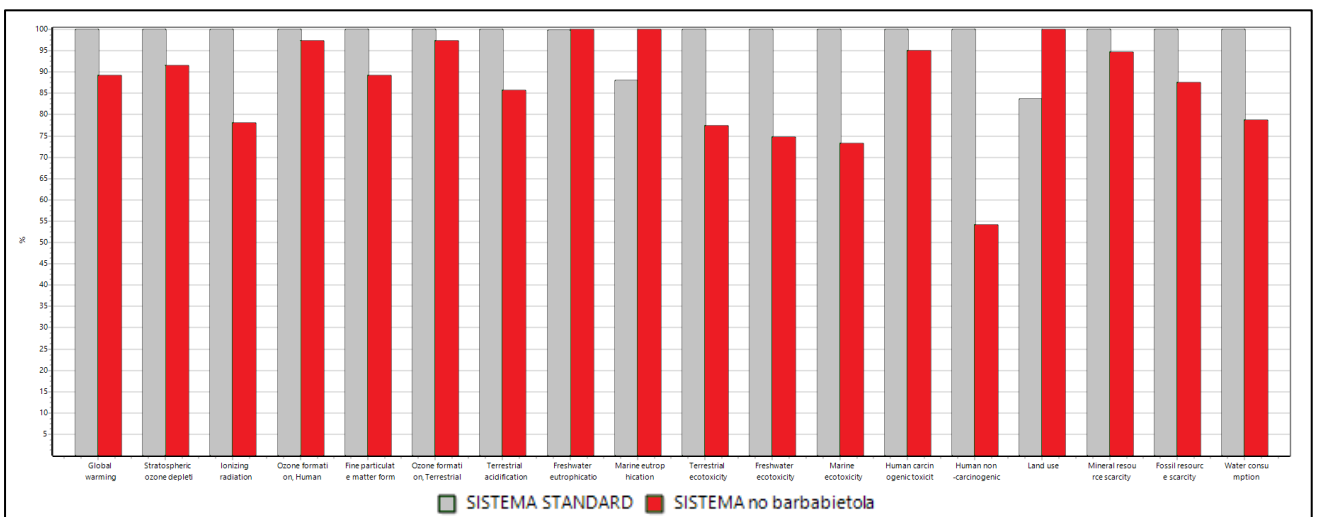


Figura 6.1b: sistema standard vs sistema no barbabetola (ReCiPe-Midpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema no barbabietola
Global warming	kg CO ₂ eq	0.132	0.131
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	4.53E-6	4.37E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	0.00701	0.00679
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	0.0037	0.00361
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq	0.00107	0.000996
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	0.00371	0.00363
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	0.00516	0.00461
Freshwater eutrophication	kg P eq	6.05E-5	6.64E-5
Marine eutrophication	kg N eq	0.000731	0.000867
Terrestrial ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	0.464	0.376
Freshwater ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	0.00307	0.00257
Marine ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	30.6	23.9
Human carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	0.53	0.52
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	20.8	12.2
Land use	m ² a crop eq	0.474	0.586
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	0.00112	0.00106
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.04	0.0369
Water consumption	m ³	0.0362	0.0296

Tabella 6.1b: sistema standard vs sistema no barbabietola (ReCiPe-Midpoint)

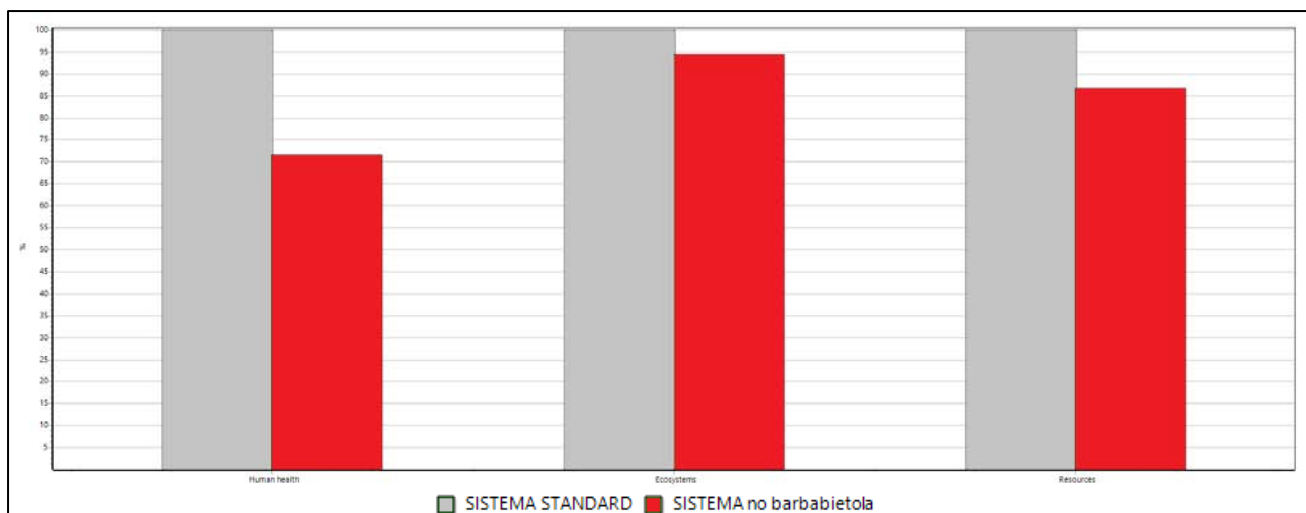


Figura 6.1c: sistema standard vs sistema no barbabetola (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema no barbabetola
Human health	[DALY]	8.92E-6	6.84E-6
Ecosystems	[speices.yr]	1.28E-8	1.19E-8
Resources	[USD2013]	0.0145	0.013

Tabella 6.1c: sistema standard vs sistema no barbabetola (ReCiPe-Endpoint)

Dalle figure 6.1b e 6.1c e dalle tabelle 6.1b e 6.1c si vede come l'eliminazione della barbabetola (in rosso) comporti un beneficio in tutte le categorie di impatto ad eccezione del 'land use'.

È chiaro quindi che, se ci fossero a disposizione grandi spazi per la coltivazione, la soluzione in assenza di barbabetola risulterebbe la più vantaggiosa sia per la salute umana sia per quella ambientale. In mancanza di tali spazi l'utilizzo della barbabetola risulta, tuttavia, fondamentale in quanto permette di produrre lo stesso quantitativo di biogas, e quindi di energia elettrica, con un'estensione agricola minore (si è visto nel paragrafo 5.2.2.1 come l'estensione agricola sia la principale criticità della tecnologia della biomassa energetica).

6.2 Dieta alternativa costituita da insilato di mais, liquame bovino e letame bovino

Molto interessante è valutare il sistema nel caso in cui alla biomassa agricola, appositamente coltivata, venga affiancata la biomassa animale.

La biomassa animale può essere considerata uno scarto che deve opportunamente essere trattato. Pertanto, la biomassa utilizzata nel digestore non solo non comporta un carico ambientale, ma addirittura deve essere considerato il suo mancato trattamento a cui è associato un effetto ambientale positivo (negativo per il codice di calcolo).

Come nel caso precedente, anche in questo caso si valuta la biomassa necessaria al sistema attraverso il seguente bilancio:

$$\begin{aligned}
 V_{biogas\ giorno} &= 10640 \frac{Nm^3}{giorno} = \\
 &= m_{insilato} * produzione_{insilato} + m_{liquame} * produzione_{liquame} \\
 &+ m_{letame} * produzione_{letame}
 \end{aligned}$$

Considerando dei valori di produzione di biogas pari a 240 Nm³/ton per l'insilato di mais, a 11 Nm³/ton per il liquame bovino e di 67 Nm³/ton per il letame bovino, si ottiene la dieta giornaliera necessaria all'alimentazione del digestore che risulta pari a 37 tonnellate al giorno per l'insilato di mais, 84 tonnellate al giorno per il liquame bovino e 24 tonnellate al giorno per il letame bovino (tab.6.2a).

	Sistema standard	Sistema con biomassa animale
Insilato di mais [ton/giorno]	25	37
Farina di mais [ton/giorno]	3	-
Barbabietole [ton/giorno]	20	-
Liquame bovino [ton/giorno]	-	84
Letame bovino [ton/giorno]	-	24
Biomassa totale [ton/giorno]	48	145

Tabella 6.2a: confronto delle diete

Il bilancio di biogas risulta corretto:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{biogas giorno no barbabietole}} &= \\
 &= m_{\text{insilato}} * \text{produzione}_{\text{insilato}} + m_{\text{liquame}} * \text{produzione}_{\text{liquame}} \\
 &+ m_{\text{letame}} * \text{produzione}_{\text{letame}} = \\
 &= 37 \frac{\text{ton}}{\text{giorno}} * 240 \frac{\text{Nm}^3}{\text{ton}} + 84 \frac{\text{ton}}{\text{giorno}} * 11 \frac{\text{Nm}^3}{\text{ton}} + 24 \frac{\text{ton}}{\text{giorno}} * 67 \frac{\text{Nm}^3}{\text{ton}} \\
 &= 11412 \frac{\text{Nm}^3}{\text{giorno}} \simeq 10640 \frac{\text{Nm}^3}{\text{giorno}}
 \end{aligned}$$

Si è realizzato, quindi, un nuovo modello (definito “SISTEMA con biomassa animale”) a partire dal modello precedentemente realizzato (“SISTEMA STANDARD”).

Al nuovo modello è stato aggiunto un record che tenesse in considerazione lo smaltimento evitato della biomassa animale.

All’interno di SimaPro, quindi, è stato realizzato un apposito schema in cui è stato inserito (con valore negativo essendo un impatto evitato) il seguente record:

-“Raw sewage sludge {CH}| treatment of, municipal incineration | APOS, U” (all’interno di Processi - Processo di smaltimento - Waste - Transformation - Incineration - Municipal incineration).

Per la valutazione dell’assorbimento della CO₂, che riguarda solamente la biomassa vegetale, si è considerato un assorbimento pari a 23 tonCO₂ per ettaro.

Infine le quantità di biomassa trattate sono molto maggiori rispetto ai casi precedenti e quindi è stato necessario ipotizzare che una parte del digestato prodotto in fase di digestione fosse trattata come un rifiuto da smaltire non essendo il sistema agricolo in grado di sfruttare totalmente tale digestato come fertilizzante.

Si è ipotizzato, pertanto, che il 30% del digestato prodotto venga utilizzato come fertilizzante (rappresentando, quindi, un impatto positivo dovuto al mancato utilizzo di fertilizzante esterno) e il rimanente 70% debba, invece, essere opportunamente trattato e smaltito.

In modo semplificativo si è considerato il digestato da smaltire attraverso lo stesso record utilizzato per lo smaltimento evitato della biomassa animale (“Raw sewage sludge {CH}| treatment of, municipal incineration | APOS, U”), in questo caso con valore negativo (positivo per SimaPro) dato che rappresenta un prodotto da smaltire.

Introducendo queste modifiche al modello si ottiene lo schema di figura 6.2a che è uguale allo schema standard con l’aggiunta dello smaltimento evitato della biomassa animale.

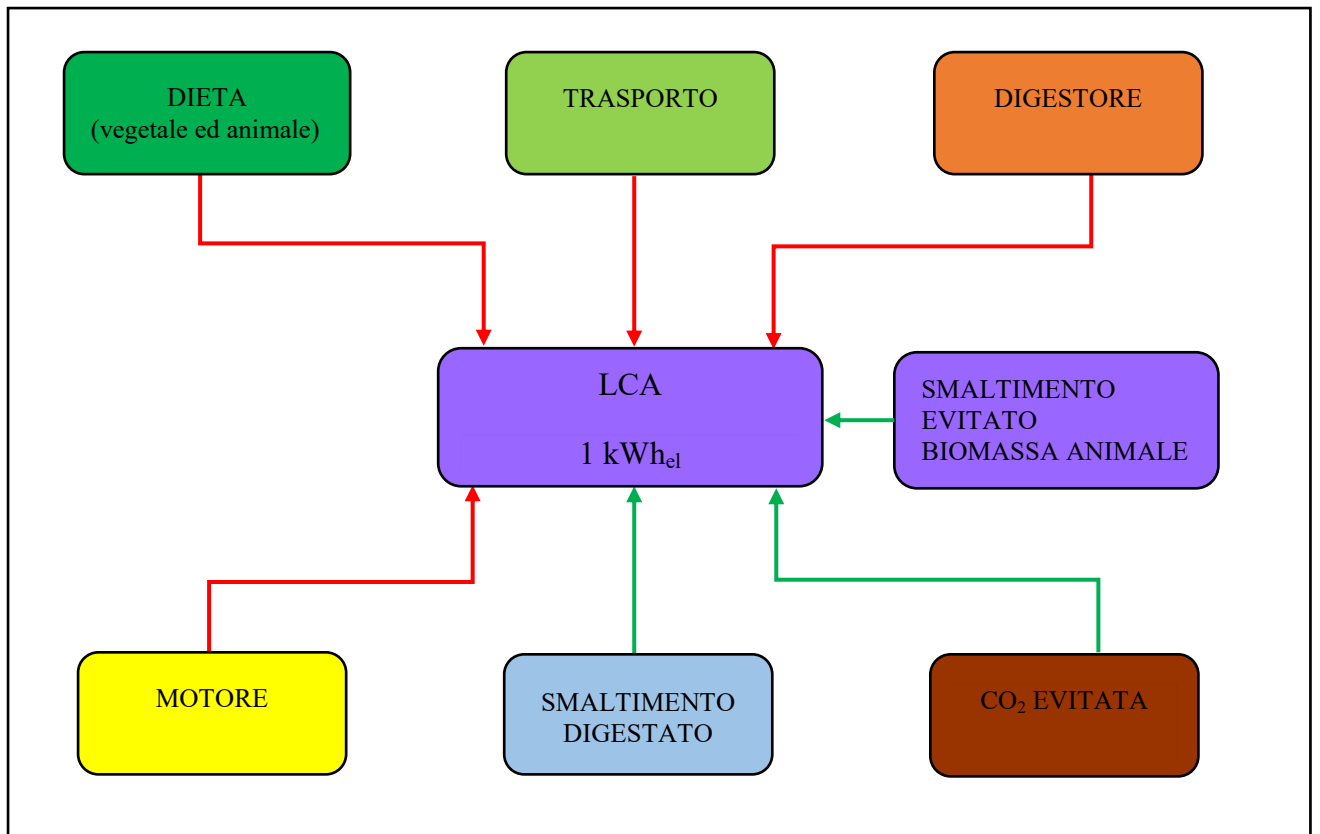


Figura 6.2a: Schema impianto (LCA)

Utilizzando il metodo ReCiPe si ottengono i seguenti risultati:

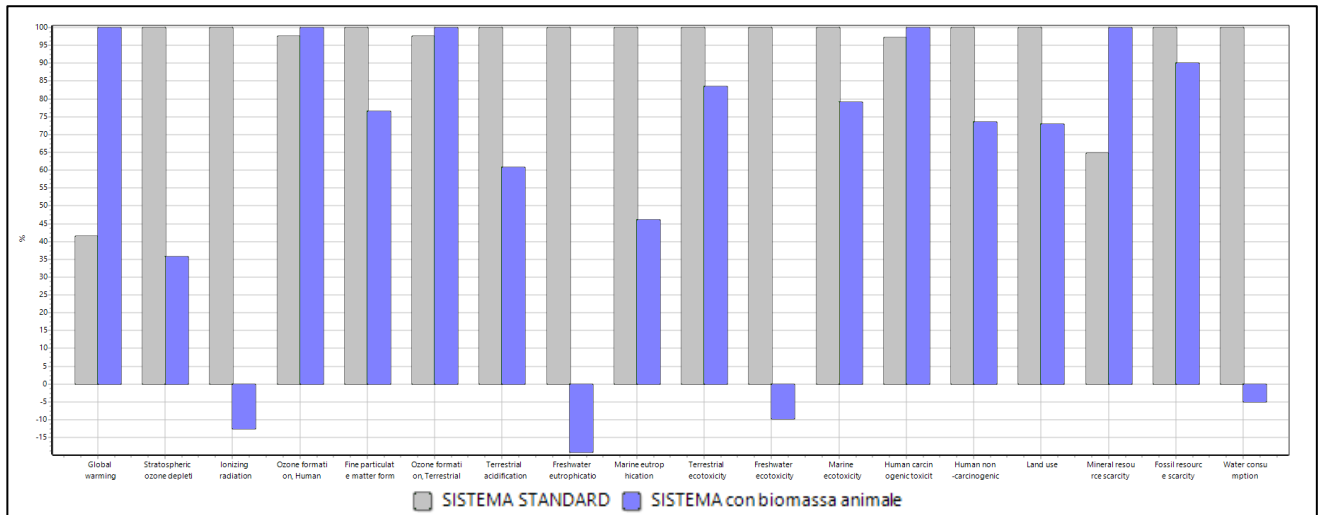


Figura 6.2b: sistema standard vs sistema con biomassa animale (ReCiPe-Midpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema con biomassa animale
Global warming	kg CO ₂ eq	0.132	0.352
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	4.53E-6	1.7E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	0.00701	-0.0011
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	0.0037	0.0038
Fine particulate matter formation	kg PM _{2.5} eq	0.00107	0.000855
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	0.00371	0.00382
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	0.00516	0.00327
Freshwater eutrophication	kg P eq	6.05E-5	-1.27E-5
Marine eutrophication	kg N eq	0.000731	0.000352
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	0.464	0.406
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	0.00307	-0.000335
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB eq	30.6	25.8
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB eq	0.53	0.562
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB eq	20.8	16.5
Land use	m ² a crop eq	0.474	0.358
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	0.00112	0.00173
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.04	0.038
Water consumption	m ³	0.0362	-0.00192

Tabella 6.2b: sistema standard vs sistema con biomassa animale (ReCiPe-Midpoint)

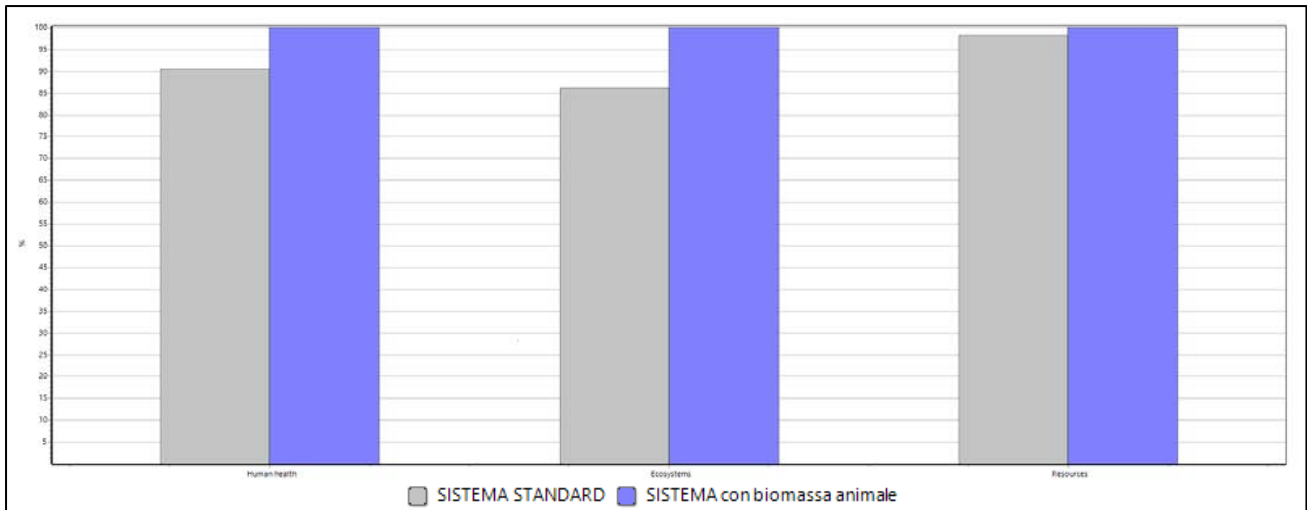


Figura 6.2c: sistema standard vs sistema con biomassa animale (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema con biomassa animale
Human health	[DALY]	8.92E-6	1.06E-5
Ecosystems	[speices.yr]	1.28E-8	1.59E-8
Resources	[USD2013]	0.0145	0.0152

Tabella 6.2c: sistema standard vs sistema con biomassa animale (ReCiPe-Endpoint)

Dai diagrammi delle figure 6.2b e 6.2c si vede come la soluzione con biomassa animale non comporta benefici per le categorie di impatto legate alla salute dell'uomo e dell'ambiente; come si nota dalla figura 6.2d questo è dovuto soprattutto al fatto che il quantitativo di biomassa da trasportare è molto elevato e la fase del trasporto (in verde chiaro) ha un impatto decisamente superiore rispetto all'impatto che aveva nel caso standard (vedere fig.5.2.1b).

Ovviamente il fatto di utilizzare biomassa di scarto e non biomassa propriamente dedicata per scopi energetici fa in modo che il sistema consumi meno energia per kWh prodotto.

Utilizzando il metodo CED (Cumulative Energy Demand) si ottiene un consumo di energia pari a 11 MJ per kWh elettrico prodotto (nel sistema standard si aveva, invece, un valore pari a 14.8 MJ per kWh elettrico).

Dalla definizione utilizzata nel paragrafo 5.2.1 si ottiene un'efficienza pari a:

$$\eta_{sistema} = \frac{E_{el\ utile}}{E_{consumata}} = \frac{3.6\ MJ}{11\ MJ} = 0.327 \approx 33\%$$

che risulta maggiore rispetto al 24% del sistema standard.

Un altro aspetto interessante è sicuramente legato al ‘land use’ che, per il caso con biomassa animale, risulta ovviamente minore dato che parte della biomassa utilizzata in fase di digestione non viene coltivata ma rappresenta un rifiuto che altrimenti dovrebbe essere smaltito.

Dato che la tecnologia della biomassa presenta il problema dell’estensione agricola, sfruttare una dieta animale può rappresentare una soluzione molto valida.

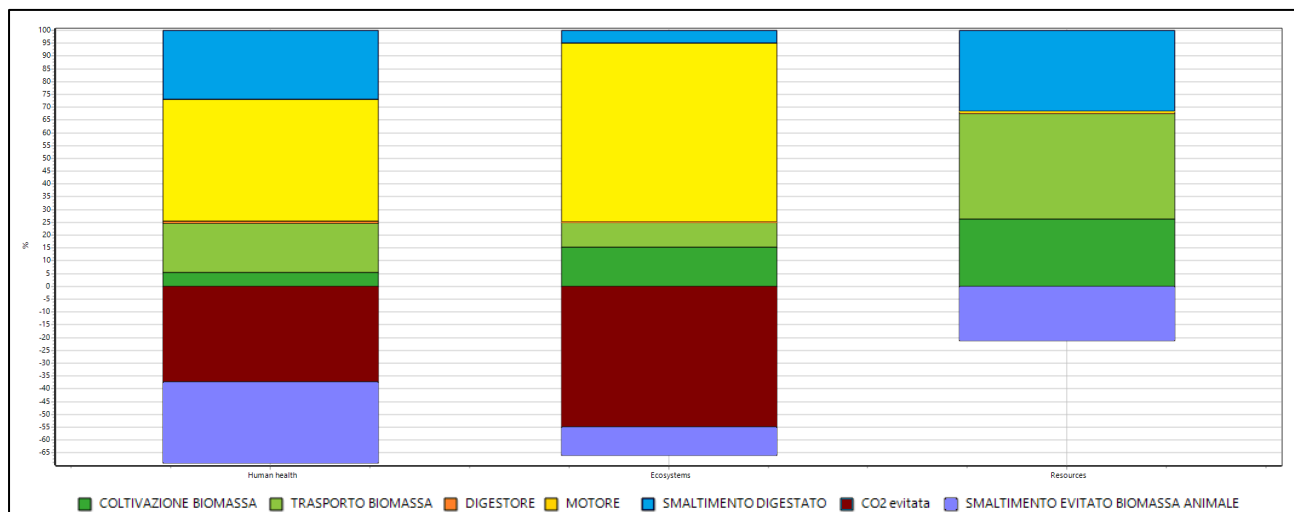


Figura 6.2d: sistema con biomassa animale (ReCiPe-Endpoint)

Un'altra analisi interessante è legata al fatto che l'efficienza agricola veneta è maggiore rispetto a quella europea alla quale si è fatto riferimento nel codice di calcolo in SimaPro. È stata quindi eseguita un'analisi considerando tale aspetto.

6.3 Miglior resa della coltivazione

Per tenere in considerazione la miglior efficienza della coltivazione veneta rispetto a quella europea si è modificato il modello precedentemente realizzato moltiplicando la quantità di biomassa in fase di coltivazione per un fattore pari a 0.9. Tutte le altre fasi non sono state modificate.

Si ottiene, quindi, il seguente schema:

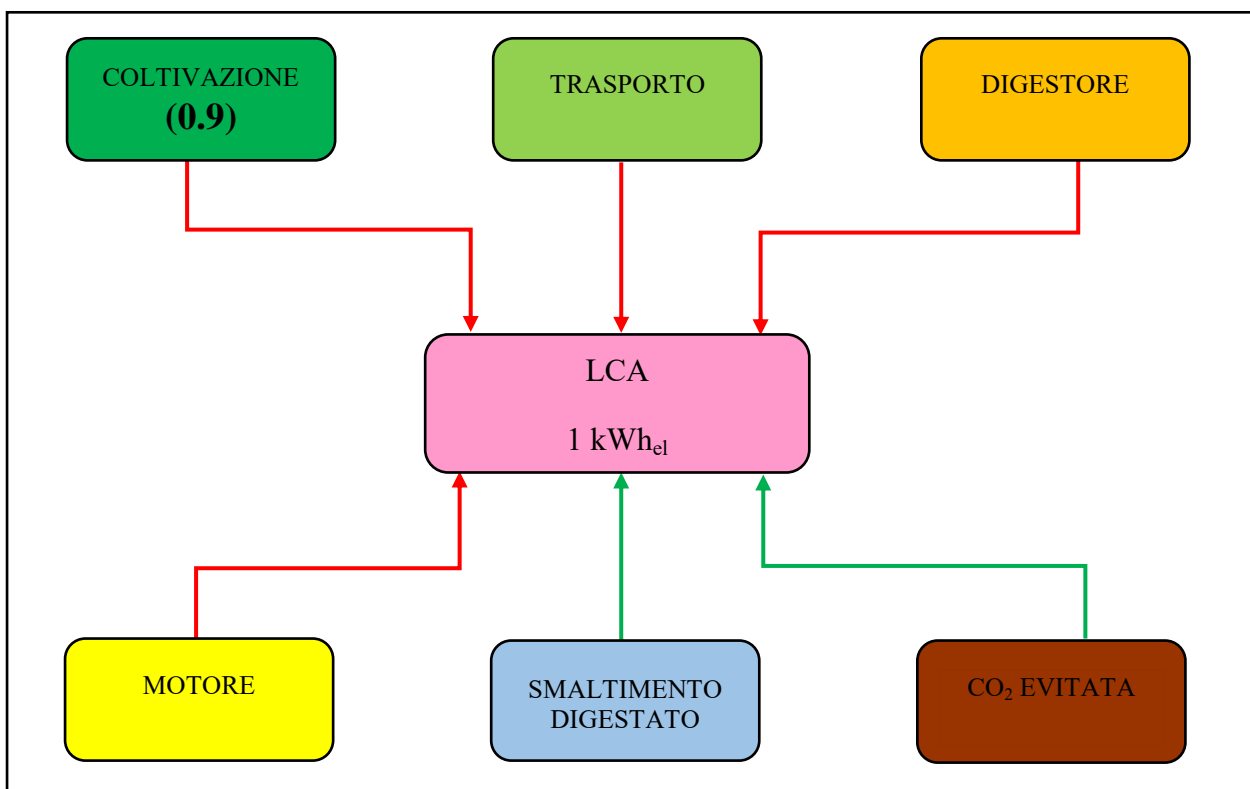


Figura 6.3: Schema impianto (LCA)

Dal confronto tra il modello di riferimento (“SISTEMA STANDARD”) e il nuovo modello (“SISTEMA con miglior efficienza agricola”) si vede come l'introduzione di una maggior efficienza, seppur limitata, comporta un beneficio molto importante (fig.6.3a, fig.6.3b, tab.6.3a e tab.6.3b).

Questo è dovuto sostanzialmente al fatto che in sistemi di questo tipo la fase di coltivazione è estremamente impattante.

Si può concludere, pertanto, che per avere notevoli miglioramenti sia indispensabile lavorare sulla fase di coltivazione introducendo miglorie che consentano di ridurre l’impatto di questa fase e di conseguenza di tutto il sistema.

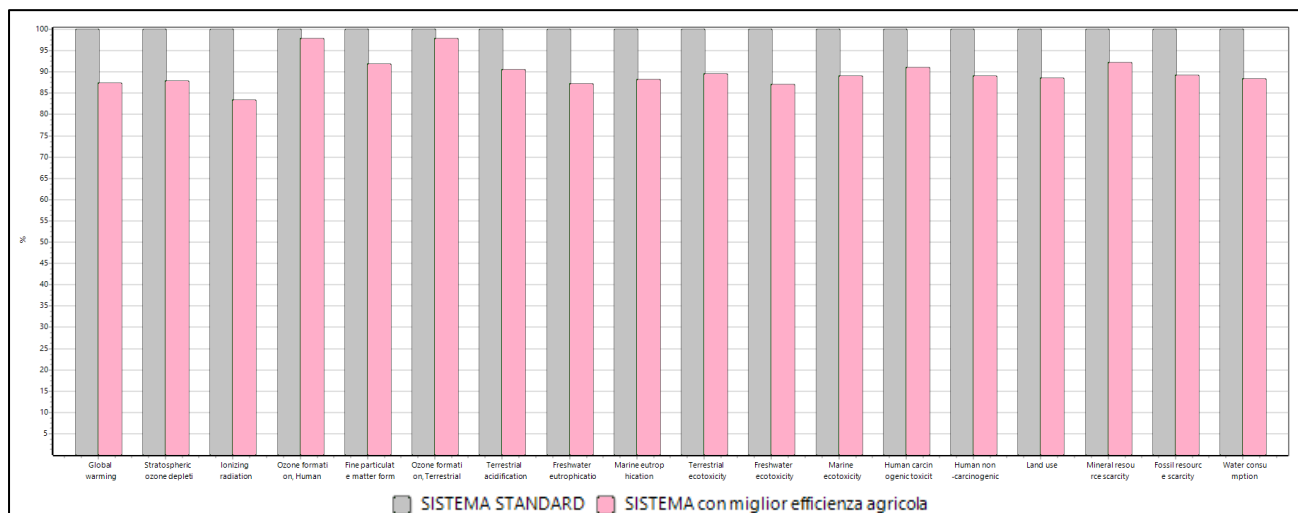


Figura 6.3a: sistema standard vs sistema con miglior efficienza agricola (ReCiPe-Midpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema con miglior efficienza agricola
Global warming	kg CO ₂ eq	0.132	0.114
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	4.53E-6	3.95E-6
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	0.00701	0.00556
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	0.0037	0.00362
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	0.00107	0.000982
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	0.00371	0.00363
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	0.00516	0.00465
Freshwater eutrophication	kg P eq	6.05E-5	5.2E-5

Marine eutrophication	kg N eq	0.000731	0.00064
Terrestrial ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	0.464	0.413
Freshwater ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	0.00307	0.00262
Marine ecotoxicity	kg 1.4-DCB eq	30.6	27
Human carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	0.53	0.481
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1.4-DCB eq	20.8	18.3
Land use	m ² a crop eq	0.474	0.418
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	0.00112	0.00103
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.04	0.0355
Water consumption	m ³	0.0362	0.0318

Tabella 6.3a: sistema standard vs sistema con miglior efficienza agricola (ReCiPe-Midpoint)

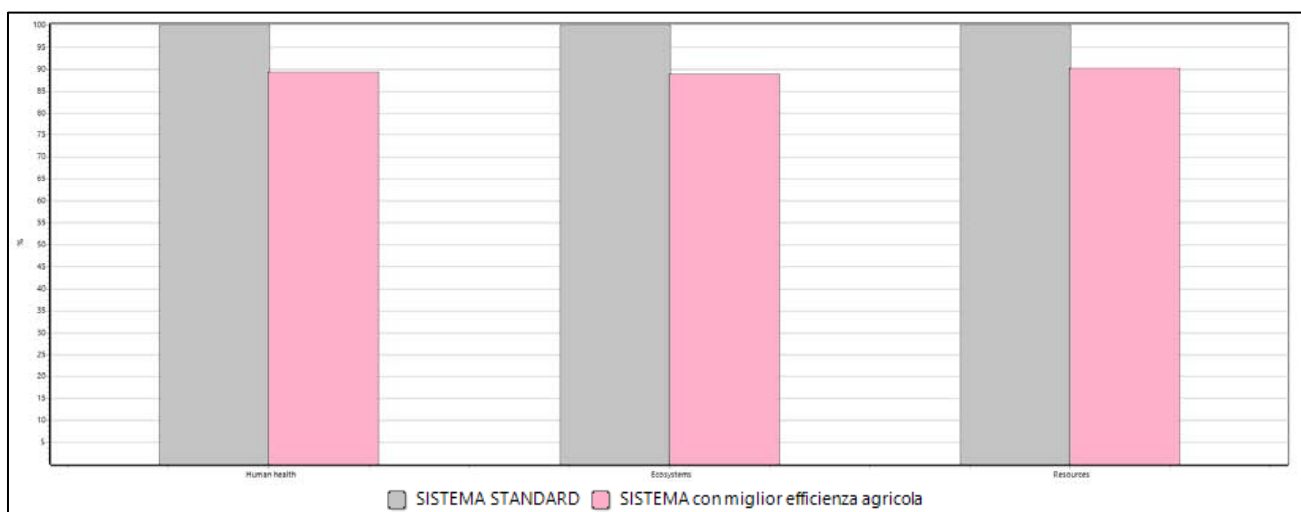


Figura 6.3b: sistema standard vs sistema con miglior efficienza agricola (ReCiPe-Endpoint)

Categoria di impatto	Unità di misura per kWh	Sistema standard	Sistema con miglior efficienza agricola
Human health	[DALY]	8.92E-6	7.9E-6
Ecosystems	[speices.yr]	1.28E-8	1.13E-8
Resources	[USD2013]	0.0145	0.0131

Tabella 6.3b: sistema standard vs sistema con miglior efficienza agricola (ReCiPe-Endpoint)

CAPITOLO 7: CONCLUSIONI

La tesi si prefiggeva l'obiettivo di realizzare un'analisi LCA dell'impianto Sant'Anna, situato a Bagnoli di Sopra in provincia di Padova, che è un impianto di produzione di energia elettrica da 930 kW alimentato a biogas prodotto da un sistema di digestione anaerobica, a partire da una coltivazione energetica.

Per effettuare tale analisi è stato utilizzato il codice di calcolo SimaPro; utilizzando records già implementati nel software di lavoro, è stato necessario introdurre ipotesi semplificative che tuttavia hanno consentito ugualmente di raggiungere gli obiettivi prefissati.

Il modello utilizzato per il caso studio preso in esame può essere applicato, con opportune modifiche, ad un generico impianto di questo tipo.

Nel caso specifico come unità funzionale è stato scelto il kWh elettrico utile prodotto e si è analizzato il sistema in tutte le sue fasi: coltivazione della biomassa, trasporto della biomassa al sistema di digestione, digestore anaerobico, motore per la produzione di energia elettrica, considerando l'assemblaggio, l'utilizzo e lo smaltimento di tutti i componenti.

L'obiettivo dell'analisi LCA è stato quello di valutare il sistema nel suo complesso per evidenziare i carichi materiali, energetici e ambientali, individuando le fasi più critiche sulle quali poter intervenire per ottimizzare il sistema.

Dalle analisi eseguite si è notato che gli impatti possono essere ripartiti come rappresentato nelle figure 5.2.2a e 5.2.2b (che fanno riferimento al metodo ReCiPe).

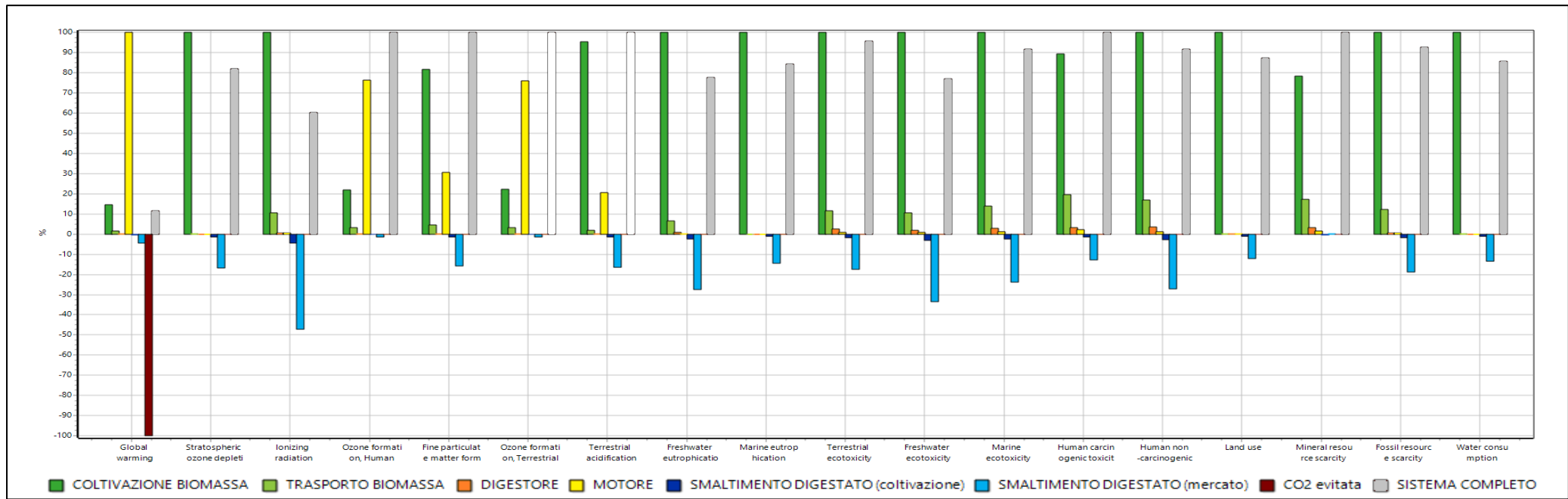


Figura 5.2.2a: confronto tra le varie fasi (ReCiPe-Midpoint)

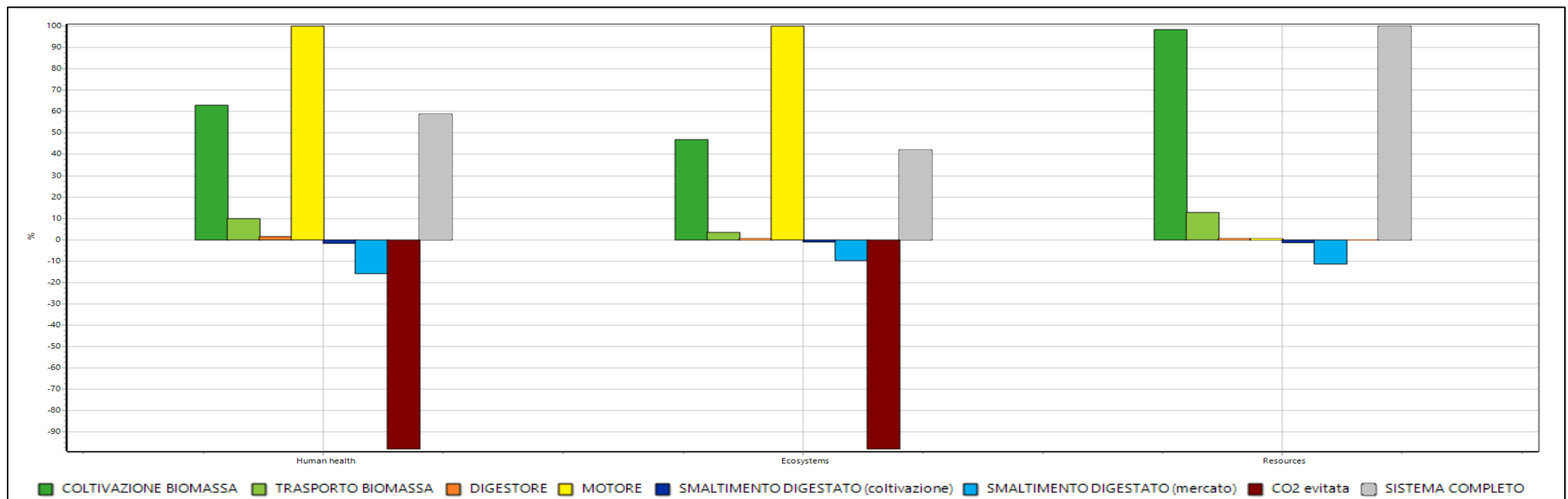


Figura 5.2.2b: confronto tra le varie fasi (ReCiPe-Endpoint)

Si vede immediatamente come la fase più gravosa sia quella legata alla coltivazione della biomassa (in verde scuro).

Un'altra fase molto impattante è quella del motore (in giallo) a causa delle emissioni di inquinanti che risultano avere importanti conseguenze sulla salute sia umana sia ambientale.

Le fasi dello smaltimento del digestato (in blu e in azzurro) e della CO₂ evitata (in marrone), invece, hanno un impatto negativo per SimaPro (positivo nella realtà) in quanto rappresentano degli impatti e/o emissioni evitate.

La fase connessa al digestore anaerobico (in arancione), invece, non ha particolare rilevanza.

Alla luce dei risultati ottenuti, bisogna agire sulla fase della coltivazione in modo da permettere a tale tecnologia di essere ulteriormente competitiva; molto importante, infatti, è la scelta della dieta che influisce notevolmente sugli impatti dell'intero sistema.

Nel caso studio specifico la dieta era costituita da insilato di mais, farina di mais e barbabietole da zucchero che rappresentano un ottimo mix sia sul piano agricolo sia per quanto riguarda la produzione di biogas.

Sono state eseguite anche delle simulazioni variando la dieta: prima si è ipotizzato che il sistema fosse alimentato esclusivamente da insilato di mais e farina di mais (eliminando, dunque, la barbabietole), e dopo da insilato di mais e biomassa animale (liquame e letame bovino).

In entrambi i casi si sono ottenuti dei miglioramenti per alcune categorie di impatto e dei peggioramenti per altri.

L'aspetto più delicato, in ogni caso, rimane quello legato all'estensione agricola che risulta essere la criticità principale della biomassa energetica.

Si è visto, infatti, che, se si volesse soddisfare l'intero fabbisogno elettrico italiano tramite sistemi di questo tipo sarebbe necessaria un'estensione agricola superiore rispetto a quella impiegata attualmente in Italia dall'intera agricoltura.

Si può concludere, pertanto, che la biomassa può ricoprire un ruolo chiave nel panorama elettrico mondiale in quanto permette di contrastare il problema ambientale legato ai gas serra, ma non può essere considerata la soluzione definitiva, in quanto, come appena detto, è una tecnologia che presenta la grossa criticità del 'land use' che rende impensabile il suo utilizzo per produzioni elettriche molto ampie.

In questo elaborato, inoltre, notevole rilevanza è stata data anche all'impatto ambientale legato alle emissioni del motore che sono state misurate direttamente tramite opportuni strumenti di misura.

Infatti, oltre alle emissioni convenzionali (particolato, polveri, anidride carbonica, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, ecc...) sono state misurate anche quelle che vengono identificate con minor frequenza (aldeidi, diossine e idrocarburi policiclici aromatici), con lo scopo di valutare le conseguenze di quest'ultime sulla salute dell'ambiente e, soprattutto, dell'uomo. Alla luce dei dati ottenuto dall'analisi LCA tramite il codice di calcolo, si può concludere che tali emissioni essendo prodotte in quantità estremamente basse non hanno grossa rilevanza e, quindi, non si commettono grandi errori se non vengono prese in considerazione.

È chiaro che se molti impianti di questo tipo fossero concentrati in un'area geografica molto ristretta allora le conseguenze locali di tali inquinanti non sarebbero più trascurabili.

BIBLIOGRAFIA

- [1] World Energy Outlook 2018 (WEO), pubblicato da IEA (International Energy Agency)
- [2] <https://www.energoclub.org>
- [3] DEL COL D., Appunti del corso di “Energie Rinnovabili”, Università degli studi di Padova
- [4] LORENZONI A. e BANO L., I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili
- [5] BARTOLAZZI A., Le energie rinnovabili, Hoepli
- [6] <https://www.rinnovabili.it>
- [7] <https://www.gse.it>
- [8] LAZZARETTO A., Appunti del corso di “Impianti energetici”, Università degli studi di Padova
- [9] Enciclopedia degli idrocarburi, edita dall’Istituto dell’Enciclopedia Italiana Treccani in collaborazione con Eni
- [10] <https://www.ispraambiente.gov.it>
- [11] GARDONI D., La digestione anaerobica: i principi del processo biologico e i criteri di dimensionamento
- [12] STOPPATO A., Appunti del corso di “Energetica Applicata”, Università degli studi di Padova
- [13] <https://www.setac.org>
- [14] SIMONEN K., Life Cycle Assessment, Routledge
- [15] UNI (2006), Gestione ambientale-Valutazione del ciclo di vita-Principi e quadro di riferimento, Norma UNI EN ISO 14040, Ente Italiano di Normazione
- [16] UNI (2018), Gestione ambientale-Valutazione del ciclo di vita-Requisiti e linee guida, Norma: UNI EN ISO 14044:2018, Ente Italiano di Normazione

- [17] <https://www.simapro.com>
- [18] BENATO A. e MACOR A., Biogas Engine Waste Heat Recovery Using Organic Rankine Cycle
- [19] BENATO A. e MACOR A., Italian Biogas Plants: Trend, Subsidies, Cost, Biogas Composition and Engine Emissions
- [20] DEUBLEIN D. e STEINHAUSER A., Biogas from Waste and Renewable Resources
- [21] KUMAR S., BIOGAS
- [22] WELLINGER A., MURPHY J. e BAXTER D., The biogas handbook, IEA Bioenergy
- [23] <https://www.consorziobiogas.it>
- [24] IEA BIOENERGY Task 37 – Energy from Biogas
- [25] Statistical Report 2017, pubblicato da EBA (European Biogas Association)
- [26] <https://www.gruppoab.com>
- [27] <https://www.rivm.nl/documenten/recipe2016v11>
- [28] <https://www.ecoinvent.org>
- [29] <https://www.ipcc.ch>
- [30] <https://www.usetox.org>
- [31] <http://www.wulca-waterlca.org>
- [32] “Fattori di emissioni atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico”, ISPRA, marzo2018

