



**Università degli Studi della Tuscia di Viterbo
Dipartimento di Scienze Agrarie e Forestali**

**Corso di Dottorato di Ricerca in
Engineering for Energy and Environment
Curriculum "Biosystems and environment"**

XXXIII Ciclo

TITOLO TESI DI DOTTORATO DI RICERCA

**Studio della Fattibilità Tecnica, Economica e Ambientale di impianti per il recupero
di biomasse agroforestali per la produzione di energia elettrica e calore**

(s.s.d. AGR/09)

**Tesi di dottorato di:
Dott. Monica Carnevale**

**Coordinatore del corso
Prof. Danilo Monarca**

**Tutore
Prof. Andrea Colantoni**

**Co-tutore
Ing. Francesco Gallucci**

A.A. 2019/20

Dottorato di ricerca in
“Engineering for energy and environment”
Curriculum: “Biosystems and environment”
XXXIII CICLO

TITOLO TESI DI DOTTORATO DI RICERCA

**Studio della Fattibilità Tecnica, Economica e Ambientale di impianti per il
recupero di biomasse agroforestali per la produzione di energia elettrica e calore**

Docenti tutor:

Prof. Andrea Colantoni

Ing. Francesco Gallucci

Dottorando:

Monica Carnevale

Anno accademico 2019/20

A mio figlio.

INDICE

1. INTRODUZIONE	1
2. ATTIVITÀ DI RICERCA	3
3. LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E LE ENERGIE RINNOVABILI	4
3.1 QUADRO NORMATIVO	9
3.1.1 NORMATIVE PER LA PROMOZIONE E LA PRODUZIONE DI BIOCOMBUSTIBILI	11
3.1.2 SETTORE BIOGAS - BIOMETANO	13
3.2 IL SETTORE ENERGETICO EUROPEO ED ITALIANO	17
3.3 LE ENERGIE RINNOVABILI IN PROSPETTIVA	18
4. CENSIMENTO IMPIANTI – SITUAZIONE SUL TERRITORIO NAZIONALE	19
5. GENERALITÀ SULLE BIOMASSE	23
5.1 VANTAGGI DELLE BIOMASSE RISPETTO AI COMBUSTIBILI FOSSILI	28
6. MATERIALI E METODI	29
6.1 TECNOLOGIE E IMPIANTI PER LA TRASFORMAZIONE ENERGETICA DELLE BIOMASSE	29
6.2 STUDIO DI FATTIBILITÀ	42
6.2.1 ANALISI TECNICA, ECONOMICA E AMBIENTALE	42
6.2.2 STUDIO LCA	44
6.3 DETERMINAZIONE DELLE CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DELLE BIOMASSE E DEI PRODOTTI ENERGETICI	50
7. MONITORAGGIO E ANALISI DEI PRODOTTI ENERGETICI	57
8. RISULTATI E DISCUSSIONE	57
8.1 RACCOLTA ED ELABORAZIONE DATI	57
8.2 VALUTAZIONE TECNICO - ECONOMICA E ANALISI COSTI BENEFICI	68
8.3 STUDIO LCA	75
9. CONCLUSIONI	102
10. PRODUZIONE SCIENTIFICA	104
11. APPENDICE	122
12. BIBLIOGRAFIA	139

1. INTRODUZIONE

Il presente elaborato, illustra le attività svolte ed i risultati ottenuti durante il triennio (Novembre 2017 - Ottobre 2020) del Dottorato di ricerca in “Engineering for energy and environment”, Curriculum: “Biosystems and environment”, dal titolo “Studio della Fattibilità Tecnica, Economica e Ambientale di impianti per il recupero di biomasse agroforestali per la produzione di energia elettrica e calore”, svolto presso il Dipartimento di Scienze e Tecnologie per l’Agricoltura, le Foreste, la Natura e l’Energia (DAFNE) dell’Università degli Studi della Tuscia. Il lavoro è stato svolto nell'ambito dei progetti AGROENER (D.D. n. 26329 del 1/04/2016) e FAESI (D.M. n. 4056 del 24/07/2008), finanziati dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali (MiPAAF). La linea di ricerca è incentrata sullo studio e sul monitoraggio di impianti di recupero energetico delle biomasse. Le bioenergie, e il maggiore utilizzo di biomasse residuali, sottoprodotti e scarti provenienti dai comparti agroforestali ed agroindustriali, nascono in risposta al continuo aumento dei livelli di inquinamento e alla conseguente crescita di sensibilità verso le tematiche ambientali. Nell'ultimo decennio si è assistito ad un incremento dei sistemi di produzione e trasformazione dell’energia, non più solo da fonti fossili, ma soprattutto da fonti “rinnovabili” che, se gestite opportunamente, possono avere un minore impatto ambientale. Il recente sviluppo della bioeconomia inoltre, ha aumentato l’interesse per le biomasse non solo per fini energetici, ma verso i molteplici utilizzi delle industrie “*biobased*”, quali la produzione di bio-materiali e la sintesi di prodotti biochimici (Scarlat et al. 2015). Secondo l’ottica della bioeconomia circolare, si cerca di promuovere il riutilizzo degli scarti, prediligendo gli utilizzi alternativi come quelli finalizzati alla produzione di beni primari e la produzione di energia. Si punta quindi a sfruttare in maniera sostenibile le biomasse disponibili, preferendo quelle finora scarsamente impiegate, come i residui agricoli, il cui utilizzo è ostacolato principalmente da costi di raccolta e logistica di approvvigionamento. Con il termine *Bioenergia* si intende energia prodotta da biomassa, includendo ogni tipo di materiale che ha origine da organismi viventi. Riferimenti normativi recenti definiscono la biomassa “dedicata” come tutte le colture coltivate a tale scopo, e la biomassa “residuale”, quella derivante da attività agricole, catene alimentari, utilizzazioni forestali, lavorazioni agroindustriali e ecosistema urbano. Nel recente D.Lgs. 28/2011 per biomassa si intende “la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Nello stesso decreto si

distinguono poi: i bioliquidi, i biocarburanti e il biometano. In particolare si definisce *Biomassa energetica* ogni tipo di sostanza organica diversa dal petrolio, dal gas naturale e dal carbone utilizzabile come combustibile (rifiuti urbani, rifiuti e residui organici industriali, agricoli e forestali, colture energetiche dedicate sia erbacee che arboree). La biomassa è considerata una delle principali risorse energetiche rinnovabili grazie alla sua disponibilità sotto forma di residui colturali, rifiuti organici e colture specifiche, grazie ai possibili utilizzi, processi termochimici e biochimici, che la convertono in combustibili liquidi, solidi e gassosi. L'Italia è al di sotto della media europea nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica. La maggior parte degli impianti alimentati con bioenergie (biomasse, biogas, bioliquidi) installati in Italia è di piccole dimensioni, con potenza inferiore a 1 MW e si trovano nel Nord Italia (74,1% del totale), che prevale conseguentemente anche in termini di potenza installata. La Lombardia si caratterizza per la maggior potenza installata (927 MW), seguita dall'Emilia Romagna con circa 596 MW. Nel Centro Italia la maggior potenza è rilevata nel Lazio (218 MW), mentre Puglia e Campania si distinguono nel Sud, rispettivamente, con 306 MW e 244 MW installati, (Rapporto statistico GSE). L'utilizzo della biomassa per fini energetici, determina benefici sia economici che ambientali, e rappresenta la possibilità di valorizzare alcuni comparti agricoli e agro-forestali. Tra le fonti di approvvigionamento della biomassa, un ruolo importante rivestono le piantagioni appositamente costituite, gli scarti di colture agrarie (potature di oliveti e vigneti) e gli scarti di lavorazione del legno. Nello studio di fattibilità di un impianto di produzione energetica, basato su tecnologie innovative e/o combustibili non tradizionali, è di fondamentale importanza una sua valutazione tecnico-economica ed ambientale. Ormai diverse tipologie impiantistiche, che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili, hanno raggiunto da tempo la maturità industriale e sono più o meno prossime a raggiungere la competitività economica e commerciale con le tipologie convenzionali più diffuse nel settore energetico. Così in tutti i paesi industrialmente avanzati sono state previste, con diverse modalità, incentivazioni economiche volte a favorire un rapido sviluppo delle tipologie più promettenti. Pertanto, nell'ambito dello studio di fattibilità di un impianto, la valutazione economica deve anche tener conto delle diverse modalità con le quali è attualmente incentivato il sistema, e della durata temporale di ciascun incentivo. Ciò al fine di stabilire se l'esborso complessivo richiesto per la sua costruzione e la successiva gestione durante la fase produttiva, viene remunerato nel tempo in maniera adeguata.

2. ATTIVITÀ DI RICERCA

L'indagine sulla fattibilità tecnica, economica e ambientale di microfiliere energetiche, oggetto del presente elaborato, sarà volta a sperimentare i sistemi per l'utilizzo di biomasse agricole di scarto, per l'alimentazione degli impianti stessi e per risolvere le problematiche legate al completo riutilizzo agronomico dei residui, in linea con quanto previsto dal nuovo D.M. sulle Energie rinnovabili del 6 luglio 2012 che favorisce i piccoli impianti per la produzione di biogas e/o biometano, syngas e biochar. Il progetto di Dottorato, incentrato nel settore delle agro-energie, è basato sullo studio di fattibilità di impianti di trasformazione, tramite l'impiego di sistemi e soluzioni per la produzione di energia, al fine di valutarne i vantaggi e gli svantaggi sia in ambito tecnico ed economico, sia in relazione all'impatto ambientale. Pertanto lo studio condotto ha lo scopo di verificare la fattibilità ed ecosostenibilità, mediante uno studio dell'intera filiera dalla trasformazione di biomasse dedicate e di residui biologici mediante processi di conversione termochimica e biochimica. L'obiettivo generale, inoltre, si articola nei seguenti obiettivi specifici:

- Ricerca sullo stato dell'arte e sul quadro normativo in materia di trasformazione energetica;
- Ricerca, approvvigionamento e raccolta dati sulla disponibilità delle risorse biologiche rinnovabili (biomasse, sottoprodotti agroforestali, sottoprodotti agroindustriali e colture dedicate);
- Caratterizzazione chimico-fisica ed energetica delle biomasse e dei prodotti energetici;
- Studio della fattibilità tecnica, economica e ambientale di impianti di conversione energetica;
- Elaborazione dei risultati mediante casi studio sulla valutazione tecnico-economica;
- Analisi costi-benefici e studio LCA

Lo scopo della ricerca è stato quello di poter rispondere tramite sperimentazioni, alle nuove esigenze energetiche, ambientali ed economiche, creando un approccio sostenibile per la trasformazione di biomasse residuali che attualmente non trovano impiego e possono rappresentare un problema in termini di gestione e di smaltimento. I risultati ottenuti saranno utili alla valutazione dell'impiego di impianti di piccola taglia basati su sistemi a biomasse residuali da cui avere vantaggi in termini di riduzione sia di consumo di fonti energetiche fossili, sia di costi, sia di impatto ambientale. Un'ulteriore vantaggio atteso dall'implementazione di un sistema di recupero energetico a biomasse sarà l'incremento della redditività delle attività inerenti al comparto agroforestale, incentivando le microfiliere ed intensificando la rete di rapporti tra enti e territorio.

3. LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E LE ENERGIE RINNOVABILI

Verso la fine degli anni Ottanta del secolo scorso, la richiesta di risorse naturali ha superato la capacità di rigenerazione, determinando così uno squilibrio che impedisce tuttora alla biosfera di rigenerarsi allo stesso ritmo con il quale viene consumata (tale percentuale di “consumo” è andata aumentando, fino a superare, nel 1999, il valore del 120%). La consapevolezza che ciascuna attività dell'uomo comporti un'alterazione dell'equilibrio del pianeta ha spinto, negli ultimi anni, a una valutazione della singola attività o del singolo processo in termini di sviluppo sostenibile ovvero in termini di impatti complessivi come, per esempio, sulla disponibilità delle risorse naturali, sui cambiamenti climatici, sull'uso del suolo e sulla salute umana.

Il concetto di sviluppo sostenibile ruota infatti intorno a quattro componenti fondamentali:

- *Sostenibilità economica*: intesa come capacità di generare reddito e lavoro per il sostentamento della popolazione.
- *Sostenibilità sociale*: intesa come capacità di garantire condizioni di benessere umano (sicurezza, salute, istruzione) equamente distribuite per classi e genere.
- *Sostenibilità ambientale*: intesa come capacità di mantenere qualità e riproducibilità delle risorse naturali.
- *Sostenibilità istituzionale*: intesa come capacità di assicurare condizioni di stabilità, democrazia, partecipazione e giustizia.

Il concetto di sviluppo sostenibile è stato portato alla notorietà internazionale dal rapporto Brundtland (WCED 1987) in cui si parla dei cambiamenti politici necessari ad ottenerlo; in particolare nel rapporto si sostiene che: “l'umanità ha la possibilità di rendere sostenibile lo sviluppo, cioè di far sì che esso soddisfi i bisogni dell'attuale generazione, senza compromettere la capacità di quelle future”. La *Conferenza delle Nazioni Unite* su ambiente e sviluppo, tenutasi a *Rio de Janeiro* nel 1992, ha affermato che la sostenibilità comporta non solo una riduzione dell'uso delle risorse tale da garantire il mantenimento per le generazioni future, ma anche una uguale possibilità di accedervi da parte di tutti i popoli della terra (Sands 1992). Dalla Conferenza di Rio de Janeiro sono scaturite due iniziative di rilievo: programma d'azione locale Agenda 21 e la Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, ovvero il primo strumento legale vincolante sui cambiamenti climatici che si pone come obiettivo la stabilizzazione delle concentrazioni in atmosfera dei gas serra derivanti dalle attività umane. Dalla *Conferenza di Kyoto* (11 dicembre 1997 e in vigore dal 2005) si evince come il ricorso alle fonti di energia rinnovabile si imponga, quale scelta obbligata per la riduzione e il contenimento dei gas ad effetto serra, CO₂ in primis. Il protocollo prevede l'obbligo per i paesi industrializzati aderenti, di

operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti in misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990. Uno sviluppo energetico sostenibile a livello ambientale si persegue attraverso la promozione, il ricorso e la diffusione di energie rinnovabili, la riduzione di combustibili fossili, l'ideazione di tecnologie di conversione più efficienti, un incremento del risparmio energetico e una riduzione della deforestazione.

Al Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile di Johannesburg del 2002 si enuncia “che sradicare la povertà, cambiare i modelli di consumo e produzione insostenibili e proteggere e gestire le risorse naturali, per lo sviluppo sociale ed economico, sono contemporaneamente gli obiettivi fondamentali ed i presupposti essenziali per lo sviluppo sostenibile”. Dal vertice emerge che la crescita economica non è alla base dello sviluppo, che occorre distinguere tra crescita e sviluppo, e che per uno sviluppo sostenibile occorre considerare l'aspetto sociale, economico ed ambientale. La consapevolezza dell'importanza di scelte politiche a favore di uno sviluppo sostenibile ha portato nel vertice del G8, tenutosi in Giappone nel luglio 2008, alla sottoscrizione del documento voto a ridurre le emissioni di gas serra del 50% entro il 2050, pur non raccogliendo l'adesione di paesi emergenti come Cina ed India. I negoziati della 17° Conferenza ONU sul clima tenutesi nel novembre 2011 a Durban, in Sud Africa, hanno dato avvio ad un nuovo processo, conclusosi nel 2015 ed entrato in vigore nel 2020, che sfociava in un nuovo trattato sul clima giuridicamente vincolante. Questo trattato obbligava tutti i paesi, a ridurre le proprie emissioni in base alla quantità di gas ad effetto serra emesse e alla loro possibilità di identificare le azioni per colmare il divario fra l'impegno di riduzione delle emissioni per il 2020 e l'obiettivo di mantenere il riscaldamento globale sotto i due gradi. Alla luce di tutti questi trattati, oggi possiamo dire che è consolidata l'esigenza comune di attivare strategie globali per uno sviluppo sostenibile e per mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici riducendo le emissioni. A livello europeo, a seguito dell'elaborazione del VI piano di azione Ambientale Unione Europea 2002/2010, (Commissione Europea, 2001) il Consiglio di Göteborg del 2001 ha adottato la prima strategia in materia di Sviluppo Sostenibile, completata nel 2002. La strategia comunitaria delinea una tabella di marcia per l'attuazione dello sviluppo sostenibile nell'Unione e tocca gli aspetti economici, sociali, ambientali e finanziari nonché la coerenza delle politiche comunitarie e della governance a tutti i livelli, compreso il controllo della mondializzazione, la lotta contro la povertà, la promozione dello sviluppo sociale e della gestione sostenibile delle risorse naturali e ambientali. L'adozione di tale strategia rappresenta un atto di grande rilevanza, poiché l'unione europea si pone la finalità ambiziosa di integrare gli obiettivi di sostenibilità ambientale con quelli di sviluppo economico e sociale che caratterizzano l'altra strategia comunitaria prioritaria, l'Agenda o Strategia di Lisbona approvata nel 2000. La nuova strategia elenca sette sfide e relativi target e azioni:

cambiamento climatico ed energia, trasporti sostenibili, produzione e consumi sostenibili, conservazione e gestione delle risorse naturali, salute pubblica, inclusione sociale, demografia e immigrazione, povertà globale e sfide dello sviluppo sostenibile globale. Un tema cui presta, inoltre, nuova attenzione è quello della produzione e dei consumi sostenibili. Concretamente, per favorire l'applicazione di soluzioni innovative a favore di produzioni sostenibili l'UE ha costituito i partenariati europei per l'innovazione come, ad esempio, quello relativo alla "Produttività e la sostenibilità dell'agricoltura". Per accrescere la produttività e la competitività dell'agricoltura è necessario innanzitutto un uso più efficiente delle risorse, per riuscire a produrre con meno acqua, meno energia, meno fertilizzanti e meno pesticidi. Tale obiettivo richiede anche un uso più massiccio di fonti energetiche rinnovabili e la riduzione dei rifiuti. La sostenibilità richiede una riduzione dell'inquinamento per proteggere la qualità delle acque e la funzionalità dei suoli, oltre alla salvaguardia della biodiversità e alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Una gestione adeguata del suolo deve riuscire a evitarne il degrado e l'erosione, a stabilizzare le funzioni che esso svolge e contribuire all'adattamento ai cambiamenti climatici e alla loro attenuazione. A livello nazionale l'Italia ha recepito l'orientamento delle politiche ambientali europee con delibera del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) del 2002 ed ha emanato il primo Piano Nazionale per lo sviluppo sostenibile. In particolare è stata approvata, oltre alla convenzione sui mutamenti climatici e a quella sulla biodiversità, l'Agenda 21 che individua le diverse azioni da avviare nella direzione dello sviluppo sostenibile in vista del XXI secolo. L'Agenda 21 ha come obiettivo quello di assicurare uno sviluppo economico responsabile verso la società, proteggendo le risorse naturali e l'ambiente, a beneficio delle future generazioni. Per dare attuazione all'Agenda 21 il Piano prevede azioni nei settori produttivi quali l'industria, l'agricoltura ed il turismo, le infrastrutture di base (energia e trasporti) e il settore dei rifiuti. Nel 2002, il CIPE ha approvato la Strategia Nazionale per lo sviluppo sostenibile che per il decennio 2002-2012 individua i principali obiettivi ed azioni per quattro aree prioritarie:

- Cambiamenti climatici e protezione della fascia dell'ozono;
- Protezione e valorizzazione sostenibile della natura e della biodiversità;
- Qualità dell'ambiente e qualità della vita negli ambienti urbani;
- Prelievo delle risorse e produzione di rifiuti.

Tra gli strumenti d'azione, la strategia prevedeva:

- l'integrazione del fattore ambientale in tutte le politiche di settore, a partire dalla valutazione ambientale di piani e di programmi;

- l'integrazione del fattore ambientale nei mercati, con la riforma fiscale ecologica nell'ambito della riforma fiscale generale, la considerazione delle esternalità ambientali e la revisione dei sussidi esistenti;
- il rafforzamento dei meccanismi di consapevolezza e partecipazione dei cittadini;
- lo sviluppo dei processi di Agenda 21 locale;
- l'integrazione dei meccanismi di contabilità ambientale nella contabilità nazionale.

Lo scenario energetico globale al 2020 mostra che le fonti fossili (petrolio, carbone e gas) soddisfano attualmente più dell'80% del fabbisogno mondiale di energia. Il sistema energetico mondiale, dunque, è fortemente dipendente da queste fonti e secondo le previsioni dell'Agenzia internazionale dell'Energia, è destinato a rimanerlo anche nel prossimo decennio. La principale fonte di energia è il petrolio (35% dei consumi), al secondo posto, troviamo il carbone (25,5% dei consumi), disponibile in grande quantità e a basso costo non solo negli Stati Uniti e in Germania, ma soprattutto in quei paesi in via di sviluppo la cui economia e il cui fabbisogno di energia crescono a tassi elevati (Cina e India). Segue il gas (21% dei consumi), una fonte il cui utilizzo si è affermato negli ultimi decenni grazie alle sue qualità ambientali e all'ampia disponibilità. Date le difficoltà di trasporto, inizialmente il consumo di gas si è concentrato nei paesi ricchi di questa risorsa, ma il progresso tecnologico e la costruzione di lunghi gasdotti per l'esportazione e, più recentemente, la rapida espansione del mercato del gas naturale liquefatto (GNL) trasportato via nave, ha fatto sì che anche i paesi scarsi di questa risorsa ne siano diventati grandi consumatori. Per quanto riguarda le altre fonti, in particolare le nuove rinnovabili (tra cui il solare e l'eolico), nessuna è fino ad oggi riuscita a intaccare il primato dei combustibili fossili. Il loro contributo attuale al fabbisogno energetico mondiale è ancora quasi irrilevante. L'unica categoria di risorse che si è fatta strada è costituita dalle biomasse. Le biomasse utilizzate nel consumo energetico mondiale (circa il 10% dei consumi totali), infatti, sono costituite in massima parte da legno, residui vegetali, sterco essiccato e altri materiali naturali o rifiuti che le popolazioni più povere continuano a ardere senza sistemi di controllo, in misura massiccia, non disponendo di alternative più efficienti e meno costose.

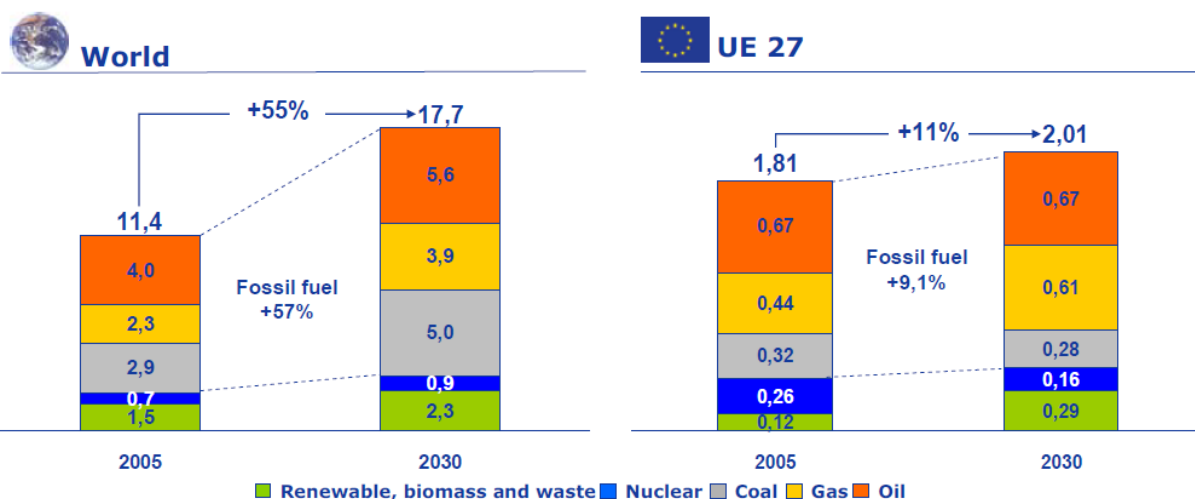


Figura 1. Crescita della domanda energetica, fonte IEA WEO 2007

L'attuale crescita di investimenti nelle fonti rinnovabili è dovuta oltre che alle politiche di incentivazione, a un mutamento delle preferenze dei consumatori che hanno acquisito una nuova consapevolezza ambientale soprattutto in tema di cambiamento climatico. In una prospettiva di graduale aumento delle fonti rinnovabili nel mix energetico italiano, sarà di fondamentale importanza, promuovere accordi tra i paesi, al fine di promuovere la realizzazione di infrastrutture che consentono di importare energia pulita a costi più bassi di quella prodotta in Italia e con procedure più agevoli. A seguito di un processo inclusivo di negoziati tra i governi, e sulla base della proposta del Gruppo di Lavoro Aperto sugli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, nasce l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile "Trasformare il nostro mondo" di cui vengono di seguito riportati gli obiettivi e i traguardi concordati:

Obiettivo 1. Porre fine ad ogni forma di povertà nel mondo;

Obiettivo 2. Porre fine alla fame, raggiungere la sicurezza alimentare, migliorare la nutrizione e promuovere un'agricoltura sostenibile;

Obiettivo 3. Assicurare la salute e il benessere per tutti e per tutte le età;

Obiettivo 4. Fornire un'educazione di qualità, equa ed inclusiva, e opportunità di apprendimento per tutti;

Obiettivo 5. Raggiungere l'uguaglianza di genere ed emancipare tutte le donne e le ragazze;

Obiettivo 6. Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico sanitarie;

Obiettivo 7. Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni;

Obiettivo 8. Incentivare una crescita economica duratura, inclusiva e sostenibile, un'occupazione piena e produttiva ed un lavoro dignitoso per tutti;

Obiettivo 9. Costruire un'infrastruttura resiliente e promuovere l'innovazione ed una industrializzazione equa, responsabile e sostenibile;

Obiettivo 10. Ridurre l'ineguaglianza all'interno di e fra le nazioni;

Obiettivo 11. Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi, sicuri, duraturi e sostenibili;

Obiettivo 12. Garantire modelli sostenibili di produzione e di consumo;

Obiettivo 13. Promuovere azioni, a tutti i livelli, per combattere il cambiamento climatico;

Obiettivo 14. Conservare e utilizzare in modo durevole gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile;

Obiettivo 15. Proteggere, ripristinare e favorire un uso sostenibile dell'ecosistema terrestre;

Obiettivo 16. Promuovere società pacifiche e inclusive per uno sviluppo sostenibile;

Obiettivo 17. Rafforzare i mezzi di attuazione e rinnovare il partenariato mondiale per lo sviluppo sostenibile.

Tali obiettivi e traguardi sono interconnessi e indivisibili, sono di natura globale e universalmente applicabili, tenendo conto delle diverse realtà nazionali, delle capacità e dei livelli di sviluppo nel rispetto delle politiche e delle priorità di ogni stato. Ogni governo potrà inoltre decidere come questi obiettivi potranno essere incorporati nei processi, nelle politiche, e nelle strategie di pianificazione nazionale riconoscendo l'importante legame tra sviluppo sostenibile e piani di sviluppo in ambito economico, sociale e ambientale.

3.1 QUADRO NORMATIVO

Successivamente al Protocollo di Kyoto, la Comunità Europea con la Direttiva 2009/28/CE, si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra provenienti dalle attività antropiche. Tra gli obiettivi era previsto l'aumento del 20% della quota di fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica, termica e per i trasporti. A tal fine, ogni Stato ha provveduto ad emanare un Piano di Azione Nazionale (PAN) per il raggiungimento dell'obiettivo. La strategia nazionale sulle energie rinnovabili in Italia segue quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE, e nel luglio 2010 l'Italia ha notificato alla Commissione europea il proprio Piano di azione nazionale sulle energie rinnovabili, in cui l'obiettivo al 2020 del 17% di energia da fonti rinnovabili sugli usi finali viene ripartito tra i settori dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento e raffreddamento. Il Piano contiene diverse novità e una maggiore

attenzione alle biomasse e al settore dei biocarburanti compreso il biometano, puntando sulle biomasse che, insieme al solare, rappresentano le fonti rinnovabili con i più ampi margini di sviluppo. In Italia, la produzione di energia da fonti rinnovabili è regolata dal “Decreto quadro”, ovvero il Decreto Legislativo n. 28 del 3 Marzo 2011. Questa legge include le misure da attuare per semplificare le procedure amministrative per la realizzazione degli impianti. La misura di riferimento per la produzione di energia elettrica nel settore della biomasse è il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, che regola la tariffa incentivante per la produzione di energia da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il Decreto stabilisce la massima potenza installata e prodotta per anno a livello nazionale, sostiene la produzione di energia dai piccoli impianti (sotto i 300 kW) e regola attraverso la sottoscrizione nei registri nazionali l’installazione di impianti superiori ai 100 kWe di potenza. Il Decreto determina ancora l’energia elettrica come il principale fattore per gli incentivi della produzione da bioenergia, ma prevede una tariffa bonus per gli impianti di cogenerazione ad alta efficienza energetica generata da biomasse. Il testo fondamentale per la normativa ambientale nel nostro paese e, dunque, anche per gli effetti ambientali connessi alla costruzione di nuovi impianti energetici, è il cosiddetto Testo Unico Ambientale, cioè il D.Lgs. 152/2006 (e successive modificazioni). Tale provvedimento è diviso in 6 parti: I. Inquadramento generale; II. Valutazione Ambientale Strategica (VAS), Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA), e autorizzazione integrata ambientale (AIA); III. Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione; norme per la tutela delle acque dall’inquinamento; norme per la gestione delle risorse idriche; IV. Gestione dei rifiuti e bonifica dei siti inquinati; V. norme in materia di tutela dell’aria e riduzione delle emissioni in atmosfera; VI. Norme relative alla tutela risarcitoria contro i danni all’ambiente.

Attualmente la politica energetica europea mira ad individuare un compromesso tra l’aumento della richiesta di energia e la necessità di ridurre l’impatto ambientale. Perciò l’UE ha stabilito “obiettivi in materia di clima ed energia” (Piano 20-20-20), 2030 e il 2050. Il Piano 20-20-20 prevede: ridurre le emissioni di gas serra almeno del 20% rispetto ai livelli del 1990, ottenere il 20% di energia da fonti rinnovabili e migliorare del 20% l’efficienza energetica. Per il 2030 gli obiettivi sono più restrittivi e prevedono: riduzione delle emissioni di gas serra del 40%, ottenimento del 27% di energia da FER e aumento del 27-30% dell’efficienza energetica. L’UE ha pubblicato la Comunicazione Energy Roadmap, ovvero delle linee guida che prevedono la riduzione dell’80-95% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

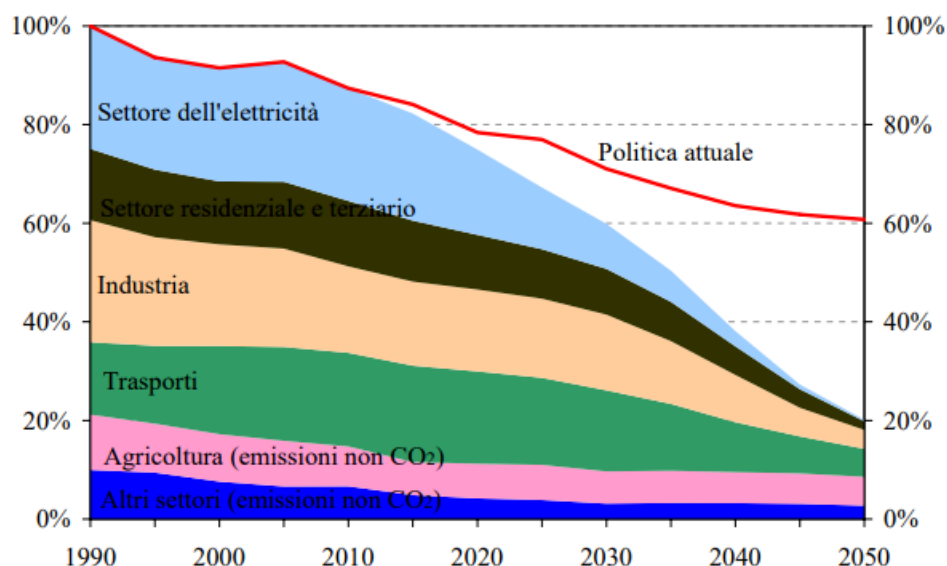


Figura 2. Riduzioni delle emissioni di gas serra previste al 2050 (il 100% coincide con il 1990), fonte EU GHG Emissions to 2050

3.1.1 NORMATIVE PER LA PROMOZIONE E LA PRODUZIONE DI BIOCOMBUSTIBILI

Le fonti energetiche rinnovabili in Italia hanno visto la loro prima incentivazione nel 1992 con una delibera del Comitato interministeriale denominata Cip6. Tale delibera stabiliva un prezzo fisso per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e ad esse assimilate. Nel 1999 la produzione elettrica in Italia, ha compiuto un passo avanti con la liberalizzazione del mercato elettrico e l'introduzione del sistema dei Certificati verdi (Cv) che attestano la produzione di energia rinnovabile da esibire di fronte alle autorità preposte al controllo del sistema. Il sistema dei Cv ha iniziato a mostrare i propri limiti negli anni 2006 e 2007, e nel 2008 è stata fatta una prima modifica che ha permesso uno sviluppo degli impianti di minori dimensioni come impianti a biogas e biomasse di potenza inferiore a 1MW, che potevano godere di una tariffa stabilita in 280 €/MWh (0,28€/kWh), senza distinzione sulla provenienza della biomassa. Tale regime incentivante è rimasto valido per gli impianti entrati in esercizio entro la fine del 2012. Dal 2013 in poi il sistema di incentivazione è stato modificato con l'eliminazione definitiva del Certificato verde e l'introduzione di diverse forme di incentivazione sulla base della taglia dell'impianto. In seguito, il 29 giugno 2016 è stato pubblicato il D.M. 23 giugno 2016 che ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Il nuovo Decreto si applica a tutti gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013 e come per il precedente, l'incentivazione consiste in una Tariffa incentivante Onnicomprensiva (TO) e un incentivo (I). La potenza massima per l'accesso alla Tariffa Onnicomprensiva è passata da 1MW a 500 kW. L'evoluzione normativa ha portato ad avere nel I semestre 2019, 2.437 impianti, per una potenza complessiva di 919 MW, che hanno beneficiato degli incentivi previsti dal DM

23/6/2016, e al 30 Giugno 2019, 4.129, per una potenza di 14.226 MW. Si riporta di seguito l'evoluzione del numero e della potenza degli impianti incentivati ai sensi del DM 23/6/2016 a partire dal 2016 e l'evoluzione al 2019 in funzione dell'accesso ai sistemi incentivanti.

Tabella 1. Evoluzione del numero di impianti incentivati ai sensi del DM 23/6/2016 per tipologia di impianto, fonte Bollettino GSE 2019

Tipologia	2016	2017	2018	2019 I.sem
Idraulica a bacino/serbatoio	1	6	11	10
Idraulica acqua fluente	41	196	308	316
Idraulica su acquedotto				
Eolica onshore	253	1.575	1.960	1.891
Geotermica				
Biomasse	14	80	95	86
Bioliquidi sostenibili				
Biogas	11	88	125	131
Gas di discarica		1	2	3
Totale complessivo	320	1.946	2.501	2.437

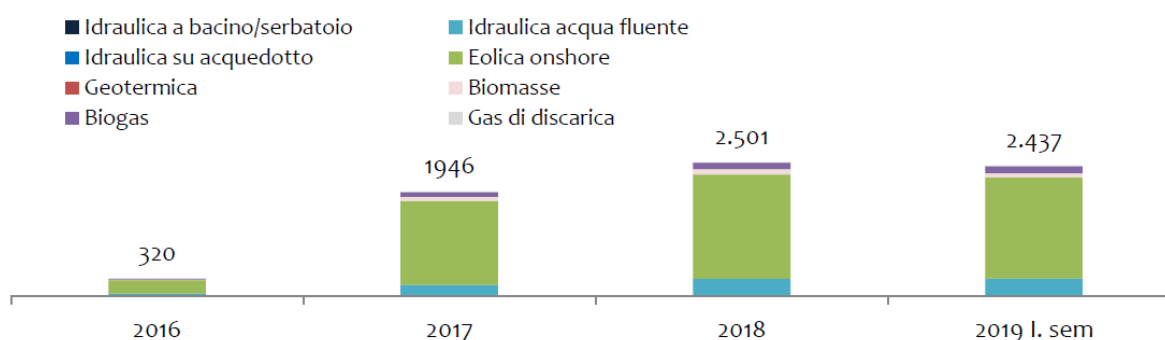


Figura 3. Numero di impianti incentivati ai sensi del DM 23/6/19, suddivisi per tipologia di impianto, fonte Bollettino GSE 2019

Tabella 2. Impianti in esercizio al 30 giugno 2019, suddivisi per tipologia di impianto e meccanismi di incentivazione, fonte Bollettino GSE 2019

Tipologia	Numero	ex-CV		Numero	TO		Numero	Totale	
		Potenza [MW]	Energia E _i [GWh]		Potenza [MW]	Energia E _i [GWh]		Potenza [MW]	Energia E _i [GWh]
Idroelettrici a serbatoio	17	799	684	4	3	5	21	802	688
Idroelettrici a bacino	22	944	1.003	9	5	17	31	949	1.020
Idroelettrici ad acqua fluente	371	1.391	2.738	767	434	1.435	1.138	1.825	4.173
Idroelettrici su acquedotto	27	44	173	71	11	47	98	54	220
Eolici	492	6.480	11.800	375	22	21	867	6.503	11.821
Solari	19	2	1	-	-	-	19	2	1
Marini	1	0	0	-	-	-	1	0	0
Geotermoelettrici	14	441	1.062	-	-	-	14	441	1.062
Biomasse solide	46	1.319	3.767	138	95	351	184	1.415	4.119
Bioliquidi	100	806	3.655	355	242	832	455	1.048	4.487
Biogas	70	82	284	1.095	835	5.895	1.165	917	6.180
Gas di discarica	44	85	282	83	62	225	127	147	506
Rifiuti	9	123	107	-	-	-	9	123	107
Totale complessivo	1.232	12.516	25.557	2.897	1.710	8.827	4.129	14.226	34.384

3.1.2 SETTORE BIOGAS - BIOMETANO

Il biometano, similmente al biogas, rientra nella lista dei biocombustibili e può avere vari utilizzi a partire dagli usi domestici fino a rivestire un ruolo importante per l'autotrazione, passando per gli impieghi in campo industriale. Al fine di ridurre le emissioni di gas serra legate al settore dei trasporti e al settore energetico, il biometano sta avendo notevole sviluppo e impiego in molte nazioni europee. Il successo del biogas sostenibile è da ricondurre alle buone pratiche agricole come la rotazione dei terreni con doppia coltura durante i mesi invernali, e proprio grazie a questa metodologia si apre un enorme potenziale per la produzione sostenibile di biogas in Italia, a costi bassi e con impatti ambientali positivi. Secondo studi condotti dal CIB (Consorzio Italiano Biogas), le produzioni agricole possono essere aumentate, in modo sostenibile e senza ricadute negative sull'utilizzo del suolo o sulle produzioni alimentari, grazie all'introduzione delle colture di integrazione. Questo metodo di agricoltura sostenibile, comporta dei vantaggi come l'incremento delle produzioni di colture foraggere e addizionali per il digestore e la crescita di redditività dell'azienda senza generare impatti negativi a livello ambientale. Il biogas può essere trasformato in biometano e quindi utilizzato per i trasporti e il riscaldamento, oltre che per produrre energia elettrica. Le aspettative sulla produzione di biometano da matrici organiche mirano a raggiungere il target di 8,5 miliardi di metri cubi di gas naturale da fonti non fossili entro il 2030. In Italia sono operativi più di 1.500 impianti di biogas, dei quali circa 1.200 in ambito agricolo, con una potenza elettrica installata di circa 1.200 MW, equivalente a una produzione potenziale di biometano pari a 2,4 miliardi di metri cubi l'anno. L'Italia risulta il secondo produttore di biogas europeo, dopo la Germania, e il quarto produttore mondiale dopo Cina, Germania e Stati Uniti. Il biometano non solo è strategico per il sistema energetico nazionale, ad esempio per la riduzione delle importazioni dall'estero, ma lo è anche per il raggiungimento degli obiettivi di de-carbonizzazione, poiché favorisce una transizione verso un'economia, un sistema dei trasporti e un'agricoltura con minori emissioni, quindi più sostenibili e fondati sul riutilizzo delle risorse. Con il decreto ministeriale 5 Dicembre 2013, il Ministero dello sviluppo economico, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, ha emanato le linee guida per l'immissione del biometano nella rete di distribuzione nazionale. Di recente l'adozione del Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018 ha rappresentato un passaggio fondamentale per lo sviluppo del settore del biogas/biometano. Tale decreto promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti e rappresenta un provvedimento che mira a favorire l'utilizzo delle fonti rinnovabili nei trasporti, anche attraverso lo sviluppo di iniziative di economia circolare e di gestione virtuosa dei rifiuti urbani e degli scarti agricoli. In virtù di tali aggiornamenti normativi, la diffusione

di veicoli alimentati a metano, è in costante aumento dal 2000, pur essendo ostacolata dalla presenza dei distributori di metano per autovetture, ancora molto rari. La novità più significativa del nuovo decreto sta nell'assegnazione di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) alla produzione di biometano destinata all'uso nel settore dei trasporti, per i primi dieci anni di esercizio, su richiesta dei produttori. Il CIC è un valore di scambio non fissato, che inciderà sul valore del biometano che verrà venduto sul mercato. Il numero di CIC da rilasciare ai soggetti che immettono in rete il biocarburante prodotto, dipende dalla tipologia di biomassa che viene utilizzata in partenza. Per le biomasse che danno origine al biometano avanzato, il valore dei CIC raddoppia secondo un meccanismo denominato double counting, il quale prevede una maggiorazione dell'incentivo. In via generale i CIC vengono corrisposti dal GSE in misura pari a uno per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, ma sono previste delle maggiorazioni per i biocarburanti che hanno accesso a meccanismi di premialità, come nel caso dei biocarburanti di seconda generazione. Il Decreto ha previsto inoltre una ulteriore maggiorazione destinata ai produttori che decidono di investire per la realizzazione di un nuovo impianto di distribuzione stradale di biometano. Questa maggiorazione è pari ad un incremento del 50% dei certificati spettanti ed è riconosciuta per 10 anni dall'entrata in esercizio. La norma è finalizzata a contribuire alla creazione di nuovi impianti di approvvigionamento del biometano, la cui scarsa presenza sul territorio costituisce un ostacolo alla diffusione delle autovetture alimentate con questo carburante. A tale fine, anche la normativa vigente relativa alle modalità di autorizzazione per la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano prevede un iter semplificato, soprattutto nelle realtà geografiche non ancora servite dalla rete. Per il biometano avanzato sono previsti dei meccanismi di incentivazione particolarmente favorevoli, che prevedono da parte del GSE il ritiro dei CIC al prezzo di 375 euro, beneficiando del double counting sul 100% del biometano prodotto. Vi è anche la possibilità di alimentare l'impianto utilizzando biomasse avanzate in codigestione con altre materie di origine biologica, queste ultime in quantità non superiore al 30% in peso. In tal caso però, il double counting per il biometano avanzato sarà riconosciuto solo sul 70% del carburante prodotto. Con il nuovo decreto l'Italia mira a sostituire gli attuali biocarburanti come il biodiesel, con il biometano di filiera nazionale e si propone il raggiungimento di un specifico obiettivo per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari all'1,5% a partire dal 2022. Per raggiungere questi obiettivi, il decreto prevede incentivi applicabili agli impianti di produzione di biometano che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2022 e anche agli impianti esistenti di biogas, riconvertiti parzialmente o totalmente entro la medesima data alla produzione di biometano. Per quanto riguarda gli incentivi inerenti all'energia generata dal biogas, secondo la normativa di

riferimento D.M. 23/06/2016 (che introduce innovazioni solo per impianti con potenze <300 kW), i nuovi impianti con potenza fino a 500 kW possono scegliere due modalità di incentivazione:

- Tariffa Omnicomprensiva (TO): è costituita da un'unica tariffa che remunera l'energia elettrica ritirata dal GSE, a cui si aggiungono possibili premi;
- Incentivo (I): esso viene individuato come la differenza fra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia, poiché l'energia prodotta resta nella disponibilità dell'operatore. Gli impianti con potenza superiore a 500 kW possono accedere solamente alla seconda opzione, ossia l'incentivo. Per il calcolo della TO ci si avvale di una tabella fornita dal decreto in cui sono esposti i valori della tariffa di base e gli eventuali premi delle diverse fonti di energia rinnovabile in funzione della potenza dell'impianto. Per la sezione del biogas e dei sottoprodotti il valore della tariffa base è 180 euro/MWh, tuttavia secondo la normativa "per gli impianti alimentati a biomasse e biogas, di potenza superiore a 300 kW, le tariffe sono ridotte del 5% qualora non sia rispettata almeno una delle seguenti condizioni:

- a) L'impianto opera in cogenerazione ad alto rendimento;
- b) L'impianto rispetta i valori di emissione di cui all'allegato 5 al decreto 6 luglio 2012;
- c) L'impianto effettua il recupero di almeno il 30% dell'azoto totale in ingresso all'impianto attraverso la produzione di fertilizzanti e rispetta le condizioni di cui alle lettere d) ed e) del comma 2 dell'articolo 26 del decreto 6 luglio 2012.

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

- Il biometano può essere venduto direttamente sul mercato, in questo caso l'incentivo è previsto per impianti di produzione del biometano con capacità produttiva maggiore a 250 Sm³/h che impiegano sottoprodotti o rifiuti con una percentuale pari o superiore al 50% in peso; mentre per gli impianti con capacità produttiva inferiore a 250 Sm³/h non sono ancora stati definiti specifici requisiti di accesso. In questo caso l'incentivo si calcola in base al prezzo medio mensile del gas naturale relativo a ciascun mese in cui il biometano viene immesso in rete, perciò la remunerazione non è costante, ma è in funzione del prezzo di mercato del gas naturale e delle capacità di negoziazione del produttore.
- Il biometano può essere ritirato da parte del GSE, tuttavia questa soluzione è disponibile solo per gli impianti di produzione del biometano con capacità produttiva inferiore o uguale a 500

Sm³/h. In questo caso il valore dell'incentivo è individuato in funzione del prezzo medio annuo del gas naturale.

- Il biometano utilizzato come biocarburante ha gli incentivi individuati tramite il D.M. 2018. In questo caso per definire gli incentivi vengono impiegati i CIC; il GSE, in funzione del quantitativo di biometano venduto, riconosce all'impianto di distribuzione un determinato numero di CIC. Quindi il valore dell'incentivo nel caso di biometano immesso in rete e destinato all'autotrazione è definito dal prodotto del valore di un CIC per il numero di CIC riconosciuti per il quantitativo di biocarburante prodotto; tuttavia la remunerazione totale per il produttore del biometano è data dalla somma dell'incentivo e il prezzo di vendita del biometano a un impianto di distribuzione di terzi oppure direttamente ai consumatori.

Per poter calcolare il numero di CIC in funzione del biometano prodotto si impiega la seguente formula.

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

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

In funzione della tipologia di biometano prodotta sono riassunti nella tabella seguente le differenti modalità di accesso agli incentivi.

Tabella 3. Incentivi relativi al biometano e biometano avanzato, fonte GSE

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

Lo scenario di parziale riconversione degli impianti esistenti da biogas a biometano è certamente importante e necessaria, ma non può rappresentare una soluzione per tutti gli impianti attivi che, per limiti tecnici, localizzazione e caratteristiche delle matrici agricole, non potranno convertirsi a biometano. Pertanto gli impianti dovranno cercare di rendersi maggiormente indipendenti dagli incentivi pubblici attraverso la valorizzazione economica di tutti gli output di processo, attraverso l'ottimizzazione dei costi di produzione e potenziando le produzioni agroalimentari connesse al biogas. A tal fine sono però necessari specifici adeguamenti normativi, come la Strategia 2024, nota come Strategia di “fine incentivo”, in quanto riferita alla fine dell'incentivo a 0,28 €/kWh del biogas. L'obiettivo della strategia è trasformare la produzione di biogas da una opportunità di reddito aggiuntivo per le aziende ad una vera occasione di integrazione delle filiere agricole, alimentari ed energetiche, con conseguente riduzione degli impatti ambientali. Ciò presuppone un lavoro coordinato e congiunto tra il produttore ed il legislatore, volto allo sviluppo della filiera.

3.2 IL SETTORE ENERGETICO EUROPEO ED ITALIANO

Dai rapporti sulla produzione di energia, è emerso che l'Unione Europea non arriva a produrre nemmeno la metà dell'energia che consuma, è pertanto costretta a importare dall'estero circa il 54% del proprio fabbisogno, una percentuale che sembra destinata a salire fino al 70% nel 2030. Il petrolio rappresenta la fetta più consistente delle importazioni totali di energia (60%) seguito dal gas (26%) e dal carbone (13%), mentre le risorse rinnovabili e l'elettricità si attestano sotto all'1% (Eurostat 2010). Nell'ultimo decennio il settore energetico nazionale è stato interessato da significativi cambiamenti avvenuti in ambito istituzionale, che hanno avuto come obiettivo la riforma del mercato elettrico e del gas, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la promozione del risparmio energetico e della sicurezza degli approvvigionamenti.

L'Italia rispetto agli altri Paesi dell'UE si contraddistingue per una maggiore vulnerabilità dal lato degli approvvigionamenti e per una maggiore dipendenza dagli idrocarburi, soprattutto nella generazione elettrica. Dal 1995 al 2005 la disponibilità interna lorda di energia, definita come la quantità di energia prodotta all'interno del Paese, è sempre stata in crescita, ma dal 2005 al 2009 si è rilevata una inversione di tendenza, particolarmente accentuata nell'anno 2008. L'analisi del contributo delle singole fonti al soddisfacimento della domanda energetica del Paese mostra che, nel 2009, la quota prevalente è dovuta ai prodotti petroliferi (41,0%), seguiti da gas naturale (35,5%), fonti rinnovabili (10,7%) e combustibili solidi (7,4%). Rispetto al 2000 risulta essere più evidente il processo di sostituzione tra le fonti, in particolare tra prodotti petroliferi e gas naturale: la quota di disponibilità di energia da petrolio è notevolmente diminuita (-8,5 %), mentre la quota da fonti rinnovabili è salita del 3,8 % e quella da gas naturale è aumentata del 4,1%. Risultano stabili le quote di combustibili solidi e energia elettrica (Barberis 2010).

3.3 LE ENERGIE RINNOVABILI IN PROSPETTIVA

Il rapporto speciale sulle fonti di energia rinnovabile (Edenhofer et al. 2011) presenta una valutazione sul contributo ambientale e sugli aspetti economici che le energie rinnovabili possono fornire per la mitigazione dei cambiamenti climatici e lo sviluppo sostenibile. Dal rapporto emerge che le energie rinnovabili, potranno svolgere un ruolo significativo nella riduzione delle emissioni di gas serra e rappresentano un'opportunità unica in direzione dello sviluppo sostenibile, infatti, circa l'80% dell'approvvigionamento energetico mondiale potrebbe essere, teoricamente, coperto da fonti rinnovabili entro la metà del secolo.

Il rapporto ha esaminato il potenziale impiego delle fonti di energia nei prossimi decenni: bioenergia, da colture energetiche, forestali, residui agricoli, allevamento e biocarburanti di seconda generazione; energia solare diretta, fotovoltaica e solare; energia geotermica; energia idroelettrica da fiumi e dighe; energia degli oceani, dagli sbarramenti delle correnti oceaniche fino allo sfruttamento delle differenze di temperatura, energia eolica, compresi i sistemi on e off-shore. Sono stati delineati più di 160 scenari sulla possibile crescita delle energie rinnovabili entro il 2050, considerando anche le implicazioni ambientali e sociali, per esplorare possibili sviluppi futuri. Secondo l'IPCC, tecnicamente, sarebbe possibile coprire il 100% della domanda attuale di energia del Pianeta con le fonti rinnovabili, ma le diverse tipologie di energia verde richiedono ancora notevoli processi di integrazione con i sistemi energetici esistenti.

4. CENSIMENTO IMPIANTI - SITUAZIONE SUL TERRITORIO NAZIONALE

Dall'analisi di letteratura si evince che la distribuzione degli impianti di conversione energetica delle biomasse non esclude nessuna regione, anche se in alcune la loro diffusione è decisamente più marcata che in altre. In Lombardia, Emilia Romagna e Campania sono localizzati impianti con una potenza installata complessiva pari a circa il 50% di quella dell'intero territorio nazionale. I valori ricavati dai Rapporti GSE e Itabia su dati APER (GSE 2016; GSE 2018), indicano come in base alla tipologia di biomassa impiegata sia possibile paragonare la produzione di energia da matrici vegetali rispetto ad altri substrati "meno nobili". Ciò consente estrapolazioni e proiezioni finalizzate a stabilire quanto il comparto delle agroenergie contribuisca all'incentivazione dello sviluppo del settore. Di seguito (Tab. 4) è riportato il numero di impianti distinti per regione e tipologia di biomassa utilizzata.

Tabella 4. Censimento degli impianti presenti sul territorio nazionale in funzione della tipologia di biomassa

Regione	Biomasse solide			Biocombustibili	Biogas				Totale
	BIO	SCR	MIX		DSC	DPR	ALT	DIG	
Abruzzo	0	0	0	1	4	1	0	1	7
Basilicata	0	0	0	1	0	0	0	3	4
Calabria	1	1	4	1	5	1	1	2	16
Campania	1	1	0	3	18	0	0	4	27
E. Romagna	3	1	2	7	21	3	0	38	75
F.V. Giulia	2	0	2	1	7	0	0	5	17
Lazio	3	0	0	6	11	0	0	2	22
Liguria	0	0	1	0	11	1	0	0	13
Lombardia	14	9	5	18	29	7	2	90	174
Marche	2	1	0	2	11	2	0	2	20
Molise	0	0	2	0	2	0	0	0	4
Piemonte	6	1	3	3	28	2	2	18	63
Puglia	1	0	2	4	19	0	1	0	27
Sardegna	0	0	1	1	4	0	0	11	17
Sicilia	1	1	0	1	12	0	0	0	15
Toscana	0	2	0	4	19	2	2	3	32
Trentino A.A.	18	0	2	12	2	14	0	43	91
Umbria	4	1	1	3	3	1	0	4	17
Valle d'Aosta	4	0	0	0	0	0	0	2	6
Veneto	1	2	1	13	26	5	0	28	76
Totale	61	20	26	81	232	39	8	256	723

BIO: Biomassa vergine; SCR: Biomassa di scarto; MIX: Biomasse miste; DSC: Discariche; DPR: Depurazione acque reflue; ALT: Altro; DIG: Digestori (rifiuti agricoli)

Le tecnologie impiegate per la conversione termochimica delle biomasse sono diverse (Tab. 5) e per quanto riguarda in particolare la camera di combustione, il dato tecnico indica che 37 sono dotate di

griglia mobile, 4 di griglia vibrante, 1 di griglia fissa, 6 a letto fluido e su 13 impianti il dato non è stato rilevato.

Tabella 5. Numero di impianti, potenza, fabbisogno annuo e tecnologia adottata

Aree geografiche	n. impianti	Potenza (MWe)	Fabisogno (t/anno)	Tecnologia adottata
NORD Italia	42	233	2.509.000	37 Griglia mobile 4 Griglia vibrante 1 Griglia fissa 6 Letto fluido
CENTRO Italia	4	46	393.000	
SUD Italia	15	157	1.616.000	
TOTALI	61	436	4.518.000	

Da indagini sul territorio, emerge inoltre, che di continuo, grazie alla grande utilità del metano e alla crescente incentivazione delle energie alternative al carbone e al petrolio, nascono impianti di digestione anaerobica di biomasse provenienti sia da colture dedicate sia da residui di sostanze vegetali e animali.

Osservando la situazione italiana, le statistiche pubblicate dal Gestore Servizi Energetici (GSE) mostrano che a partire dal 2010 l'energia elettrica effettivamente prodotta da biomasse aveva raggiunto l'obiettivo prefissato dal PAN, riconfermato poi nel 2011. Numericamente, a fine 2012 in Italia era possibile conteggiare 994 impianti con una potenza elettrica installata di 756,4 MW, con una alta densità di impianti soprattutto nell'Italia Settentrionale con la Regione Lombardia in testa con 374 impianti e 271 MW di potenza installata, seguita da Veneto ed Emilia Romagna. Dati più recenti (Rapporto statistico GSE 2016) confermano che gli impianti installati in Italia alla fine dell'anno 2016, sono 2.735, in aumento rispetto agli anni precedenti e la maggior parte di essi sono di piccole dimensioni, con potenza inferiore a 1MW. Nella tabella 6 sono riportate numerosità e potenza degli impianti alimentati a biomasse solide, biogas e bioliquidi.

Tabella 6. Numero e potenza impianti, fonte GSE

	2015		2016		2016 / 2015 Variazione %	
	n° *	MW	n° *	MW	n°	MW
Biomasse solide	369	1.612,2	407	1.670,7	10,3	3,6
– rifiuti urbani	69	953,3	68	937,9	-1,4	-1,6
– altre biomasse	300	658,9	339	732,8	13,0	11,2
Biogas	1.924	1.406,0	1.995	1.423,5	3,7	1,3
– da rifiuti	380	399,0	389	401,3	2,4	0,6
– da fanghi	78	44,4	77	44,2	-1,3	-0,4
– da deiezioni animali	493	217,0	539	229,7	9,3	5,9
– da attività agricole e forestali	973	745,6	990	748,3	1,7	0,4
Bioliquidi	525	1.038,4	516	1.029,8	-1,7	-0,8
– oli vegetali grezzi	436	892,4	417	877,4	-4,4	-1,7
– altri bioliquidi	89	146,0	99	152,4	11,2	4,4
Bioenergie	2.647	4.056,5	2.735	4.124,1	3,3	1,7

Dallo stesso Rapporto si evince che tra il 2003 e il 2016 la potenza installata degli impianti a biomasse è aumentata con un tasso medio annuo del 10,8%. Dopo una iniziale crescita, dal 2014 si è verificato un rallentamento, con incrementi annuali piuttosto contenuti sia del numero sia della potenza degli impianti, probabilmente legata alla riduzione degli incentivi.

Tabella 7. Censimento e potenza degli impianti nelle regioni, fonte GSE

Regione	2015		2016		2016 / 2015 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	295	360,0	298	362,3	1,0	0,7
Valle d'Aosta	8	3,3	8	2,6	0,0	-21,7
Lombardia	689	926,8	700	931,1	1,6	0,5
Trentino Alto Adige	188	103,3	189	104,5	0,5	1,2
Veneto	356	361,8	364	358,2	2,2	-1,0
Friuli Venezia Giulia	111	130,0	124	135,4	11,7	4,2
Liguria	14	30,4	16	31,4	14,3	3,3
Emilia Romagna	301	596,4	310	627,5	3,0	5,2
Toscana	143	166,4	149	165,7	4,2	-0,5
Umbria	72	52,2	72	48,6	0,0	-6,9
Marche	67	40,1	67	39,2	0,0	-2,2
Lazio	104	217,8	109	203,8	4,8	-6,4
Abruzzo	38	32,9	38	31,7	0,0	-3,6
Molise	8	45,1	10	45,4	25,0	0,8
Campania	68	244,4	73	245,0	7,4	0,2
Puglia	59	305,7	63	343,7	6,8	12,4
Basilicata	22	81,1	30	81,7	36,4	0,8
Calabria	37	195,1	44	201,3	18,9	3,2
Sicilia	30	73,1	33	74,1	10,0	1,3
Sardegna	37	90,7	38	90,8	2,7	0,2
ITALIA	2.647	4.056,5	2.735	4.124,1	3,3	1,7

A fine 2016 la maggior parte degli impianti si trova nel Nord Italia (73,5% del totale), che prevale conseguentemente anche in termini di potenza installata (61,9%). La Lombardia si caratterizza per la maggior potenza installata (931 MW), seguita dall'Emilia Romagna con circa 628 MW. Nel Centro Italia la maggior potenza è rilevata nel Lazio (204 MW), mentre Puglia e Campania si distinguono nel Sud, rispettivamente, con 344 MW e 245 MW installati. Per quanto riguarda l'Europa, si assiste, in generale, ad un trend positivo simile a quello italiano, soprattutto nei riguardi di Austria, Germania, Regno Unito e Svizzera. Grazie alle politiche di incentivo, infatti, il numero di impianti a biogas è aumentato in maniera esponenziale negli ultimi anni, nel 2012 risultavano in esercizio più di 1500 impianti a biogas divisi a seconda delle tipologie di alimentazione tra rifiuti, fanghi, deiezioni animali e prodotti delle attività agroforestali. In particolare l'incremento maggiore è stato registrato per gli impianti connessi a residui agricoli e forestali, che sono aumentati del 150% mentre quelli alimentati da deiezioni animali sono cresciuti del 90% (Piccinini S., 2013). Gli impianti a biogas già in esercizio potrebbero essere interessati da processi di conversione in biometano (upgrading), una possibilità da

cogliere in particolare per gli impianti a biogas in esercizio da più anni per proseguire la produzione a condizioni economicamente interessanti.

5. GENERALITÀ SULLE BIOMASSE

Per biomassa si intende "la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani" (Direttiva Europea 2009/28/CE). Per quanto riguarda il settore agricolo, il 16 febbraio 2012 la Camera dei Deputati ha approvato la modifica dell'art. 185 del Testo Unico Ambientale (d.lgs. n. 152 del 3 aprile 2006) in materia di sfalci e potature, aprendo la strada all'utilizzo, per fini energetici, dei residui vegetali provenienti dalla manutenzione del verde pubblico e privato. La precedente normativa italiana classificava, infatti, tali residui come rifiuti urbani, prevedendone pertanto lo smaltimento in discarica e impedendo quindi lo sfruttamento di una possibile risorsa energetica. In particolare, l'emendamento stabilisce che le potature possano rappresentare una fonte di ricavo, e non un costo. Tale provvedimento rappresenta una novità positiva sia per il settore agricolo che per le amministrazioni e una misura per diversificare la filiera di approvvigionamento della biomassa e valorizzarne i sottoprodotti.

La biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere impiegati direttamente come combustibili, ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi (Faaij 2006). Alle biomasse appartengono:

- I sottoprodotti delle produzioni erbacee, arboree e delle prime lavorazioni agroindustriali;
- I sottoprodotti delle operazioni forestali, per il governo dei boschi e per la produzione di legname da opera, e delle prime lavorazioni del legno o altro (residui dei tagli dell'erba, delle foglie, etc.);
- Le colture (arboree ed erbacee) destinate specificatamente alla produzione di biocarburanti e biocombustibili;
- I reflui zootecnici destinati alla produzione di biogas;
- La parte organica dei rifiuti urbani;
- I residui inutilizzabili di produzioni destinate all'alimentazione umana o animale (pule dei cereali, canna da zucchero ecc).

A causa della grande varietà delle biomasse (e conseguente varietà delle caratteristiche chimico-fisiche), non esiste un'unica tecnologia per trasformare l'energia contenuta in energia utilizzabile. In Figura 4 è riportata una schematizzazione dei vari tipi di biomasse e della loro provenienza. Verranno di seguito descritte, le biomasse, le loro caratteristiche e i metodi di trasformazione.

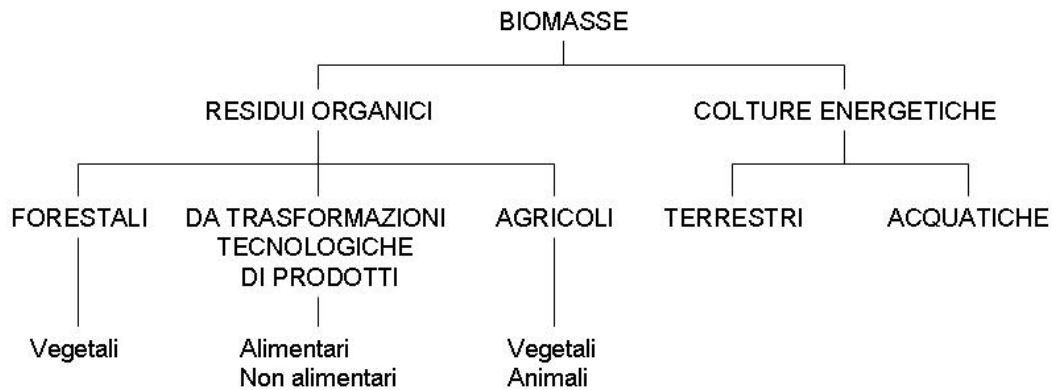


Figura 4. Schema delle varie tipologie di biomasse e loro provenienza

In base alle diverse tipologie di biomasse, le tecnologie di conversione disponibili, riguardano generalmente quelle a basso tenore idrico. Allo stato naturale, o di tal quale (tq), la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca (sostanza secca, ss), composta essenzialmente di fibra grezza. La scelta del processo di conversione energetica è legata quindi alle caratteristiche chimico-fisiche della biomassa, in particolare al rapporto C/N, tra il contenuto di carbonio (C) e di azoto (N), e del suo tenore idrico. Schematicamente, per le conversioni di tipo termochimico (combustione, gassificazione e pirolisi), risultano adatte le biomasse che hanno le seguenti caratteristiche:

- Un elevato rapporto tra il contenuto di carbonio e quello di azoto ($C/N > 30$);
- Un ridotto tenore idrico ($< 30\%$ sul tq);
- Un sufficiente potere calorifico inferiore ($PCI > 10 \text{ MJ/kg ss}$).

Per le conversioni di tipo termochimico risultano quindi idonee la legna e i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligneo-cellulosico (paglia di cereali, residui di potature, ecc.) e alcuni scarti di lavorazione (lolla, gusci, noccioli, ecc.).

Per le conversioni di tipo biochimico, sono adatte le biomasse che presentano le seguenti caratteristiche:

- Un ridotto rapporto carbonio/azoto ($C/N < 30$);
- Un elevato tenore idrico ($> 30\%$ sul tq).

Queste biomasse, con una frazione umida preponderante rispetto a quella secca, sono utilizzabili in processi come la digestione anaerobica per la produzione di biogas. Sono quindi adatte le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, patata, ortaggi, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (acque di lavorazione dei frantoi, ecc.), oltre alla biomassa organica eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate. In percentuale sul peso, il legno contiene in media 40-60% di cellulosa, 20-40% di emicellulosa, 10-25% di lignina oltre ad altre sostanze minerali, grassi, cere e resine, proteine e altri prodotti di origine biologica (McKendry 2002). La frazione di cellulosa è quella più biodegradabile e, quindi, favorisce processi biochimici come la fermentazione. I componenti principali della biomassa, sono carbonio, ossigeno e idrogeno, oltre a bassi valori di azoto e zolfo. Nel processo di conversione in energia, si ottiene come prodotto un residuo, che nei processi termochimici, è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile di carbone contenuta nella biomassa. Tali residui, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto nei processi termochimici. A causa delle elevate temperature possono fondersi e formare sostanze liquide molto dense, che possono danneggiare la macchina. È quindi importante conoscere la composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene. In particolare, si pone attenzione sul contenuto delle ceneri e sulla quantità di metalli alcalini e alcalino-terrosi: sodio, potassio, magnesio e calcio. Ad alte temperature, questi metalli possono reagire con il silicio e formare un liquido denso e resinoso che può bloccare le tubazioni delle macchine. Anche se il contenuto di silicio nella biomassa è basso, questo problema può presentarsi a causa di residui di terreno sulla biomassa.

Biomasse di derivazione vegetale

È necessario considerare che le biomasse sono potenzialmente rinnovabili in base alla tipologia di approvvigionamento che può derivare da: disboscamento, da area a piantagione colturale, dall'utilizzo di scarti della lavorazione del legno, oppure sottoprodotti colturali, ramaglie o reflui zootecnici, in questi ultimi casi, non solo si tratta di una risorsa rinnovabile, ma si contribuisce anche al riutilizzo di scarti che, sarebbero destinati in discarica o addirittura bruciati in campo senza alcun controllo delle emissioni. La valutazione della sostenibilità ambientale, necessaria ai fini di uno studio di fattibilità, deve tener conto non solo della provenienza della materia prima, ma anche delle implicazioni del suo utilizzo a fini energetici. Ad esempio, la rimozione di residui agricoli dovrebbe considerare tutti gli aspetti collegati alle pratiche agricole relative, come la rimozione di nutrienti dal

suolo che poi devono essere reintegrati con l'applicazione di fertilizzanti, l'irrigazione, la raccolta e lo stoccaggio. Nel complesso da un punto di vista chimico e ambientale, l'utilizzo energetico delle biomasse consente di attivare un circuito chiuso alimentato dalla radiazione solare, e con emissioni di CO₂ globalmente nulle. Nella realtà, come per qualunque altra energia rinnovabile, è opportuno considerare nel bilancio finale anche la quota di energia primaria e le emissioni che competono nelle fasi di raccolta, trasporto e conversione. Le piante e i vegetali in genere convertono l'energia solare operando con un "rendimento" alquanto modesto. Nello specifico il processo di fotosintesi si compone di una complessa catena di trasformazioni, ciascuna caratterizzata da una propria efficienza. In merito alle potenzialità di sfruttamento delle biomasse per usi energetici, una prima valutazione di carattere generale può essere effettuata tenendo conto che sulla terra viene fissato annualmente attraverso la fotosintesi l'equivalente di circa 200 miliardi di tonnellate equivalenti di carbonio, corrispondenti a circa 72 Gtep, circa 6 volte il consumo mondiale lordo di energia. Evidentemente tale valore rappresenta un potenziale puramente teorico e peraltro non raggiungibile.

Partendo da questi presupposti, possono considerarsi come principali tipologie di biomassa impiegate nel processo di gassificazione le seguenti:

- Residui forestali, legna da ardere, prodotti ligno-cellulosici vergini;
- Residui agroindustriali, agricoli, artigianali, industriali e civili (per esempio: paglie, vinacce, gusci di frutta secca, sansa di olive, lolla di riso ecc.);
- Colture energetiche dedicate (Short Rotation Forest).

La principale differenza tra l'impiego di residui di lavorazione o materiale vergine proveniente da colture energetiche è costituita dal loro costo. I residui, essendo principalmente prodotti di scarto dell'industria e dell'agricoltura comportano un costo legato al loro smaltimento, costo che può essere valorizzato se impiegati in un processo energetico come la pirolisi e la gassificazione. Per quanto riguarda l'impiego di materiale derivante da colture energetiche o dalla manutenzione dei boschi, a questo è sempre associato un consumo di energia primaria legato alla coltivazione, raccolta, trasporto, lavorazione, stoccaggio e quindi dei costi aggiuntivi che devono essere presi in considerazione. Costi facilmente calcolabili nel caso di coltivazioni energetiche, ma con molte variabili per lo sfruttamento di residui agro-forestali, dove l'elevata distribuzione spaziale della risorsa, e la bassa densità volumetrica possono farli aumentare facilmente (Trinka 1998).

Biomassa residuale e di derivazione forestale

La biomassa forestale è costituita sia dal legno vergine, che da residui di lavorazione della filiera del legno. Ramaglia, corteccia, bordature e scarti possono essere valorizzati energeticamente. I costi e il potenziale di questa risorsa non sono di facile stima, in quanto sono influenzati da: raccolta, trasporto e stoccaggio. Attualmente, il cippato di legna è il combustibile principale per gli impianti di gassificazione e pirolisi, principalmente impianti di medio-piccola taglia situati nelle immediatezze dei luoghi di raccolta del legname o coltivati all'interno della filiera di trasformazione, come nei casi studio esaminati nei paragrafi successivi.

Biomassa di derivazione agricola

In questa categoria vengono considerati sia i residui derivanti dalla raccolta di prodotti agricoli, che scarti di tipo agro-industriale, quali paglie, stocchi di mais, residui e scarti da potatura, che talvolta implicando costi di raccolta e trasporto notevoli. Attualmente la valorizzazione energetica di tali prodotti attraverso la gassificazione e la pirolisi è in via di sviluppo, anche se con delle problematiche legate alla natura della biomassa come il tenore idrico e il contenuto di cenere che crea problemi logistici e tecnici nel reattore e durante il processo.

Biomassa da colture energetiche

Per colture energetiche vengono considerate tutte le sostanze vegetali coltivate esclusivamente ai fini della produzione energetica. Il principale vantaggio di queste colture consiste nel fatto che è possibile programmare in modo dettagliato, le quantità prodotte, i tempi necessari alla produzione e la raccolta, ma soprattutto i costi. Essendo delle coltivazioni, avremmo sicuramente dei costi ulteriori che andranno a sommarsi alle spese di raccolta e trasporto, avendo così dei prezzi superiori rispetto ad altri tipi di biomassa, pur essendo però poco variabili nel tempo e facilmente stimabili. Le colture energetiche più idonee ai processi di trasformazione termochimica sono costituite dalle Short Rotation Forestry di tipo legnoso, cioè da specie forestali perenni con alto tasso di accrescimento. Queste specie vengono piantate con schemi e procedure idonei all'impiego di macchinari sia durante la fasi di accrescimento che di raccolta. Le specie di tipo legnoso più idonee sono: il pioppo, il salice, l'eucalipto e la robinia, che permettono cicli di taglio da 1 a 4-5 anni. Sono volutamente trascurate le colture energetiche di specie erbacee perché oltre a comportare dei costi superiori nella fase di coltivazione, forniscono una biomassa con alto contenuto di ceneri che, come riportato in precedenza,

può generare problemi di natura tecnica (usura impianto) e ambientale, durante il processo di conversione.

5. 1 VANTAGGI DELLE BIOMASSE RISPETTO AI COMBUSTIBILI FOSSILI

L'utilizzo della biomassa a scopo energetico è uno degli strumenti indicati come favorevoli alla riduzione dell'incremento dell'effetto serra: il bilancio della CO₂ relativo alle filiere a biomasse è potenzialmente considerato neutro. Le emissioni di CO₂ prodotte dall'utilizzo di biomasse sono in generale compensate dalla quantità di CO₂ assorbita, attraverso la fotosintesi, durante la crescita della biomassa stessa. In realtà, la neutralità rispetto al bilancio della CO₂ risulta vera sia nel caso delle colture dedicate, sia nel caso di altre colture, solo in seguito al rigeneramento del quantitativo di risorsa utilizzata. In ogni caso, occorre poi considerare le emissioni di CO₂ equivalenti derivate dal trasporto e dalle altre attività correlate alla produzione e conversione della biomassa. La biomassa, non contribuendo ad aumentare la concentrazione di CO₂ in atmosfera, rappresenta una risorsa con un notevole vantaggio rispetto ai combustibili fossili che, invece, emettono l'anidride carbonica assorbita anni fa. Il settore delle bioenergie riscuote un interesse sempre crescente e i vantaggi a esso collegati sono ormai riconosciuti. Tuttavia, nello scenario economico nazionale non si riscontra uno sviluppo di questo settore, a causa della presenza congiunta di criticità di diversa natura che si oppongono e rallentano l'ulteriore sviluppo. Ad esempio la maggior parte delle tecnologie disponibili pur avendo raggiunto un buon livello di sviluppo, non sono ancora inserite in un mercato vero e proprio. Un altro limite alla diffusione delle bioenergie deriva da fattori di natura economica, in alcuni casi, infatti, i costi elevati di produzione delle bioenergie derivano da spese di manodopera collegate al processo di produzione, raccolta e trasporto della biomassa. Infine, esistono criticità legate ad aspetti politici, per cui è necessario considerare la situazione normativa e del mercato dell'energia in Italia.

6. MATERIALI E METODI

6. 1 TECNOLOGIE E IMPIANTI PER LA TRASFORMAZIONE ENERGETICA DELLE BIOMASSE

Conversione termochimica

Per l'uso energetico delle biomasse, si conoscono diverse soluzioni tecniche e filiere di conversione energetica che si differenziano sostanzialmente per le caratteristiche della biomassa utilizzata, per i parametri tecnici applicabili e per le potenze realizzabili. Si possono distinguere tre tipologie fondamentali di filiere di conversione:

- Termochimici: combustione, pirolisi e gassificazione;
- Biochimici: digestione e fermentazione;
- Estrazione meccanica: esterificazione.

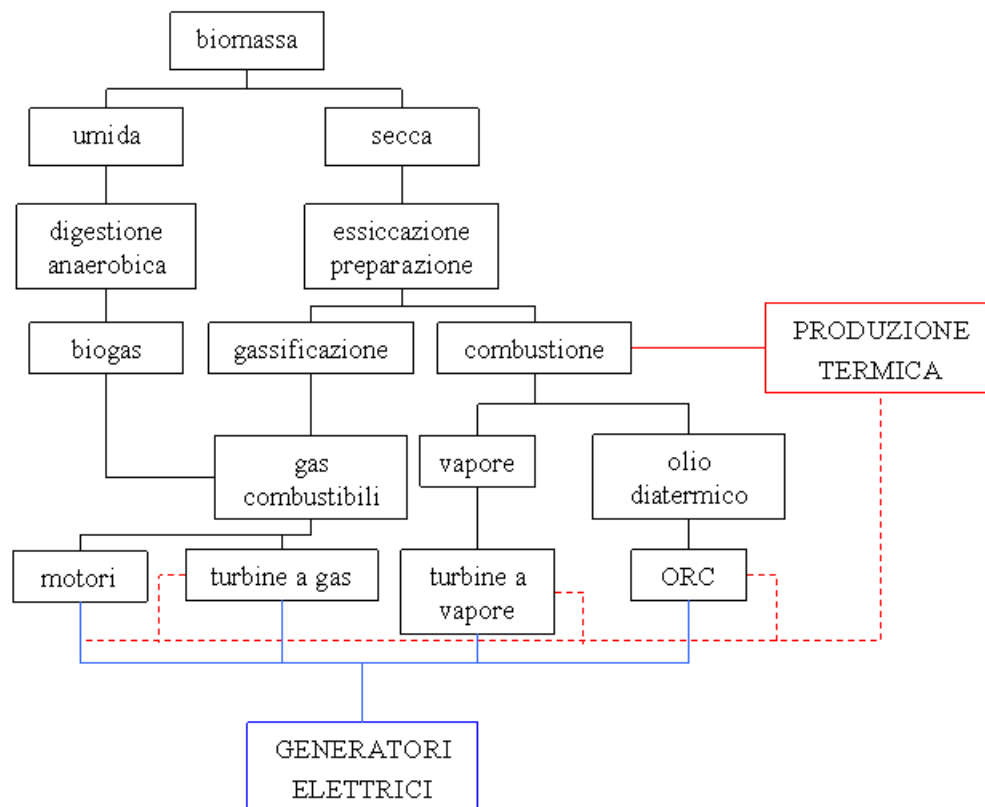


Figura 5. Processi di conversione energetica delle biomasse

I processi di conversione termochimica oggetto di studio sono basati su reazioni di ossidoriduzione ad alta temperatura. Lo scopo è quello di trasformare il combustibile di partenza in altri combustibili più “utili” e più “sfruttabili” (a più alto potere calorifico, liquidi o gassosi invece di solidi, ecc.) o di convertire l’energia chimica del combustibile in calore. Tali processi possono applicarsi a molteplici combustibili, in generale sono utilizzabili i prodotti e i residui lignocellulosici il cui rapporto C/N abbia valori superiori al 30% ed il contenuto di umidità minore del 30%. Le biomasse più adatte a subire processi di conversione termochimica sono la legna e tutti i suoi derivati (segatura, trucioli, cascami derivanti dalla pulitura del bosco, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo lignocellulosico (residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.), scarti di lavorazione (lolla, gusci, noccioli, ecc.). Di seguito sono riportate alcune tipologie di biomassa distinte per coltura, residuo ottenuto e impiego.

Tabella 8. Destinazione dei residui delle principali colture arboree ed erbacee

Coltura	Residuo	Utilizzo
Frumento	Paglia	Alimentazione animali Bruciata in campo 40%
Orzo	Paglia	Bruciata in campo 50%
Avena	Paglia	Bruciata in campo 40%
Riso	Paglia	Bruciata in campo 70%
Barbabietola	Foglie	Alimentazione animali 20%
Tabacco	Steli	Interramento 100%
Girasole	Steli	Interramento 100%
Vite	Potature	Bruciata in campo 40%
Olivo	potature	Bruciata in campo 90%
Fruttiferi	Potature	Bruciata in campo 80%
Agrumi	Potature	Bruciata in campo 90%
Fruttiferi a guscio	Potature	Bruciata in campo 90%

Il processo di pirolisi

La pirolisi è il primo passo di ogni processo di gassificazione e consiste nella decomposizione termochimica della biomassa ottenuta a temperature comprese tra 400 e 800 °C, in assenza oppure con una ridottissima quantità di agente ossidante. Questo fenomeno causa una devolatilizzazione della biomassa con produzione di una complessa miscela di gas (CO, CO₂, H₂, CH₄, H₂O), vapori condensabili e carbone vegetale.

La dimensione della particelle di biomassa, la loro velocità di riscaldamento e la temperatura a cui vengono sottoposte determinano la velocità del processo di pirolisi e conseguentemente la composizione dei prodotti finali. Possiamo avere reazioni di: pirolisi veloce e pirolisi lenta, la pirolisi lenta caratterizzata da una modesta velocità di riscaldamento, prevalente nei gassificatori updraft ma anche nei gassificatori downdraft in presenza di materiale dalla pezzatura grossolana, massimizza la produzione di char, anche se è sempre presente il tar sottoforma di vapori.

Con velocità di riscaldamento del materiale sufficientemente elevata, si rientra nel campo della pirolisi veloce, con produzione di un'alta quantità di idrocarburi ad alta temperatura, sopra i 700°C, o liquidi nel caso di temperature inferiori, sotto i 600°C, e una piccola frazione di char. Considerando una biomassa di tipo legnoso, costituita da: lignina (20-25%), cellulosa (40-50%) e emicellulosa (25-40%), durante la pirolisi si decompone prima l'emicellulosa tra 200-300°C, poi la cellulosa tra 250-300°C e infine la lignina tra 300-500°C. Pertanto al variare della composizione, densità, permeabilità termica della biomassa, varia molto anche l'andamento della reazione di pirolisi e l'interazione tra processi chimici e fisici che la costituiscono.

Oltre alla composizione e alla dimensione delle particelle, un altro importante fattore che influenza il meccanismo di pirolisi è la velocità di riscaldamento, un riscaldamento veloce, sull'ordine di 100°C/min, riduce i tempi di permanenza alle basse temperature, limitando la decomposizione secondaria delle parti volatili, diminuisce in questo modo la produzione di gas e di char, in favore di una grande quantità di prodotti in fase liquida o sotto forma di vapori quali idrocarburi pesanti (tar). Con velocità di riscaldamento minori, migliorano le reazioni secondarie, con una maggiore produzione di gas e char (Basu 2013). I prodotti della pirolisi hanno una composizione che può variare molto, tuttavia non è necessario determinarla in modo preciso ed esaustivo in quanto sarà la successiva reazione di gassificazione che porterà alla formazione del syngas e la loro influenza sul prodotto finale è marginale. I prodotti sotto forma di liquidi (tar) o vapori condensabili invece possono creare problemi nella fase successiva e compromettere il gas di sintesi finale (Kirubakaran et al. 2009). Le prove di pirolisi prese in esame nel presente elaborato, sono state condotte mediante un reattore up-draft, concepito a scopo sperimentale attraverso la collaborazione tra CREA-IT e Università della Tuscia (Fig. 6).

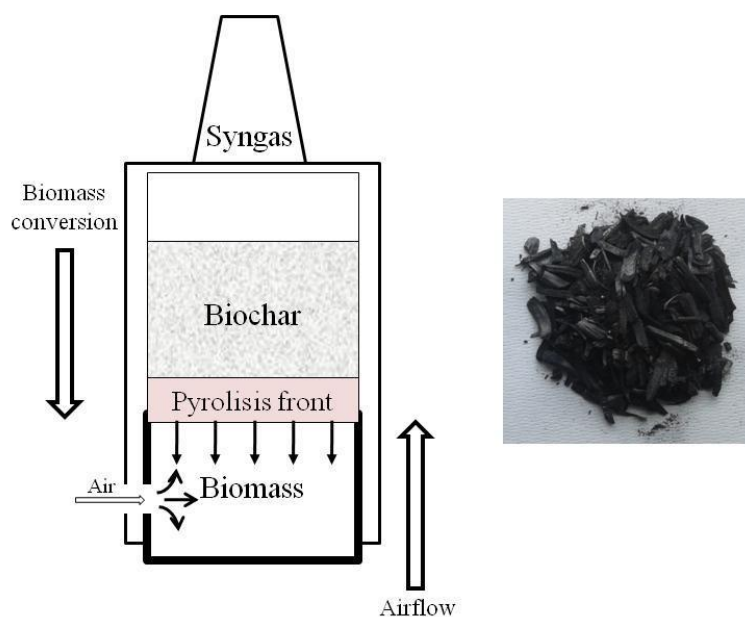


Figura 6. Rappresentazione schematica del prototipo di pirolizzatore impiegato per la produzione di biochar

Il reattore a forma cilindrica, è realizzato in acciaio inossidabile e al suo interno presenta una griglia in grado di trattenere la biomassa consentendo il passaggio e la diffusione dell'aria attraverso la biomassa stessa. La biomassa viene caricata dall'alto mentre l'aria viene insufflata da un ugello posto nella parte inferiore del reattore. Un condotto sull'estremità superiore rilascia i fumi prodotti durante il processo. La conversione della biomassa in biochar avviene durante la progressione del fronte pirolitico dalla parte superiore del reattore verso il basso. Sotto la griglia è predisposto un raccoglitore che permette il recupero del residuo solido.

Il processo di gassificazione

La gassificazione è un processo di degradazione termica che avviene a temperature elevate (superiori a 700-800 °C), in presenza di un agente ossidante, tipicamente aria, ossigeno o vapore. La miscela gassosa risultante costituisce quello che viene definito *gas di sintesi* (syngas) composto prevalentemente da monossido di carbonio (CO), anidride carbonica (CO₂), idrogeno (H₂), metano (CH₄), altri idrocarburi quali l'etilene (C₂H₄) e l'etano (CH₃), acqua (H₂O), azoto (N) e altre sostanze quali cenere, particelle di carbone, tar e oli. Il gas prodotto si presta ad essere impiegato come un comune combustibile gassoso, quindi di facile approvvigionamento e trasporto, o impiegato in altri processi industriali (Higman 2008).

Il processo di gassificazione avviene all'interno di un reattore e può essere diviso in due stadi principali:

- Un primo stadio a temperatura inferiore a 600°C in cui vengono rilasciate le componenti volatili del combustibile. Quel che resta dal processo di pirolisi sono principalmente il char e la cenere. Il char è un agglomerato di natura complessa costituito da carbonio, ceneri, composti sulfurei e idrocarburi volatili.
- Il secondo stadio è costituito dalla gassificazione dei prodotti della pirolisi fino alla decomposizione dei gas e vapori che li compongono, e alla conversione del carbone solido contenuto in essi. Quest'ultima fase è la reazione più importante dello stadio di gassificazione ed essendo la fase più lenta, condiziona tutta la cinetica del processo.

Il prototipo di gassificatore preso in considerazione nel presente elaborato è un reattore downdraft a letto fisso in acciaio inox, con caricamento manuale della biomassa, anch'esso realizzato a scopi sperimentali in collaborazione con l'Università della Tuscia. La struttura del reattore e i flussi di biomassa, aria e syngas sono mostrati in Fig. 7.

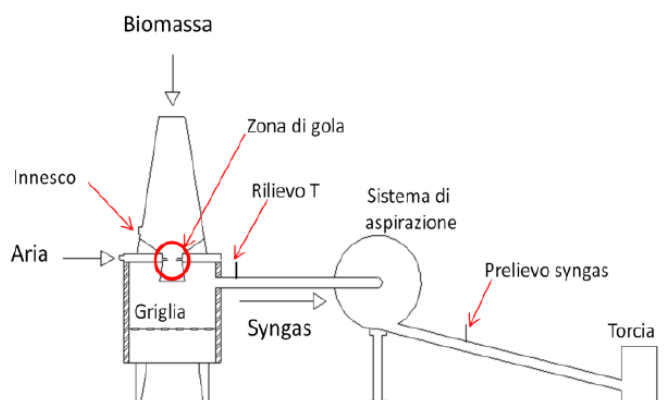


Figura 7. Rappresentazione schematica del prototipo di pirogassificatore impiegato per la produzione di syngas

La superficie esterna, tra la zona gola e la griglia, è ricoperta da uno strato di lana di roccia per l'isolamento termico. All'interno del reattore, in corrispondenza della zona della gola, sono presenti

cinque ugelli per la distribuzione dell'aria mentre nella parte inferiore è presente una griglia dotata di un motore elettrico per lo scuotimento del carbone raccolto, al fine di migliorarne la conversione in syngas. Il syngas viene aspirato tramite un ventilatore, mentre il residuo solido viene raccolto nel serbatoio sottostante la griglia. Il flusso d'aria viene introdotto all'interno del reattore, nella zona della gola, in conseguenza del vuoto d'aria prodotto nel reattore dal ventilatore posto a valle. Il ventilatore è dotato di inverter per l'impostazione della portata d'aria.

Preliminarmente alla gassificazione, la biomassa viene tritata ed essiccata all'aria per ridurre le dimensioni e il contenuto di umidità. La procedura di gassificazione avviene seguendo quattro fasi:

1. Caricamento manuale della biomassa all'interno del reattore;
2. Regolazione del flusso d'aria;
3. Accensione della biomassa (innesco della fiamma) per avviare il processo;
4. Monitoraggio dei parametri di processo e campionamento del syngas.

Durante il processo è possibile monitorare i seguenti parametri: portata d'aria, temperatura, attraverso una termocoppia inserita in un pozzetto in acciaio inox posto nel condotto di uscita del syngas e tempo necessario alla completa gassificazione della biomassa. Il syngas può essere raccolto, a circa 30°C, utilizzando sacche Tedlar in un punto di prelievo posto sul tubo tra il ventilatore e la torcia. Successivamente i campioni di syngas possono essere caratterizzati con analizzatore di gas Micro GC Inficon 3000, per ottenerne la composizione.

Il processo di combustione

Il processo di combustione consiste nella completa ossidazione della sostanza in presenza di ossigeno. Durante questa reazione, l'energia chimica contenuta nel combustibile si libera sotto forma di calore. In base alla natura del combustibile, alla tipologia di impianto e alle condizioni di combustione si possono generare emissioni caratterizzate da valori differenti di microinquinanti organici e inorganici, NO_x, SO_x, CO, e PM. Le condizioni ottimali per una completa combustione sono generalmente: l'aria (agente ossidante) che deve essere fornita in eccesso, il tempo di permanenza del gas combustibile nell'area di reazione, la temperatura e le caratteristiche della biomassa. La combustione comprende le seguenti fasi:

- Riscaldamento della biomassa a temperatura inferiore a 100°C;
- Essiccazione della biomassa tra 100°C e 150°C;
- Pirolisi, con decomposizione dei componenti del legno tra 150°C e 230°C;

- Gassificazione della biomassa tra 230 e 500°, gassificazione del carbonio solido da 500 a 700°C e ossidazione dei gas combustibili da 700 a circa 1.400°C.

A seconda della composizione chimica della matrice organica, della temperatura raggiunta e della quantità di ossigeno disponibile si possono avere differenti tipi di prodotti residuali quali cenere, carbone (biochar), catrame, oli, e emissioni.

Le caldaie termiche alimentate a biomassa lignocellulosica come cippato, pellet trinciati di residui delle coltivazioni (vite, olivo, paglie ecc.) producono calore che può riscaldare aria, acqua o entrambe attraverso appositi scambiatori. Le caratteristiche del combustibile che maggiormente influenzano l'efficienza del processo sono rappresentate dal e tenore idrico, potere calorifico, pezzatura, ceneri, fusibilità delle ceneri, contenuto di cloro e zolfo. La produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione) a partire da biocombustibili solidi avviene attraverso due differenti sistemi cogenerativi dove essenzialmente la biomassa viene:

- direttamente combusta in una caldaia con produzione di calore e cessione dello stesso ad un prodotto energetico che alimenta il ciclo termodinamico del sistema di produzione di energia elettrica;
- scomposta chimicamente in molecole volatili in appositi reattori termochimici (pirogassificatori) con produzione di gas a basso potere calorifico (syngas) i quali possono essere direttamente combusti in motori alternativi a combustione interna o turbine a gas previa filtrazione delle particelle incombuste (catrami, polveri ecc).

In entrambi i sistemi l'energia elettrica viene prodotta da alternatori accoppiati a motori alternativi oppure a turbine o microturbine a gas come avviene nei sistemi di cogenerazione di tipo commerciale alimentati a gas, biogas, oli vegetali ecc.

Conversione biochimica

La digestione anaerobica è costituita da un insieme di processi biologici mediante i quali le sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi), contenute nei substrati (Tab. 9), in assenza di ossigeno, vengono “digerite” arrivando alla produzione di un gas combustibile (biogas), di un liquido e di fanghi con potenziali caratteristiche fertilizzanti.

Tabella 9. Substrati usati per la produzione di biogas.

Matrici	(m ³) biogas/t SV
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200-500
Residui colturali (paglia ecc ...)	350-400
Scarti organici agroindustriali (reflui ecc ...)	400-800
Scarti organici macellazione	550-1000
Fanghi di depurazione	250-350
FORSU	400-600
Culture energetiche	550-750

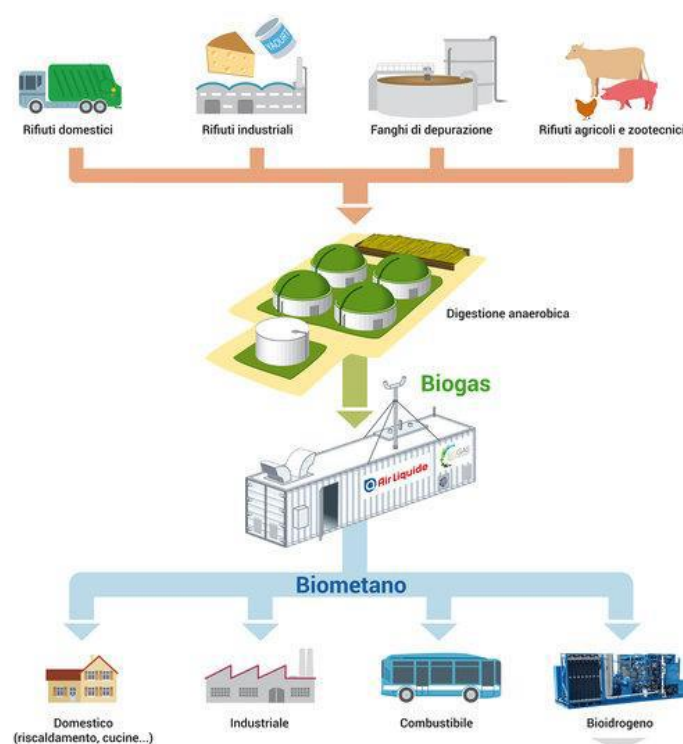


Figura 8. Rappresentazione schematica della produzione di biogas/biometano

La digestione anaerobica è un processo chimico-biologico naturale che porta alla degradazione di molecole di sostanza organica, in particolari reattori definiti digestori, per ricavare diversi prodotti che possono essere impiegati per fini energetici e/o agricoli. La reazione è catalizzata da batteri che conducono la loro vita in anaerobiosi, ovvero non necessitano di ossigeno per il loro metabolismo. Il processo di trasformazione avviene seguendo più fasi che consentono di trasformare la sostanza organica in acido acetico (CH_3COOH), anidride carbonica (CO_2) e idrogeno (H) ad opera dei microrganismi anaerobi, attraverso i tre stadi: idrolisi, acidogenesi e acetogenesi. A seguire, attraverso la metanogenesi, si forma metano che insieme alla CO_2 , costituisce la componente principale del biogas.

I tempi di processo sono relativamente lunghi se confrontati con quelli degli altri processi, tuttavia il vantaggio è che la materia organica complessa viene convertita in metano e anidride carbonica, portando quindi alla produzione finale di un gas combustibile a medio potere calorifico. L'ambiente di reazione, definito solitamente digestore, per permettere la crescita di tutti i microrganismi coinvolti, dovrà mantenere i seguenti parametri: pH tra 7÷7,5 e temperatura intorno ai 35°C, se si opera con batteri mesofili, o intorno a 55°C, se si utilizzano batteri termofili. Un fattore molto importante che regola l'efficienza del processo è rappresentato dalla temperatura che varia in base alla quantità e alla tipologia del materiale trattato e al sito in cui è installato l'impianto. Infatti, per alcuni substrati saranno più indicati batteri mesofili, che “lavorano” bene a temperature comprese tra +20 e +45°C, mentre per altri substrati saranno indicati i batteri termofili che prediligono temperature comprese tra +45 e +120°C; raramente si utilizzano organismi psicrofili che vivono a temperature comprese tra 0 e +20°C. Il parametro temperatura, inoltre, incide direttamente sul tempo di ritenzione: maggiore è la temperatura di esercizio, minore sarà il tempo necessario per la produzione di biogas. Dal biogas si può ricavare un biocombustibile molto utile per la sostituzione dei carburanti tradizionali attraverso metodologie di raffinazione: il cosiddetto “biometano”. Quest'ultimo, può seguire tre strade: o è combusto, sotto forma di biogas, per produrre energia elettrica e calore (utilizzati in loco od eventualmente immessi in rete), o è aggiunto alla rete di distribuzione del gas per essere utilizzato in utenze domestiche, oppure è utilizzato per autotrazione. Mediante un processo di rimozione dell'anidride carbonica denominato upgrading, il biogas può essere trasformato in un gas assimilabile al gas naturale, in funzione dalla specifica tecnologia di upgrading adottata. Le tecnologie del processo chimico-fisico di trasformazione del biogas in biometano, in grado di produrre un gas di qualità, per essere utilizzato come carburante per autotrazione o da iniettare nella rete del gas naturale, sono già disponibili in commercio ed hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente attuabili, pur essendo in costante evoluzione lo studio per ottimizzare e sviluppare ulteriori processi innovativi. A seconda della composizione grezza del biogas, l'upgrading comprende la separazione di anidride carbonica, l'essiccamento del gas, la rimozione delle sostanze in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossani, nonché la compressione per il successivo riutilizzo del gas. I trattamenti compresi nella trasformazione sono:

- Depurazione: deumidificazione o essiccamento e desolforazione;
- Rimozione di ammoniaca gassosa, azoto, silossani, polveri;
- Raffinazione (upgrading);
- Condizionamento finale: odorizzazione e/o compressione;

- Miscelazione ed immissione in rete.

La depurazione o deumidificazione e desolforazione consistono nella rimozione di vapore d'acqua che può creare condense nelle condotte del gas e causare fenomeni di corrosione, e nella rimozione di acido solfidrico (H_2S). Successivamente si avvia il processo di raffinazione che consente l'arricchimento in metano, che può avvenire applicando varie tecnologie basate su diversi principi fisici e chimici. I metodi attualmente utilizzati sono: l'adsorbimento a pressione oscillante o PSA, il lavaggio con acqua a pressione o PWS, il lavaggio con solventi organici, membrane o con monoetanolammina, MEA. I principali processi di upgrading (Petersson and Wellinger 2009), sono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 10. Principale processi di upgrading

Absorbimento fisico con lavaggio ad acqua (PWA-Pressurised Water Scrubbing)
Absorbimento chimico con soluzioni di ammine
Adsorbimento PSA- Pressure Swing Adsorption
Processi di separazione con membrane – Gaspermeation
Trattamenti criogenici

Durante la fase di pressurised water scrubbing, il biogas viene compresso e convogliato in un serbatoio di riempimento con flusso di acqua in senso contrario. La CO_2 e l' H_2S sono più solubili del metano in acqua e quindi il biogas sarà ricco di metano e saturo d'acqua. Per ridurre il vapore d'acqua, il biogas successivamente viene essiccato e deumidificato, mentre la CO_2 viene convogliata ad un serbatoio dove la pressione viene ridotta, a volte il processo viene intensificato strippando con aria o operando sottovuoto.

Durante la fase di assorbimento chimico con soluzioni di ammine, il biogas deumidificato e desolforato sale attraverso una torre dove dall'alto verso il basso, scorre una soluzione amminica acquosa che viene spruzzata uniformemente sulla sezione della colonna e sul letto di alcuni corpi di riempimento. I corpi di riempimento hanno una superficie di contatto che favorisce l'interscambio fra lo stato gassoso e lo stato liquido, nel quale il biossido di carbonio, viene assorbito dalla soluzione di lavaggio amminico. Al contrario della CO_2 le molecole di metano, per il loro carattere apolare, non si sciolgono nel liquido di lavaggio e abbandonano la torre come gas, senza rilevanti riduzioni. L'assorbimento di gas acidi è effettuato con solventi alcalini come: etanolammine, monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA), e metildietanolammina

(MDEA) oppure soluzioni di carbonato di potassio. È possibile inoltre separare l'anidride carbonica dal biogas per adsorbimento su letti di carboni attivi o setacci molecolari.

Durante la fase di adsorbimento PSA (Pressure Swing Adsorption), avviene un arricchimento a secco con adsorbimento del metano e della CO₂ all'aumentare della pressione sul filtro molecolare a base di carbone attivo. Gli impianti PSA di solito sono formati da quattro unità di adsorbimento. Il biogas sottoposto ad alte pressioni viene flussato attraverso una prima unità e la CO₂ viene assorbita fino alla saturazione dei carboni molecolari. Per completare la rigenerazione viene applicato il vuoto creando così una pressione negativa.

Per quanto riguarda i processi di separazione con le membrane, ci sono sistemi in fase gassosa o gas-liquido, il liquido può essere un'ammina e, in tal caso, il sistema ha una maggiore selettività. Il sistema funziona basandosi sulle diverse dimensioni che hanno le molecole e quindi sulla diversa permeabilità attraverso la membrana. Altri fattori da considerare sono le differenti pressioni che si creano tra i due lati delle membrane e la temperatura del gas. In questo modo la CO₂ e l'H₂O oltrepassano la membrana mentre il metano viene separato. Alte concentrazioni di metano possono essere raggiunte con più membrane poste in serie.

I trattamenti criogenici si basano sulla compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione. Dopo la rimozione della CO₂, il gas viene raffreddato ulteriormente per condensare anche il metano. Il metano ha un punto di ebollizione pari a -160 °C a pressione atmosferica, mentre per la CO₂ è pari a -78 °C. Pertanto la CO₂ può essere separata dal biogas sotto forma di un liquido, raffreddando il biogas ad elevate pressioni. È difficile fare un paragone tra le diverse tecnologie di upgrading del biogas, perché molti parametri essenziali dipendono fortemente dal contesto locale. Inoltre, le capacità di una certa tecnologia, spesso non rappresentano la scelta più economica. A tale proposito è utile eseguire una dettagliata analisi dei costi specifici attesi e di tenere conto di tutte le tecnologie possibili di upgrading. Nelle seguenti tabelle (Tab. 11 e 12) viene riportata un'analisi comparativa delle diverse tipologie di purificazione e upgrading del biogas in base ai parametri tecnico-operativi (Bekkering, Broekhuis, and van Gemert 2010; Hullu et al. 2008; Persson 2003). Per quanto riguarda le valutazioni economiche, si nota che i costi specifici diminuiscono al crescere delle dimensioni dell'impianto. I costi specifici diminuiscono inoltre passando da impianti operanti prevalentemente con colture energetiche dedicate a impianti operanti prevalentemente con reflui zootecnici, a causa della diminuzione dei costi del substrato che viene utilizzato.

Tabella 11. Confronto tra tipologie di upgrading in base alle caratteristiche operative

Parametri	Scrubbing ad acqua	Scrubbing Amminico	PSA	Tecnologia a membrane
Contenuto di CH₄ [% vol.]	96-98	97-99	96-98	96-99
Recupero di CH₄ [%]	98	99,9	98	80-99,5
Pressione di consegna [bar]	4-8	< 1	4-7	7-16
Desolforazione preliminare	no	sì	sì	sì
Richiesta energia elettrica [kWh _{el} /m ³ biogas]	0,23	0,13	0,24	0,23
Richiesta calore [kWh _{th} /Nm ³ biogas]	-	0,6 a 160°C	-	-
Costi specifici di investimento [€/ (m ³ /h) biometano]				
per 100m ³ /h biometano	10.000	9.000	10.000	8.000
per 250m ³ /h biometano	5.500	5.000	5.500	5.500
per 500m ³ /h biometano	3.500	3.500	3.700	4.000
Costi operativi [ct/m ³ biometano]				
per 100m ³ /h biometano	13	15	13	13
per 250m ³ /h biometano	10	12	10	10
per 500m ³ /h biometano	8	11	9	9

Tabella 12. Vantaggi e svantaggi delle tipologie di upgrading in base alle caratteristiche operative

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	Lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Lavaggio fisico con solventi organici	Metodi di separazione tramite membrane
Vantaggi	BM con >97% di CH ₄ [I] Basse richieste energetiche [I] Basso livello emissioni [I] Assorbimento di N ₂ e O ₂ [I]	Rimozione di gas e particolati [I] Elevata purezza del BM [I] Elevata resa produttiva di BM [I] Tecnica semplice e consolidata: non richiede speciali attrezzature o chemicals [I], [III] Neutralizzazione di gas corrosivi [I]	Rimozione pressoché completa di H ₂ S [I] Elevata resa produttiva di BM [III]		Compatto e leggero in peso [I] Basso costo di manutenzione [I] Basse richieste energetiche [I] Processo semplice [I] Trattamento primario relativamente a basso costo [III]
Svantaggi	Necessaria fase addizionale e complessa di rimozione di H ₂ S [I] Eventuali problemi di malfunzionamento valvole [II] Alti costi di investimento [III] Complessità di controllo [III] Minore resa produttiva rispetto al lavaggio chimico [III] Difficoltà di reperire ditte per progetti a scala aziendale [III]	Limitazione nell'assorbimento di H ₂ S a causa delle variazioni di pH [I] H ₂ S danneggia le attrezzature [I], [III] Richiede elevati quantitativi di acqua, anche con processo di rigenerazione [I], [III] Intasamento colonne di assorbimento → < CH ₄ nel BM e CH ₄ in atmosfera [II], [III]	Rimozione di un unico componente nella colonna [I] Catalisi costosa [I] Riduzione dei costi contenuta per impianti di grande capacità [III] Elevati costi operativi per complessità processo, richiesta energetica per rigenerare la soluzione, costi sostituzione fluido, costi pompe [III]	Contenuto di acqua unita al solvente troppo elevato → < CH ₄ nel BM [II]	Relativamente bassa produzione di CH ₄ [I] Necessario inserire fase di rimozione di H ₂ S [I], [III] Membrane possono essere costose [I] Membrane devono essere sostituite periodicamente (operazioni routinarie) [III]

Oltre al biogas, dal processo di digestione anaerobica si ottiene anche il digestato, una miscela di frazione solida e liquida, definito come un co-prodotto. Quando esso viene prodotto dalla digestione esclusiva di biomasse non contaminate può essere reimpiegato come ammendante dei terreni, in alternativa dei fertilizzanti chimici, come previsto dalla direttiva 91/676/CEE, più nota come Direttiva nitrati, recepita in Italia con Decreto legislativo n. 152 del 11 maggio 1999, che mira a proteggere le acque dolci superficiali e le acque sotterranee dall'inquinamento da nitrati proveniente da fonti agricole.

I principali elementi di criticità che devono essere considerati per favorire il rapido sviluppo di una filiera del biogas-biometano riguardano: l'applicazione del Decreto del 5 dicembre 2013 sulle modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale, la necessità di favorire l'utilizzo di biomasse locali con il massimo risultato in termini di incremento del contenuto in carbonio nei suoli e, in generale, di riduzione delle emissioni di gas serra, inoltre, la consapevolezza che lo sviluppo di impianti sia elemento di integrazione e non di competizione con le filiere agricole tradizionali già esistenti (Piccinini e Vismara, 2011).

6. 2 STUDIO DI FATTIBILITÀ

La costruzione di un impianto all'interno di una filiera energetica richiede che venga fatto uno studio preliminare, per valutare la fattibilità tecnica, economica e ambientale. In tale ambito, è di fondamentale importanza considerare tutte le fasi del processo: la scelta della matrice oggetto della trasformazione, specie se basata su tecnologie innovative e/o combustibili non tradizionali, l'alloggiamento dell'impianto, il funzionamento, i costi, i benefici e l'impatto ambientale mediante strumenti di simulazione e sulla base dei dati a disposizione. Inoltre, la crescente domanda di biocombustibili e la necessità di abbattere i costi legati all'utilizzo degli stessi, ha incentivato gli studi di fattibilità per la loro produzione sul territorio nazionale, al fine di ridurre i costi legati al trasporto e al recupero di scarti di lavorazioni industriali e agricole.

6. 2. 1 ANALISI TECNICA, ECONOMICA E AMBIENTALE

Nel presente elaborato verranno descritte le fasi dello studio di fattibilità con riferimento alla valutazione della sostenibilità tecnica, ambientale, ed economica (analisi costi-benefici), tale studio tiene conto dei seguenti aspetti:

- Inseribilità dell'impianto nell'azienda;
- Dimensionamento dell'impianto e dei relativi accessori tecnologici di gestione e controllo;
- Disponibilità e stoccaggio delle biomasse;
- Modalità di conversione energetica;
- Analisi di impatto ambientale e dell'investimento.

Nello specifico per quanto riguarda l'analisi economica è importante considerare i flussi di cassa, ovvero la differenza tra benefici e costi, e il modo in cui essi si distribuiscono nel tempo. I flussi di cassa vengono calcolati considerando le voci passive e attive rispettivamente elencate di seguito.

Voci passive:

- Costi relativi alla realizzazione dell'impianto;
- Costi relativi alla produzione e/o approvvigionamento delle biomasse;
- Manodopera relativa alla gestione delle biomasse;
- Manodopera relativa alla gestione ordinaria dell'impianto;
- Manutenzione ordinaria e straordinaria delle attrezzature connesse alla filiera impiantistica;
- Affitto e/o concessione per terreni aggiuntivi;
- Assistenza tecnica.

Voci attive:

- Vendita di energia elettrica al gestore della rete;
- Valorizzazione dell'energia autoprodotta;
- Incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Il sistema utilizzato per valutare l'investimento di un impianto si basa sul calcolo di alcuni indici finanziari e di bancabilità, come il Valore Attuale Netto (VAN), il Tempo di ritorno o Break even point (BeP) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR). Tale sistema viene usato per valutare tutti gli investimenti di carattere energetico. Il VAN definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa, non solo sommandoli contabilmente ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento. Il VAN rappresenta il capitale totale che rimane all'imprenditore, dopo avere pagato tutti i costi di produzione e di investimento. Con la stima del VAN si può valutare quanto rende l'investimento, tale indice è rappresentato dalla formula seguente:

$$VAN = F_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

dove:

F_t = flusso di cassa in ciascun periodo t

r = tasso di sconto (WACC)

F_0 = flusso di cassa iniziale

T = orizzonte temporale di valutazione

Il BeP rappresenta il numero di anni necessario a ripagare il costo sostenuto dalla realizzazione di un impianto ed è dato dalla differenza tra i costi fissi e i ricavi meno i costi variabili.

Il TIR invece, esprime l'interesse al quale l'operazione remunera la somma investita, indica inoltre la propensione al rischio dell'imprenditore: quanto più è elevato il rischio dell'investimento tanto più il TIR deve essere elevato. Il tasso interno di rendimento permette quindi, di stimare con precisione quanto rende un progetto.

Si aggiungono inoltre gli indici di bancabilità come, il *Debt Service Cover Ratio (DSCR)* e il *Loan Lite Cover Ratio (LLCR)*, permettono di valutare la copertura annuale e nel tempo delle rate del finanziamento ottenuto per la realizzazione di un impianto.

Il *DSCR* è dato dal rapporto tra il flusso di cassa in un dato anno e il debito totale dell'anno (quota capitale e quota interessi):

$$DSCR = \frac{FC_t}{K_t + I_t}$$

dove:

I_t è la quota interessi, K_t è la quota capitale e FC_t è il flusso di cassa.

Il $LLCR$ è riferito all'intera vita del debito ed è dato dal rapporto tra il valore attuale netto dei flussi di cassa e il valore del debito.

$$LCR = \frac{\sum_{t=s}^{s+n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}}{D_s}$$

Nella formula sopra indicata, r rappresenta il tasso di sconto, FC_t sono i flussi di cassa nel periodo t , s rappresenta il momento in cui la valutazione viene effettuata e D_s il valore del debito residuo in quel momento. Infine n rappresenta l'orizzonte temporale di pianificazione.

Per lo studio dell'impatto ambientale è necessaria una stima della CO_2 prodotta, delle emissioni in atmosfera, nelle acque, nel suolo e talvolta anche una valutazione dell'impatto urbanistico e paesaggistico. Tale impatto verrà esplicitato successivamente mediante lo studio LCA.

6. 2. 2 STUDIO LCA

L'incremento della produttività industriale ha provocato un aumento proporzionale dell'inquinamento con effetti disastrosi sugli ecosistemi. Si è reso pertanto necessario passare dallo studio degli elementi che costituiscono i processi produttivi ad un approccio basato su una visione generale dell'intero apparato industriale o ciclo produttivo. Nasce così il Life Cycle Assessment (o analisi del ciclo di vita, LCA). L'LCA è uno studio standardizzato che permette di valutare e quantificare, attraverso un'analisi oggettiva, i carichi energetici ed i potenziali impatti ambientali che possono derivare da una o più fasi del ciclo di vita di prodotti e/o servizi (ad esempio, estrazione di materie prime, produzione, trasporto, utilizzo e smaltimento). Più precisamente, la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) ha proposto nel 1993 quella che, ad oggi, è la definizione più utilizzata su scala globale per identificare l'LCA. La SETAC definisce l'analisi del ciclo di vita come “un processo per identificare i carichi ambientali associati ad un prodotto, processo o attività, passando dall'estrazione e trasformazione delle materie prime, fabbricazione del prodotto, trasporto e distribuzione, utilizzo, riuso, stoccaggio, riciclaggio, fino alla dismissione”.

Questo studio comincia a riscuotere successo in Europa negli anni '90 come sistema per la tutela dell'ambiente, che può avvenire facendo un'analisi del ciclo di vita di ogni singolo bene di cui l'essere

umano usufruisce, in modo tale da individuare le fasi che hanno un maggiore impatto sull' ambiente. In quest'ottica, l'LCA è ad oggi l'unico strumento, grazie alla standardizzazione operata attraverso le norme ISO, in grado di dare risultati oggettivi e scientificamente validi che possano misurare le prestazioni ambientali di una filiera. Nel 1997, è sorta la prima norma ISO, la 14040 Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework (ISO 2006a, 2006b), aggiornata nel 2006 e integrata nello stesso anno con la norma ISO 14044 Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines, al fine di standardizzare le procedura e le analisi da svolgere. Successivamente l'UE ha incentivato l'analisi del ciclo di vita e secondo la COM (2003)302 CE, riguardante la Politica Integrata dei Prodotti, lo ha reso necessario, tra i cinque principi fondamentali delle politiche integrate di prodotto (Integrated Product Policy, IPP). Grazie alle IPP, infatti, le piccole e medie imprese (PMI, aziende con un numero di dipendenti < 250) sono incentivate ad realizzare e utilizzare prodotti e/o servizi a basso impatto ambientale nell'ottica di una trasformazione delle catene produttive che diventano eco-friendly, aiutando così l'economia e migliorando le proprie prestazioni, soprattutto in termini ambientali. Nel 2008 la Commissione Europea ha emanato una nuova Comunicazione, la COM (2008)397 CE, che si interessa di "Produzione e consumo sostenibili", sottolineando l'importanza di uno sviluppo sostenibile poiché produzione e consumo contribuiscono al riscaldamento globale, all'inquinamento e allo sfruttamento intensivo delle risorse.

Fasi dell'LCA

L'LCA, come descritto dalla ISO 14040, consta di quattro fasi distinte (Fig. 9):

- Definizione dell'obiettivo e campo di applicazione (Goal and scope definition);
- Analisi di inventario (Life Cycle Inventory, LCI);
- Valutazione di impatto (Life Cycle Impact Assessment, LCIA);
- Interpretazione dei risultati.

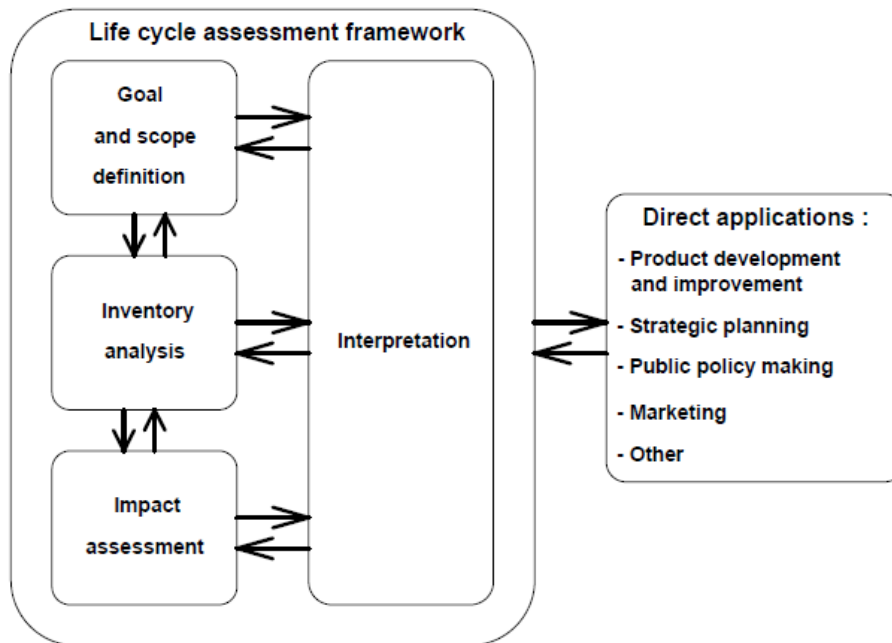


Figura 9. Rappresentazione delle fasi dell'LCA e sue applicazioni (ISO 14040)

Definizione dell'obiettivo, campo di applicazione e confini del sistema

In questa fase preliminare vengono fissati gli obiettivi, le motivazioni dello studio, la tipologia di pubblico a cui esso è rivolto e il campo di applicazione, ovvero il sistema prodotto oggetto di studio, l'unità funzionale ed il flusso di riferimento, i confini del sistema e la qualità dei dati (primari, secondari e terziari). Gli elementi essenziali sono rappresentati dall'unità funzionale, ovvero la quantità di prodotto a cui riferire l'intero studio e la definizione dei confini del sistema, ovvero quali processi, fasi ed attività includere nello studio. Le tipologie di confini (boundary) che si possono adottare vengono distinte in:

- From cradle to grave – dalla culla alla tomba: rappresentano tutte le fasi facenti parte di un processo produttivo, dall'estrazione delle materie prime, allo smaltimento del bene prodotto;
- From cradle to gate – dalla culla al “cancello”: rappresenta l'insieme dei differenti impatti che derivano dall'utilizzo di materie prime diverse, escludendo la distribuzione, l'uso, lo smaltimento e il fine vita;
- Gate to gate – da “cancello a cancello”: rappresentano solamente i processi che avvengono all'interno dell'azienda (fase produttiva). Si utilizza questa metodica per esaminare le prestazioni ambientali di unità di processo differenti, partendo dalle stesse materie prime e ottenendo il medesimo prodotto;
- Zero burden: è riferito ai sistemi di gestione di rifiuti, dal momento in cui il rifiuto assume tale definizione, includendo i processi di trattamento fino al definitivo smaltimento.

Il confine del sistema definisce i processi unitari da includere nel sistema stesso. Partendo dalle fasi del ciclo di vita, occorre specificare:

- Le ipotesi che sottintendono alle scelte effettuate;
- I criteri di esclusione utilizzati;
- I modelli utilizzati.

Il sistema viene descritto mediante un digramma di flusso del processo che indica i processi unitari e le loro interrelazioni. Tale diagramma sarà composto da sequenze di processi collegati da flussi di materiali. Per la maggior parte dei sistemi industriali, è prevista l'individuazione dei maggiori processi e gli interventi ambientali correlati. Tali processi sono di seguito elencati:

- Produzione principale;
- Produzione secondaria o co-prodotto;
- Produzione dei materiali ausiliari;
- Produzione di energia;
- Consumo di energia;
- Trasporti;
- Trattamento rifiuti.

Rispettivamente ciascun processo rappresenta, la fase di produzione prioritaria di un prodotto, la fase secondaria che avviene durante la fase produttiva principale, fasi di produzione ausiliarie (estrazione, produzione delle materie prime, consumi, riciclaggio e gestione dei rifiuti), la produzione di energia sotto forma di calore o elettricità, i consumi, i mezzi di trasporto usati, la quantità di prodotto trasportato per chilometro ed il trattamento degli scarti di lavorazione.

Analisi di inventario

La fase di LCI, consiste nella raccolta dati di input e output e dei relativi procedimenti di calcolo (ISO 14044). Una volta che si è schematizzato il processo, si passa alla raccolta dei dati qualitativi e quantitativi. Questi saranno di due tipi: quelli che si riferiscono ai flussi d'ingresso (input) e quelli corrispondenti alle uscite (output). Tra gli input sono incluse le materie prime utilizzate, l'energia termica ed elettrica che alimentano i processi, gli output, invece, rappresentano i prodotti in uscita durante e/o alla fine del processo, tra cui le emissioni in aria, acqua e suolo.

Le macro-categorie, nelle quali i dati possono essere classificati, sono:

- Elementi in ingresso dell'energia, materie prime in ingresso, materiali ausiliari o altre entità fisiche in ingresso;
- Prodotti, co-prodotti e rifiuti;
- Rilasci in aria, nell'acqua e nel suolo;
- Altri aspetti ambientali.

I dati da utilizzare nella fase di inventario possono essere:

- Primari: raccolti direttamente in campo e relativi al processo produttivo in esame;
- Secondari: contenuti nei database di LCA;
- Terziari: contenuti in manuali, pubblicazioni scientifiche ed enciclopedie.

La ISO 14044 prescrive l'utilizzo dapprima di dati primari e, in loro mancanza, l'utilizzo gerarchico dei secondari e dei terziari. Un elemento importante che caratterizza questa fase è l'allocazione, ovvero la ripartizione nel sistema dei flussi in entrata e in uscita, e secondo la ISO 14044 ne esistono due tipologie che si basano su:

- Relazioni di caratteristiche fisiche (o allocazione di massa, energia e altre proprietà fisiche intrinseche ai prodotti);
- Valore economico: la ripartizione viene fatta sulla base del prezzo dei prodotti che ne determina il maggiore impatto.

I flussi di materia ed energia devono essere allocati ai differenti prodotti secondo procedure chiaramente definite. Di seguito si riportano delle fasi per risolvere i problemi di allocazione:

- Fase 1: ove possibile si dovrebbe evitare l'allocazione mediante la divisione in unità di processo da allocare in due o più sotto processi;
- Fase 2: dove l'allocazione non è evitabile, si devono impiegare relazioni fisiche chiare (in base alla massa, al volume, ecc.);
- Fase 3: se le relazioni fisiche non sono chiare usare altre relazioni, per esempio il valore economico dei co-prodotti.

Valutazione di impatto

Secondo la ISO 14044, la fase di valutazione di impatto, ha lo scopo di comprendere e valutare la significatività dei potenziali impatti ambientali durante l'intero ciclo di un prodotto. Inizialmente tutti

i prodotti vengono raggruppati in categorie di impatto (acidificazione, riscaldamento globale, eutrofizzazione, assottigliamento dello strato di ozono stratosferico, cambio di uso del suolo, consumo di risorse non rinnovabili, ecc.). Ciascuna di queste categorie diviene più specifica, in riferimento ad un fattore di caratterizzazione (o fattore di equivalenza, utilizzato per esprimere le emissioni o il consumo di risorse della categoria d'impatto considerata), calcolato per il periodo temporale a cui ci si riferisce. A titolo esemplificativo viene utilizzato il potenziale di riscaldamento globale, espresso in CO₂, il composto di riferimento per questa categoria di impatto è la CO₂ che si assume abbia un Global Warming Potential (GWP) = 1. Prendendo come esempio il metano, esso ha un GWP 25 volte maggiore rispetto alla CO₂, su un periodo di 100 anni (Solomon, S. et al. 2007). Ciò significa che 1 molecola di CH₄ riesce a trattenere una quantità di calore pari a 25 molecole di CO₂. Quindi, se le emissioni di metano risultano essere pari ad 1 kg, allora la stessa emissione dovrà essere espressa come una emissione pari a 25 kg CO₂.

Le categorie di impatto si suddividono in midpoints ed endpoints, la differenza sta nel fatto che le prime sono misurate secondo unità di sostanze equivalenti senza che queste siano associate all'effetto su un determinato target (es. salute umana, ecosistemi, ecc.); le seconde, invece, sono espresse mediante indicatori aventi una propria unità di misura associati ad uno specifico effetto, come può essere la tossicità umana (Ecorutour, 2010).

Interpretazione dei risultati

L'interpretazione dei risultati è la fase finale di ogni studio LCA. Consiste nel rappresentare, anche grazie all'ausilio di grafici, quelli che sono i dati risultanti dall'LCI e dall'LCIA. Tale fase definisce e migliora l'affidabilità e l'attendibilità dei risultati di tale studio. Durante questa fase viene eseguito un controllo di completezza, il quale garantisce che tutte le informazioni e i dati pertinenti necessari all'interpretazione, siano disponibili e completi, un controllo di sensibilità che valuta l'attendibilità dei risultati finali e un controllo di coerenza che determina se le ipotesi, i metodi e i dati siano coerenti con l'obiettivo e il campo di applicazione dello studio.

È importante sottolineare che il LCA, come tutte le metodologie basate sul confronto, non propone una soluzione assoluta, ma identifica un insieme di alternative che permettono di decidere e scegliere la migliore tipologia di azione. Il presente studio è stato condotto in osservanza delle norme ISO 14040, ISO 14044 nonché dell'International Reference Life Cycle Data System (ILCD), la valutazione è stata fatta mediante il software OpenLCA 1.10 attraverso il database di riferimento Ecoinvent 3.1.

6. 3 DETERMINAZIONE DELLE CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DELLE BIOMASSE E DEI PRODOTTI ENERGETICI

La sperimentazione condotta tramite test di laboratorio, ha riguardato prevalentemente la caratterizzazione chimico-fisica delle biomasse finalizzata al loro impiego nei processi di trasformazione energetica. Inoltre, in seguito ai test sulla caratterizzazione delle matrici oggetto di conversione, sono state anche eseguite indagini sulla composizione dei prodotti energetici ottenuti. Le biomasse provenienti dal comparto agricolo e forestale possono essere estremamente differenti dal punto di vista chimico-fisico, pertanto tali parametri possono avere un peso notevole sulla scelta del tipo di processo di trasformazione e sulle problematiche che si possono avere nelle varie fasi della filiera. Il recupero delle biomasse residuali per la produzione e la valorizzazione di colture dedicate tramite l'utilizzo di scarti agricoli, offre significativi vantaggi ambientali in termini di produzione di calore e energia, di mitigazione degli impatti ambientali e di potenziale riduzione dei gas a effetto serra. I sistemi di trasformazione energetica delle biomasse, nel rispetto del bilancio energetico delle filiere sfruttano anche combustibili meno nobili, di tipo rinnovabile, quali le biomasse di scarto provenienti dalle operazioni agronomiche, agroalimentari e di lavorazione industriale.

La biomassa oggetto di studio e i prodotti di reazione, sono stati preliminarmente essiccati e triturati al fine di operare con campioni finemente polverizzati, effettuando un primo passaggio con mulino a coltelli Retsch SM 100 e, successivamente, un'ulteriore raffinazione utilizzando un mulino centrifugo Retsch ZM 200. I campioni sono stati caratterizzati per la valutazione dei parametri fisici (tenore di umidità e contenuto in ceneri).

Il tenore idrico è stato determinato mediante stufa Memmert UFP800, secondo la norma UNI EN ISO 18134-1:2015. In particolare, il campione di biomassa è stato essiccato a 105 ± 2 °C e il tenore idrico è stato calcolato tenendo conto della perdita di peso del campione in seguito all'essiccazione dopo 24 h. Il contenuto in ceneri è stato determinato mediante forno a muffola Lenton EF11/8B secondo la norma UNI EN ISO 18122:2016. Il campione (1g) è stato posto in un crogiuolo di ceramica e poi inserito nel forno. La temperatura del forno è impostata con due differenti gradienti termici relativi a due step: il primo fino a 250°C per un'ora a 6°C/min e il secondo da 250°C a 550°C per due ore a 10°C/min. Per la valutazione dei parametri chimici, vengono determinati il potere calorifico superiore (HHV), inferiore (LHV), e il contenuto di carbonio (C), idrogeno (H), azoto (N) e zolfo (S). Il potere calorifico superiore (HHV) è stato determinato mediante calorimetro Anton Paar 6400, secondo la normativa UNI EN ISO 18125: 2018. Il campione è stato preparato sotto forma di pasticca di circa 1g mediante una pressa (pellet press) e successivamente inserito nel calorimetro. Il campione

è stato collegato tramite un filo di cotone agli elettrodi per l'innesco della reazione di combustione in atmosfera ossidante ad alta pressione. Il potere calorifico inferiore (LHV) è stato calcolato secondo un algoritmo, la cui formula tiene conto del potere calorifico superiore e del contenuto di idrogeno, secondo la stessa norma sopra citata. In merito alla valutazione del potere calorifico, nel caso della combustione della biomassa, è doveroso precisare perché viene considerato il potere calorifico inferiore. L'acqua di reazione, che si crea nel processo dalla combinazione di ossigeno e idrogeno, può essere resa disponibile in uscita sia nello stato liquido che in quello gassoso. Sulla base di queste considerazioni si possono definire due tipi di potere calorifico:

- superiore (PCS) riferito all'acqua di reazione allo stato finale di liquido nei prodotti di combustione;
- inferiore (PCI) riferito all'acqua di reazione allo stato finale di vapore nei prodotti di combustione.

Il potere calorifico superiore è poco interessante e, ai fini pratici, viene adoperato più comunemente quello inferiore, che si calcola sottraendo al PCS il calore di condensazione dell'acqua che si forma durante il processo di combustione. Il potere calorifico inoltre è strettamente legato al contenuto idrico in quanto parte dell'energia liberata dalla combustione viene spesa per l'evaporazione dell'acqua presente nel combustibile, e quindi non è utilizzata per l'uso termico desiderato.

La composizione elementare in termini di C, H, N, S, è stata determinata mediante analizzatore elementare Costech ECS 4010 CHNS-O, secondo la norma UNI EN ISO 16948:2015. Capsule di stagno contenenti pochi mg di campione sono state preparate e quindi inserite nell'analizzatore tramite autocampionatore pneumatico. Il contenuto di ossigeno (O) è stato calcolato per differenza su base secca. L'analisi elementare ha permesso, infine, di calcolare il rapporto molare C/N.

Studio e analisi dei prodotti energetici

Biochar

L'utilizzo del biochar rappresenta una tecnica efficace per la mitigazione dei cambiamenti climatici in quanto considerata come *carbon negative*, ovvero in grado di sequestrare più carbonio di quanto ne venga emesso per produrre energia. L'interesse verso il biochar deriva dalle sue proprietà ammendanti, oltre a contenere valori di carbonio prossimi al 90%, la sua porosità aumenta la ritenzione idrica e la sua capacità adsorbente consente di trattenere gli elementi nutritivi che

rimangono più a lungo disponibili per le piante, migliorando la fertilità e la struttura del terreno. La capacità di scambio cationico ed il pH del suolo, aumentano in presenza di biochar, così come l'adsorbimento di contaminanti organici e inorganici. Molti studi hanno dimostrato alcuni effetti positivi dell'applicazione del biochar sulla produttività agricola attraverso la riduzione del fabbisogno di acqua e dell'uso di fertilizzanti, ponendo le basi per una buona gestione della sostenibilità ecologica. La struttura compatta e stabile del biochar determina una scarsa degradazione da parte dei microrganismi del suolo. In questo modo, essendo trattenuto nel terreno, viene evitata la dispersione del carbonio in atmosfera sotto forma di CO_2 , e allo stesso tempo si ha una sensibile riduzione delle emissioni di N_2O .

Il principale metodo di produzione del biochar è la pirolisi, ovvero la decomposizione termochimica (con temperature superiori ai 300°C) di materiali organici, mediante l'applicazione di calore. La pirolisi origina un residuo carbonioso solido (char), un liquido nero viscoso (tar) e una miscela gassosa composta sostanzialmente da CO e H_2 (syngas). Il processo dopo l'apporto di calore iniziale si autoalimenta, portando alla formazione di quantità minime anidride carbonica.

Per la produzione del biochar è stato utilizzato un reattore di pirogassificazione sperimentale di tipo *up-draft*, progettato e realizzato nell'ambito della collaborazione CREA-IT/UNITUS, e concepito per la produzione esclusiva di biochar (Fig. 10).

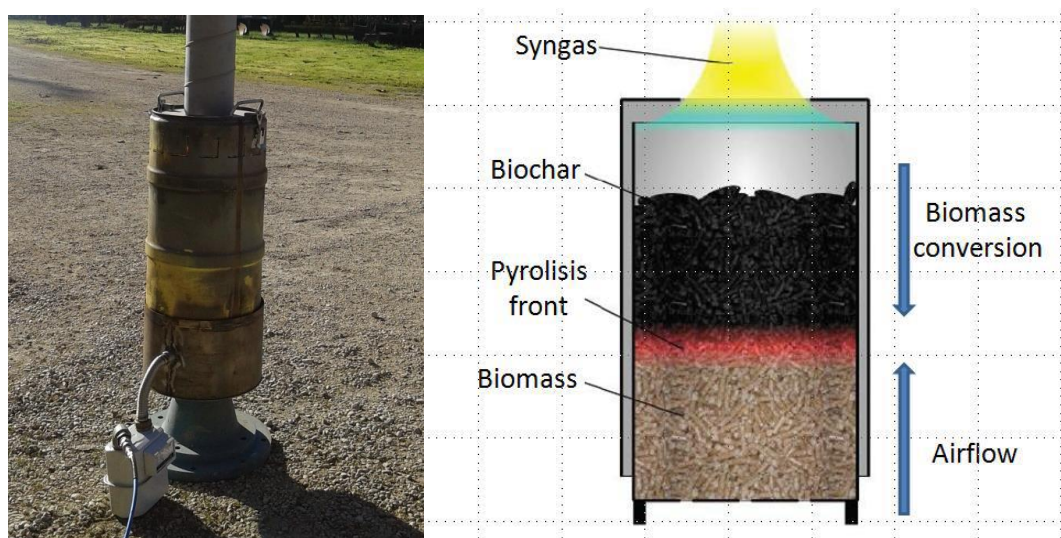


Figura 10. Rappresentazione schematica del prototipo di pirogassificazione impiegato per la produzione di biochar

In questo tipo di reattore, la biomassa viene caricata dall'alto mentre l'aria viene aspirata per mezzo di un ugello nella parte centrale del corpo del reattore. Nella parte inferiore del reattore è presente una griglia al di sotto della quale viene depositato il carbone durante il processo. Internamente il reattore

è costituito da una struttura che si restringe in prossimità dell'ingresso di una presa d'aria, generando una strozzatura. Le prove sono state condotte con aria come agente ossidante.

Syngas

La gassificazione è un processo di degradazione termica che avviene a temperature elevate (superiori a 700-800°C), in presenza di un agente ossidante, tipicamente aria (ossigeno) o vapore e converte la biomassa in un gas combustibile che viene definito *gas di sintesi* (syngas). Il tipo di biomassa, l'agente ossidante, il tipo di gassificatore e le condizioni operative come temperatura, pressione e flusso dell'agente ossidante, influenzano la composizione ed il potere calorifico del syngas. Le prove di gassificazione sono state effettuate mediante un reattore downdraft a letto fisso in acciaio inossidabile con caricamento manuale della biomassa dall'alto. La struttura del reattore downdraft e i flussi di biomassa, aria e syngas sono mostrati in Fig. 11.

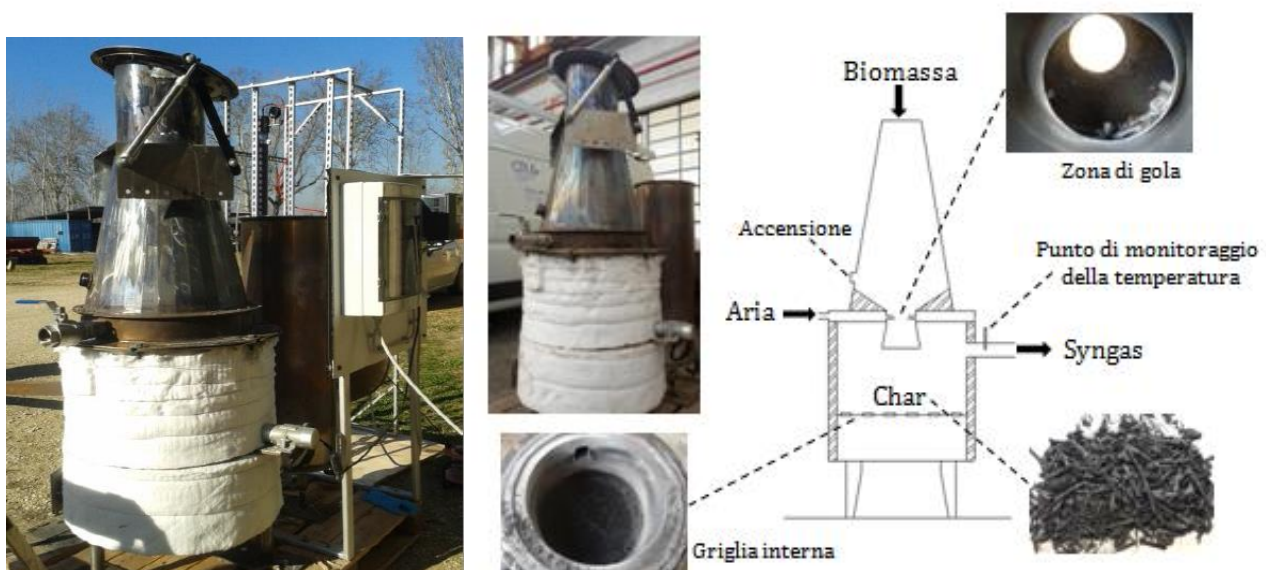


Figura 11. Rappresentazione schematica del prototipo di gassificatore impiegato per la produzione di syngas.

Biogas

Il biogas è una miscela di gas i cui componenti principali sono CH_4 e CO_2 (85-40% e 15-60%, rispettivamente), possiede un alto potere calorifico e può essere convertito energeticamente. Il biogas è il frutto della degradazione, in assenza di ossigeno (digestione anaerobica) di varie sostanze organiche ad opera di batteri. Durante la digestione anaerobica, l'energia racchiusa nei legami chimici è poi rilasciata e immagazzinata principalmente in metano (CH_4), anidride carbonica (CO_2), e altre

sostanze presenti in minor percentuale come ossido di carbonio, azoto, idrogeno, idrogeno solforato. La sua composizione è molto varia, sia come componenti sia come peso relativo di ognuno di questi. La peculiarità del biogas sta nel fatto che è un buon combustibile, anche se prima di poter essere riutilizzato ad esempio per il trasporto, richiede una purificazione. Nell'ultimo decennio, la produzione di biogas attraverso la digestione anaerobica è diventato un approccio consolidato per il recupero energetico di diversi tipi di biomassa, tra cui quella agricola e zootecnica come sottoprodotti, fanghi di depurazione, rifiuti alimentari e colture energetiche, pertanto rappresenta una delle fonti alternative più utilizzate per la produzione di energia rinnovabile. Le potenzialità del biogas sono svariate e produrlo attraverso gli scarti alimentari o dell'agricoltura costituisce un grande vantaggio. Oltre ai benefici, gli impianti che producono biogas hanno anche degli svantaggi (Fig. 12) e talvolta possono comportare impatti negativi sull'ambiente.

Vantaggi	Svantaggi
✓ Flessibile: è usato per la produzione di energia elettrica, di calore, come carburante nei trasporti e il biometano può essere immesso nella rete nazionale di distribuzione del gas. ✓ Fonte rinnovabile e programmabile: contribuisce alla riduzione delle emissioni ed è assimilabile al gas naturale. ✓ Sostenibile: sfrutta, smaltisce e converte materie di scarto altrimenti destinate in discarica. ✓ Incentivi: come fonte rinnovabile gode degli incentivi, gestiti dal GSE, sotto forma di ricompensa economica per la produzione di energia elettrica. ✓ Economia circolare: lo scarto diventa risorsa, migliorando la sostenibilità ambientale della filiera e incrementando il reddito degli agricoltori.	✗ Impatto ambientale: impianti di produzione sono rumorosi e maleodoranti con un impatto non indifferente sul paesaggio. ✗ Consumo di suolo agricolo: occupato dall'impianto e per la coltivazione dedicata da usare direttamente nei digestori; il mais ad esempio ha una resa altissima e è stato prodotto in modo intensivo solo per gli impianti a gas (con uso di concimi chimici e moltissima acqua). ✗ Inquinamento ambientale: se l'impianto non è ben gestito e non viene fatta una corretta manutenzione c'è il rischio di sversamenti, contaminazioni e dispersioni di gas che possono inquinare le falde acquifere o l'aria con fumi e cattivi odori.

Figura 12. Vantaggi e svantaggi del biogas

Biometano

Il biometano è un “gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale”, ottenuto dal processo di purificazione del biogas. Il Biometano è un gas derivato dal biogas che ha subito un processo di upgrading (raffinazione e purificazione) portando la concentrazione di metano

CH₄ a superare il 90%. La componente predominante è la frazione costituita dal metano che ha un potere calorifico inferiore, ad una temperatura di 20°C e una pressione di 1atm, di 50 MJ/kg (Boulamanti et al. 2013).

Il biometano è una fonte di energia rinnovabile che si ottiene da biomasse agricole (colture dedicate, sottoprodotti e scarti agricoli e deiezioni animali), agroindustriali (scarti della filiera della lavorazione della filiera alimentare) e dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU). L'ottenimento del biometano avviene in due fasi: produzione del biogas grezzo, prevalentemente attraverso la digestione anaerobica di biomasse, e successiva rimozione (upgrading) delle componenti non compatibili con l'immissione in rete. Il risultato è un gas combustibile arricchito in metano grazie alla separazione prima, e isolamento poi, degli altri composti gassosi quali il vapore acqueo, l'anidride carbonica e l'acido solfidrico che, generalmente, sono rilasciati in atmosfera o intrappolati da filtri. Il biometano, a seconda della tipologia di upgrading utilizzata e della sua efficienza, può avere contenuti variabili di metano, e mediamente la concentrazione di tale composto è maggiore del 96% in volume (Bauer et al. 2013). Il biometano permette di rispondere agli obiettivi di riduzione delle emissioni sfruttando le reti di gas esistenti e contribuendo a incrementare la produzione nazionale. Questo sviluppo ha anche ricadute positive sul comparto agro-alimentare, promuovendo un modello economico fondato sulla sostenibilità delle risorse. Al pari del gas naturale (metano fossile) il Biometano può:

- Contribuire a ridurre le emissioni di gas serra;
- Essere utilizzato come biocombustibile per veicoli a motore;
- Essere immesso nella rete di distribuzione nazionale;
- Essere trasportato e stoccato per la successiva produzione di energia, anche in luoghi molto distanti dal sito produttivo.

L'uso del biometano come sostituto del gasolio può ridurre significativamente le emissioni di ossidi di azoto, particolato e idrocarburi policiclici aromatici. Il potenziale metanigeno fornisce indicazioni utili sulla capacità di produrre metano e rappresenta la porzione di biomassa che può essere trasformata in esso. Naturalmente, dipende dalla composizione delle biomasse in ingresso ai digestori, ma soprattutto dal loro rapporto C/N. Infatti, quando questo rapporto è elevato, la produzione di metano risulta essere favorita e per questo motivo si usano spesso, in aggiunta alle biomasse vegetali, liquami di origine bovina che hanno un elevato rapporto C/N; la pollina invece ha un rapporto C/N basso che sfavorisce la produzione di composti carboniosi. Inoltre, l'elevato contenuto in azoto potrebbe innalzare troppo il contenuto di questo elemento nel digestato con conseguenti limitazioni nel suo impiego, rigidamente regolato dalla Direttiva nitrati. Per la valutazione del potere metanigeno

a seguito di un'approfondita ricerca bibliografica si è scelto di utilizzare un metodo empirico basato sull'utilizzo della formula di Buswell (Buswell et. al., 1936; Roati et al. 2012) a partire dalla composizione elementare delle matrici analizzate. L'equazione tiene conto della quantità di sostanza organica (espressa dalla formula $C_aH_bO_cN_d$) da sottoporre alla degradazione, e dei prodotti derivati dalla degradazione anaerobica (Achinas and Euverink 2016). Tali valutazioni sono state condotte per il calcolo del potenziale teorico di biometano (TBMP).

Per quanto riguarda il campionamento di biogas e biometano sono state seguite le campagne di monitoraggio in collaborazione con il CRN IIA (Istituto di Inquinamento Atmosferico) presso un'azienda che utilizza fanghi di depurazione in digestione anaerobica per la conversione in biogas e biometano. I campioni di biogas e biometano sono stati raccolti in sacche di campionamento Tedlar rivestite di alluminio e successivamente analizzati in laboratorio mediante Micro GC INFICON.

Digestato

Il residuo della fermentazione è il digestato, un materiale liquido, completamente inodore e ad altissimo valore agronomico, con caratteristiche migliorative, rispetto al materiale di partenza. Il digestato rappresenta il sottoprodotto, o coprodotto, del processo di digestione anaerobica, raramente viene considerato come scarto di produzione e ciò accade quando non può avere un impiego agronomico, ovvero quando è molto ricco in azoto o vi sono inquinanti che non ne permettono lo spargimento al suolo ad esempio metalli. Come accade per il biogas, anche la composizione di questo coprodotto varia in base alla matrice inserita nei digestori. Nel digestato è possibile ritrovare le stesse quantità di azoto contenute nella biomassa in input, scontate dei quantitativi di azoto persi durante i vari processi di trattamento delle biomasse, ad esempio lo stoccaggio. Infatti, la digestione anaerobica riduce, in termini quantitativi, solo la frazione organica di alcuni elementi come il carbonio. Altri elementi, invece, come azoto e fosforo, subiscono solo dei processi di mineralizzazione (Mantovi, 2012), ovvero vengono traslocati dalla componente organica a quella inorganica, e sono soggetti ad immobilizzazione. Considerando ad esempio come matrice in input la pollina, che ha un basso rapporto C/N, da sola o miscelata, oltre ad avere un minore quantitativo di metano in output rispetto all'utilizzo di sole biomasse a più alto contenuto in carbonio, si avrà anche un digestato ricco di azoto che sarebbe difficile da impiegare a causa dell'incompatibilità con la Direttiva nitrati. In uscita dai digestori, il digestato è formato da una frazione solida e una liquida, la frazione solida che rappresenta in media il 10-15% del peso del digestato tal quale (Rossi e Mantovi, 2012), risulta essere arricchita, rispetto alla frazione liquida, ad eccezione dell'azoto ammoniacale che si concentra soprattutto nella forma liquida. La frazione liquida, a seconda del

periodo e delle condizioni del suolo, potrà essere utilizzata ad esempio in fertirrigazione, iniettata direttamente sotto la superficie del suolo limitando le emissioni in aria di azoto, o vaporizzata sulla superficie coltivabile causando però maggiori emissioni in aria. La frazione solida è solitamente sparsa sul terreno.

7. MONITORAGGIO E ANALISI DEI PRODOTTI ENERGETICI

I prodotti ottenuti dai processi di trasformazione (syngas, biochar, biogas e biometano) sono stati caratterizzati al fine di valutarne le proprietà chimico-fisiche, il valore energetico, e la composizione mediante gascromatografia e spettrometrica di massa. L'analisi dei metalli è stata eseguita mediante ICP-MS 7700 Agilent secondo la norma UNI EN 15297:2011 in seguito alla mineralizzazione del campione con microonde Milestone START D.

8. RISULTATI E DISCUSSIONE

Le attività svolte hanno prodotto inizialmente una raccolta dati e un censimento a livello nazionale, sulla disponibilità delle biomasse e sulla presenza di impianti nel territorio nazionale, utili alla valutazione di fattibilità tecnico, economica e ambientale e ad incoraggiare lo sviluppo di filiere agroenergetiche. I dati ottenuti dalla caratterizzazione delle biomasse sono stati poi utilizzati per valutare i parametri discriminanti l'impiego delle stesse nei processi di trasformazione, al fine di nella valutarne la fattibilità ed evidenziarne benefici, criticità ed impatti ambientali.

8.1 RACCOLTA ED ELABORAZIONE DATI

Disponibilità delle biomasse sul territorio nazionale

Al fine di avere informazioni omogenee e standardizzate per tutto il territorio nazionale sono stati raccolti dati sia dalle fonti ISTAT, sia da stime e valutazioni delle principali Associazioni di categorie, su un arco temporale abbastanza lungo da non risentire delle oscillazioni annue. Tale ricerca bibliografica, può consentire una facile individuazione dei distretti potenzialmente interessanti allo sviluppo di filiere agroenergetiche locali. Si riportano nelle tabelle e figure a seguire i valori che

indicano le disponibilità potenziali dei residui agricoli prodotti in Italia, che nel complesso ammontano a circa 12,8 milioni di tonnellate sommando le colture erbacee (circa 9,3 Mt/anno) ed arboree (circa 3,5 Mt/anno).

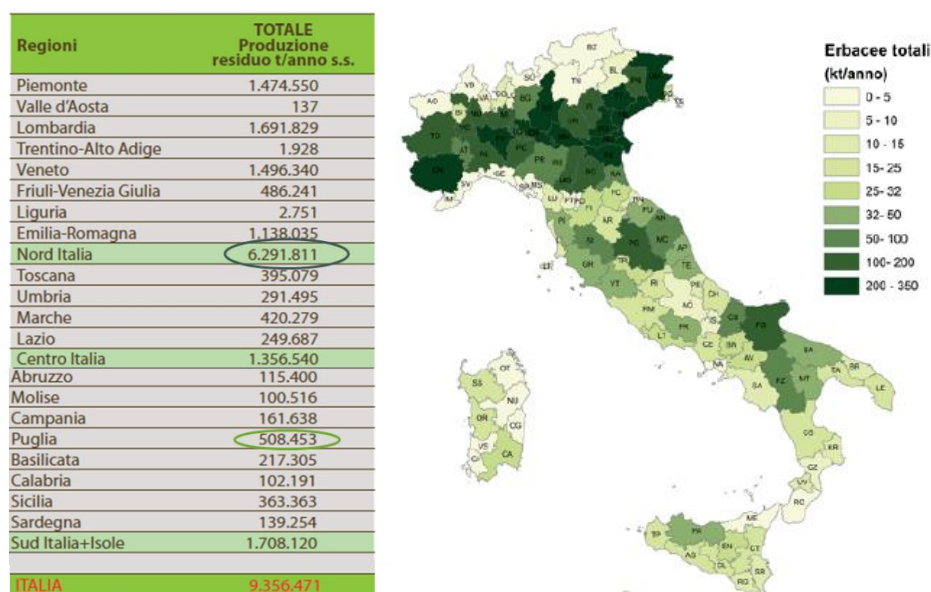


Figura 13. Disponibilità delle biomasse dalle colture erbacee in Italia

Dalla Figura 13 si può notare che gran parte delle produzioni delle colture erbacee sono localizzate tendenzialmente nelle regioni del Nord, mentre per il Sud la regione con maggiore disponibilità è sicuramente la Puglia, pur restando lontana dai livelli produttivi di Lombardia (1,7 milioni di t/anno), Veneto e Piemonte (1,5 milioni di t/anno), ed Emilia Romagna (1,1 milioni di t/anno).

Per le colture arboree maggiormente prese in considerazione come: ulivo, vite, melo, pero, pesco, nettarina, susino, albicocca, agrumi, nocciolo, mandorlo e actinidia, si tiene conto del residuo, rappresentato dalle potature. Di seguito si riportano le stime calcolate circa le disponibilità di residuo prodotto annualmente.

REGIONI	TOTALE Produzione residuo t/anno s.s.
Piemonte	124.710
Valle d'Aosta	1.512
Lombardia	44.213
Trentino-Alto Adige	66.718
Veneto	147.703
Friuli-Venezia Giulia	32.129
Liguria	2.751
Emilia-Romagna	1.138.035
Nord Italia	614.370
Toscana	225.781
Umbria	59.324
Marche	43.796
Lazio	206.165
Centro Italia	535.066
Abruzzo	112.785
Molise	33.245
Campania	229.984
Puglia	775.809
Calabria	323.506
Sicilia	600.724
Sardegna	128.115
Sud Italia+Isole	2.204.167
ITALIA	3.446.212

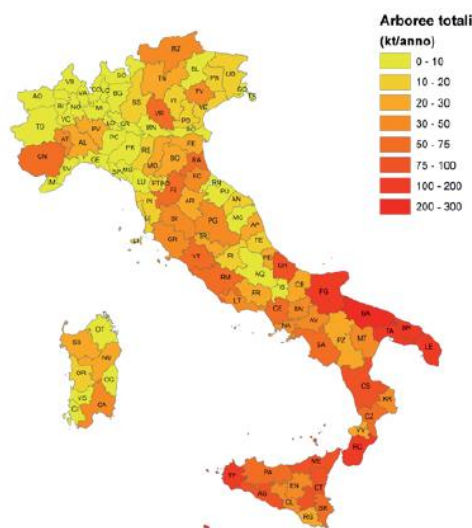


Figura 14. Distribuzione complessiva dei residui di potatura di tutte le colture arboree

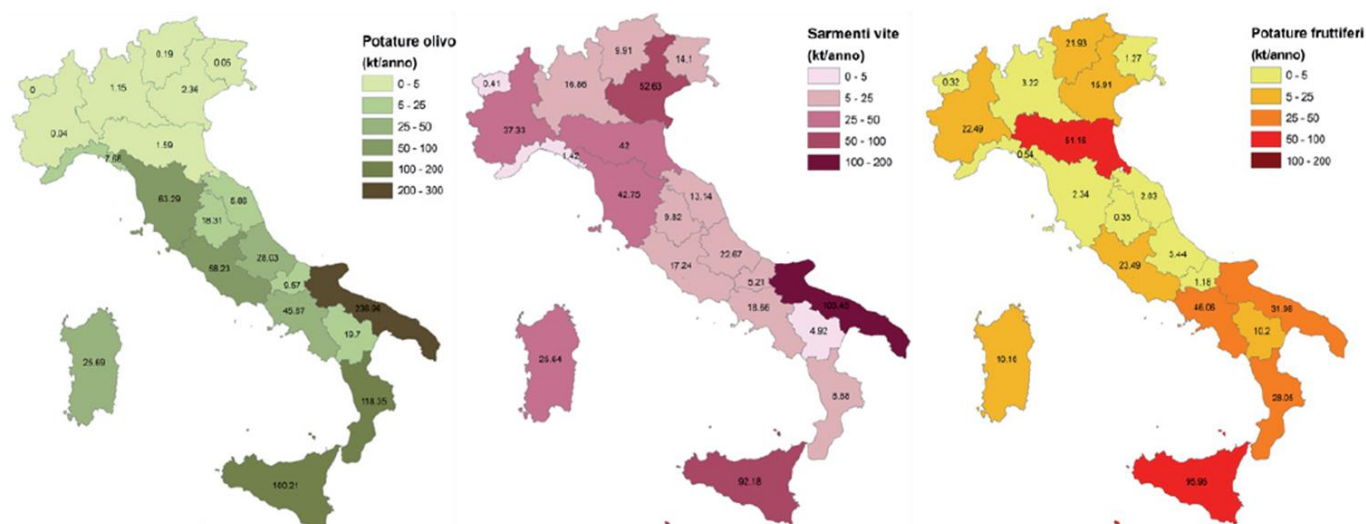


Figura 15. Distribuzione dei residui di potatura degli olivi, delle viti e dei frutteti

Per i residui provenienti da materiale arboreo, la maggiore disponibilità è localizzata nel meridione in particolare per le potature di olivo e vite. Nel Sud primeggia la Puglia (circa 776.000 t/anno) al Centro la Toscana (circa 226.000 t/anno) e al Nord l'Emilia Romagna (circa 197.000 t/anno). Nel complesso, tra residui di colture erbacee ed arboree, il valore stimato si attesta intorno a 5,4 Mt/anno di sostanza secca di cui circa 3,7 Mt tra paglie, stocchi e tutoli e circa 1,7 Mt da potature. Sulla base dei dati raccolti sulle disponibilità di biomasse residuali del settore agricolo, è possibile effettuare delle considerazioni circa i benefici che potrebbero derivare da un loro impiego, a livello tecnico, economico ed ambientale. Considerando le biomasse, effettivamente disponibili, a partire da un potenziale di circa 5,5 milioni di tonnellate annue di sostanza secca, si potrebbero alimentare circa

440 centrali termoelettriche della potenza di 1 MW, ponendo per ciascuna un consumo annuo di circa 12.000 tonnellate di biomassa legnosa e un funzionamento di 8.000 ore annue. Oppure, se si volesse considerare la produzione termica, si potrebbero realizzare, con lo stesso quantitativo di biomasse, circa 6.000 impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento della potenza termica di 1 MW, ponendo un consumo medio per ciascuna di esse di circa 1.000 t/anno per 3.000 ore di funzionamento. Inoltre, utilizzando tale biomassa, per produrre elettricità o energia termica, si potrebbero evitare circa 5 milioni di tonnellate di CO₂ emesse in atmosfera.

Per quanto riguarda la disponibilità di biomasse residuali del settore zootecnico, il quantitativo complessivo delle deiezioni prodotte è stato stimato per i bovini, oltre 80 milioni di m³/anno di deiezioni liquide e 10 milioni di t/anno di solide, mentre per i suini in circa 17 milioni di m³/anno di deiezioni liquide e 0,75 milioni di t/anno di solide. Se tali quantitativi di effluenti zootecnici fossero destinati alla digestione anaerobica, si potrebbe arrivare a produrre annualmente un volume di biogas stimato in circa 1,8 miliardi di m³.

Tabella 13. Disponibilità delle biomasse residuali del settore zootecnico

Allevamenti	n° Aziende	N° Capi	Deiezioni		Biogas m ³ /anno
			Liquide m ³ /anno	Solide t/anno	
Bovini	162.700	6.359.000	80.624.000	10.203.000	1.471.800.000
Suini	15.200	5.832.000	17.140.000	752.000	345.764.000

I dati sono riferiti a tutte le aziende bovine-bufaline sul territorio nazionale, nello specifico le regioni del Nord Italia mostrano un potenziale di biogas producibile di circa 917 milioni di Nm³/anno. Le regioni che appartengono al centro Italia mostrano un potenziale di biogas producibile di circa 138 milioni di Nm³/anno, mentre per le regioni del sud Italia, si stima un potenziale di biogas producibile di circa 418 milioni di Nm³/anno. Appare evidente che le regioni del Nord sono quelle più favorite per l'attivazione di tali filiere, seguite dalle regioni del centro Italia. Anche per gli allevamenti suini la maggior concentrazione di aziende zootecniche si trova nel Nord, mentre per il Centro Italia il potenziale di biogas stimato mostra valori decisamente più contenuti e ancora più ridotti per quelle del Sud. Per rendere più esplicativi i risultati ottenuti dalla caratterizzazione, le biomasse in esame sono state suddivise, come si osserva dalle tabelle seguenti, sulla base della loro destinazione d'uso.

Caratterizzazione chimico-fisica ed energetica

Tabella 14. Caratterizzazione chimico-fisica di residui agroforestali arborei

Residui agroforestali arborei	Umidità (%)	Ceneri (%)	PCS MJ/kg	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Ulivo	14.11	3.00	17.25	13.25	49.59	6.99	0.79	-
Vite	12.73	2.13	16.70	13.09	50.56	6.63	0.63	-
Pellet nocciolo	8.65	1.30	17.59	14.78	46.67	5.80	0.66	-
Nocciolo	12.05	1.70	18.91	15.35	45.69	5.57	1.45	-
Acacia	11.40	5.30	16.65	12.42	45.40	6.41	1.71	-
Platano	18.90	0.80	21.28	15.79	45.19	6.16	1.33	-
Melo	26.20	2.40	17.46	11.26	43.11	6.74	1.50	-
Pesco	12.70	5.60	18.20	14.09	45.98	8.39	1.46	-
Jatropha	34.50	5.96	16.81	16.22	45.49	2.12	1.58	-

Tabella 15. Caratterizzazione chimico-fisica di colture energetiche dedicate

Culture energetiche dedicate	Umidità (%)	Ceneri (%)	PCS MJ/kg	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Olmo	7.70	5.20	18.51	15.76	43.92	6.06	0.97	-
Pioppo	24.00	1.50	19.10	13.02	43.75	6.09	1.22	-
Cippato Pioppo	16.03	4.30	16.33	10.56	47.52	4.14	0.72	-
Abete	10.40	3.70	19.57	15.40	51.55	6.47	1.24	-
Pellet Abete	1.90	0.86	19.21	18.06	34.47	5.59	1.06	-

Tabella 16. Caratterizzazione chimico-fisica di scarti organici agroalimentari

Scarti organici agroalimentari	Umidità (%)	Ceneri (%)	PCS MJ/kg	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Sansa	16.80	3.30	23.55	22.11	52.90	7.01	2.24	-
Trebbie di birra	6.00	7.00	17.11	15.16	46.01	9.45	1.94	-
Bucce pomodoro	87.9	15.68	22.34	21.13	52.96	5.87	2.18	-

Tabella 17. Caratterizzazione chimico-fisica di residui agroforestali erbacei

Residui agroforestali erbacei	Umidità (%)	Ceneri (%)	PCS MJ/kg	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Frumento	9.90	7.80	13.41	12.00	42.66	6.86	1.18	-
Risorgive fluviali	10.22	9.60	17.37	16.15	42.23	5.90	1.82	-
Canna comune	10.37	5.30	15.69	14.32	55.81	6.65	0.38	-
Paglia di riso	8.50	15.60	15.14	14.57	48.27	2.77	0.68	-
Paglia di grano	9.20	7.60	17.00	15.74	43.19	6.13	0.58	-

Tabella 18. Caratterizzazione chimico-fisica di residui industriali e deiezioni animali

Residui industriali e deiezioni	Umidità (%)	Ceneri (%)	PCS MJ/kg	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Pollina	67.36	30.66	12.84	12.18	28.92	3.20	1.25	1.58
Fanghi	57.90	17.10	16.57	15.24	46.79	6.48	2.03	-
Torba	79.61	53.66	9.42	8.75	29.78	3.25	1.20	1.87
Wood plastic	53.70	27.40	26.01	25.42	48.82	2.85	1.98	-
Oil plastic	85.30	21.30	33.45	31.95	51.38	7.24	2.18	0.35
Oil forsu	81.40	22.60	34.18	32.55	47.98	7.90	2.15	-

La caratterizzazione chimico-fisica ed energetica è stata effettuata attraverso la determinazione del tenore idrico, del contenuto di cenere, del potere calorifico (sia superiore che inferiore) e dell'analisi elementare. In conseguenza della composizione elementare è stato possibile mettere in relazione i parametri che definiscono le biomasse da destinare ai processi di conversione termochimica o biochimica. Rispettivamente con umidità % < 50 e rapporto molare C:N > 30 per i primi e umidità % > 50 e rapporto molare C:N compreso tra 25 e 30 per i secondi.

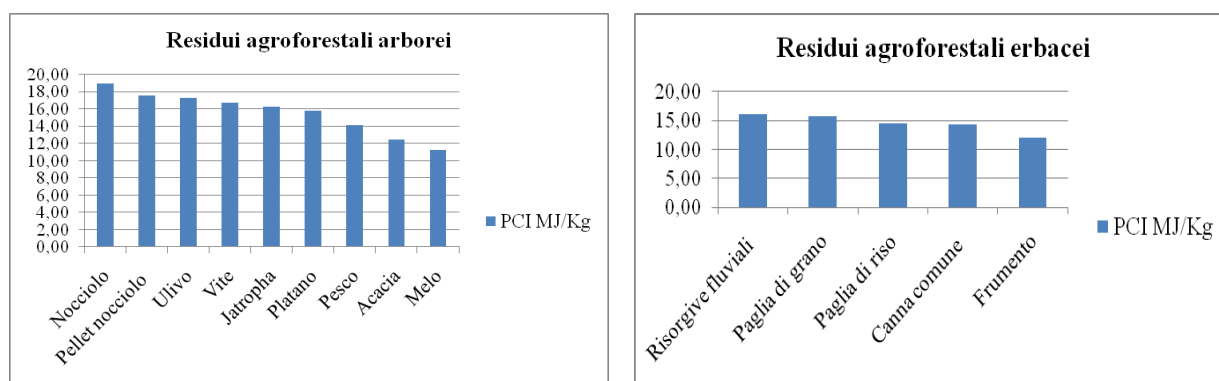


Figura 16. Andamento del potere calorifico inferiore in residui agroforestali arborei ed erbacei.

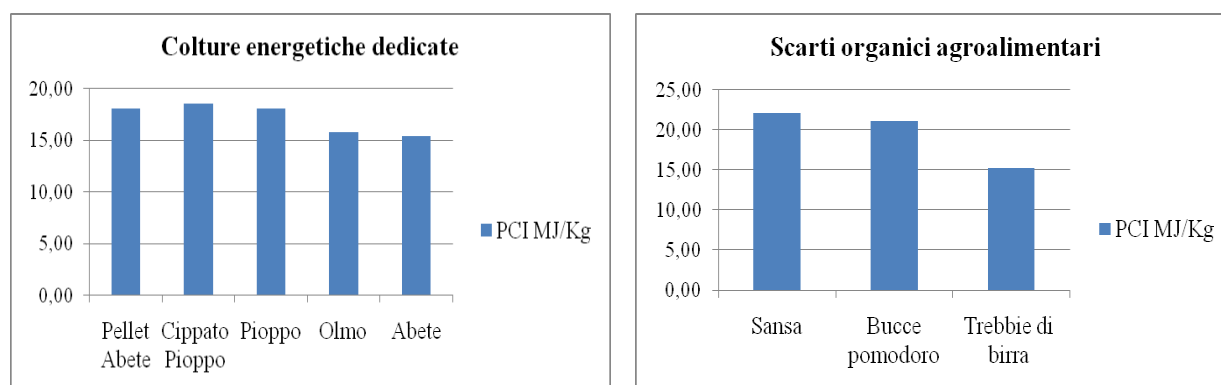


Figura 17. Andamento del potere calorifico inferiore in colture energetiche dedicate e scarti organici agroalimentari

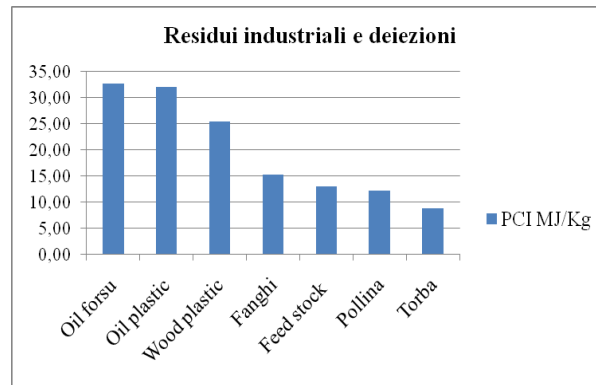


Figura 18. Andamento del potere calorifico inferiore in residui industriali e deiezioni animali

Analizzando i risultati ottenuti sono emerse differenze in funzione del potere calorifico inferiore che risulta essere maggiore nelle biomasse arboree piuttosto che in quelle erbacee. In base a tale risultato i residui agroforestali arborei sono assimilabili alle colture energetiche dedicate e agli scarti organici agroalimentari tranne che per le trebbie di birra. Per quanto riguarda i residui delle attività industriali gli oli derivati dalla trasformazione di forsu, materiale plastico e materiale plastico più legno, essi risultano avere un PCI maggiore rispetto ai restanti come si osserva in Fig. 18

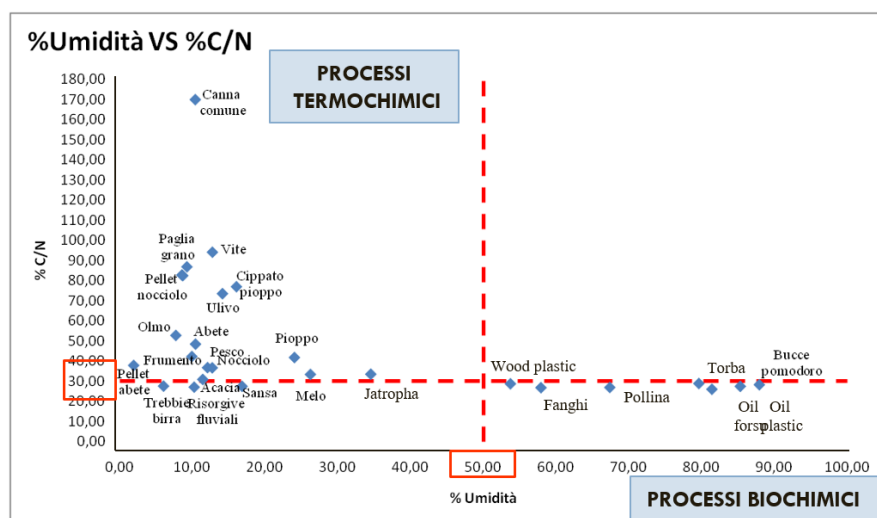


Figura 19. Grafico che mostra la distribuzione delle biomasse in funzione del tenore idrico e del rapporto C/N

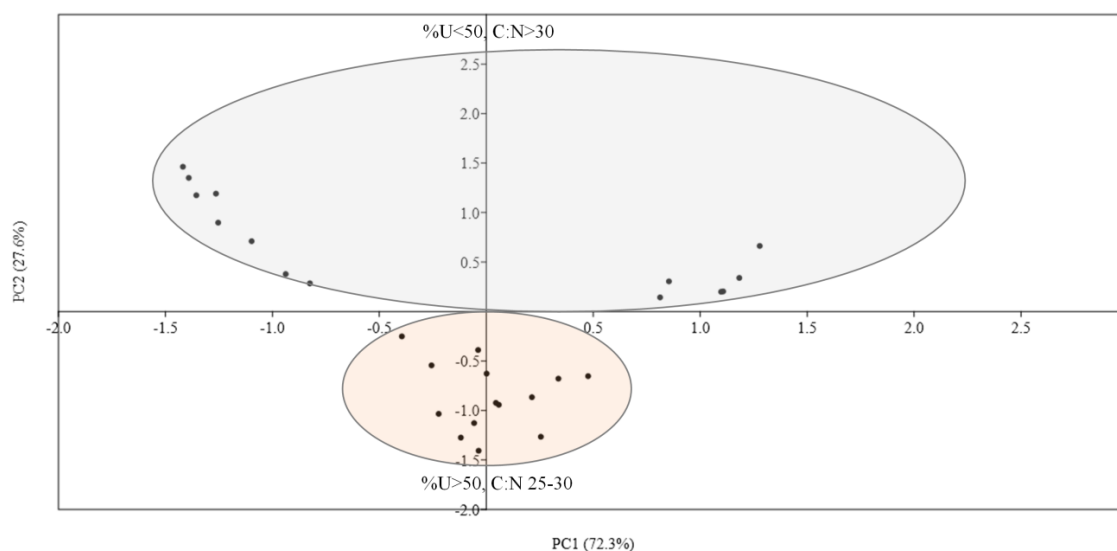


Figura 20. Analisi delle componenti principali (PCA) sulle biomasse distinte per umidità e rapporto C/N

Nei grafici in fig. 19 e 20, rispettivamente sull'elaborazione statistica e sulla PCA, i dati relativi alle biomasse con umidità inferiore al 50% e rapporto C/N maggiore di 30 si posizionano nei quadranti positivi dell'asse delle ordinate, mentre le biomasse con umidità maggiore del 50% e rapporto C/N tra 25 e 30 si collocano nel quadrante negativo delle ordinate. Rispettivamente le prime sono i residui agroforestali arborei, le colture energetiche dedicate e la sansa, mentre le seconde sono rappresentate dai residui agroforestali erbacei, gli scarti agroalimentari eccetto la sansa, i residui industriali e le deiezioni animali.

Caratterizzazione dei prodotti energetici biochar, syngas, biogas e biometano

Tabella 19. Caratterizzazione chimico-fisica ed energetica del biochar

BIOCHAR	PCI MJ/Kg	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)
Ulivo	22.72	76.89	2.03	0.91	<LOQ
Vite	22.33	70.96	1.22	0.95	<LOQ
Nocciolo	22.54	66.59	1.16	0.92	<LOQ
Jatropha	21.65	57.43	2.40	5.65	<LOQ
Pioppo	22.76	82.80	1.56	1.70	<LOQ
Sansa	20.96	76.37	1.16	1.02	<LOQ
Arundo donax	19.65	80.98	1.76	0.77	<LOQ

Tabella 20. Composizione syngas

SYNGAS	H ₂ % v/v	O ₂ % v/v	N ₂ % v/v	CH ₄ % v/v	CO % v/v	CO ₂ % v/v	PCI MJ/Nm ³
Ulivo	13.64	1.68	53.85	2.44	13.35	13.93	4.03
Vite	12.66	1.91	55.60	2.62	10.87	15.44	3.67
Nocciolo	15.47	0.84	51.86	1.49	15.11	14.15	4.10
Melo	10.23	1.03	58.19	1.21	11.31	11.87	2.96

Le prove di pirolisi sono state condotte usando residui agroforestali arborei ovvero potature di ulivo, vite, nocciolo, e erbacei come la canna comune *Arundo donax*, colture dedicate come biotriturato di pioppo e scarti agroindustriali come jatropha e sansa. Tali biomasse hanno permesso di ottenere un biochar di buona qualità avente per la maggior parte di esse un PCI maggiore di 20 MJ/Kg tranne che per la canna comune essendo essa una matrice erbacea. Un altro elemento che rende apprezzabile il biochar sia da un punto di vista agronomico che ambientale è l'elevato contenuto di carbonio che supera il 50% in tutti i tipi di biochar ottenuti.

Le prove di gassificazione condotte usando le biomasse prescelte (ulivo, vite, nocciolo e melo) hanno determinato la produzione di un syngas con contenuto di H₂ e CO compreso tra il 10-15% v/v, mentre il contenuto di CH₄ varia dall'1% v/v al 2% v/v. Dalle prove risulta che le biomasse da cui deriva un syngas con maggiore potere calorifico sono l'ulivo e il nocciolo.

Tabella 21. Composizione biogas e biometano da fanghi di depurazione

Componenti	Biogas	Biometano	STD UNI TR 11537
PCS MJ m ⁻³	22.3 ± 0.2	36.4 ± 0.2	34.95-45.28
O ₂ %	<0.2%	<0.2%	<0.6%
CH ₄ %	60 ± 2	98.1 ± 0.5	<LOQ
CO ₂ %	39 ± 2	1.2 ± 0.4	<3%
H ₂ %	<0.2%	<0.2%	<0.5%
CO %	<0.1%	<0.1%	<0.1%

La composizione del biogas per tutto il periodo di campionamento non ha mostrato variazioni significative, quindi il flusso di biogas utilizzato nell'impianto è sufficientemente stabile. In alcuni impianti di biogas alimentati con fanghi di depurazione, un parametro critico è CO, tuttavia, nel caso studio considerato, la sua concentrazione nel biogas era già al di sotto del valore limite di 0.1% v/v.

Stima del potere metanigeno

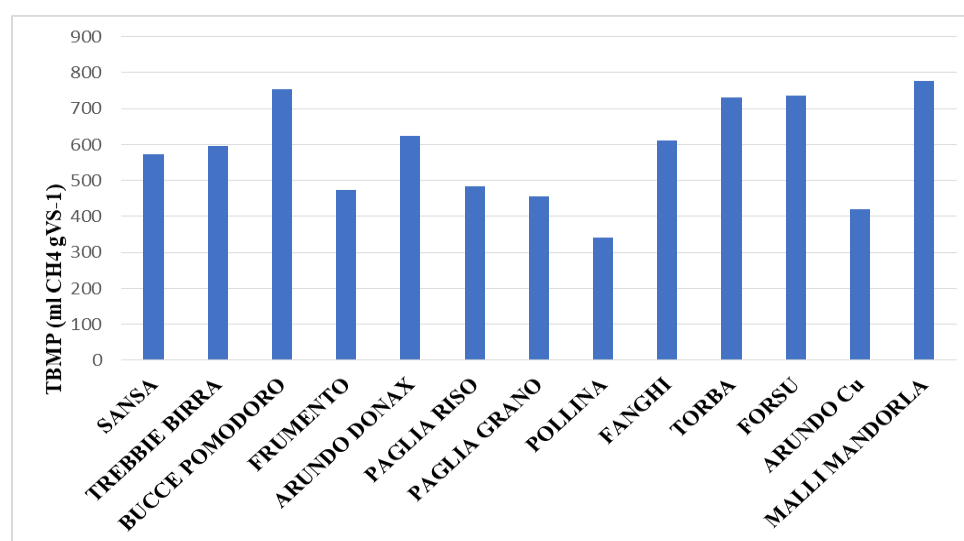


Figura 21. TBMP secondo la formula di Buswell

Dai calcoli effettuati per la stima del potere metanigeno è risultato che le matrici che si prestano meglio alle applicazioni in ambito biochimico mediante digestione anaerobica sono, come si evince dal grafico, le bucce di pomodoro, la torba, il forsu, i melli di mandorla, la canna comune e i fanghi di depurazione.

VOC in biogas e biometano

Nel biogas alcuni composti organici volatili sono indicatori specifici della digestione anaerobica di fanghi di depurazione, come ad esempio il limonene ($9.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$) ed il toluene ($104 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Nel biometano invece sono stati rilevati nelle rispettive concentrazioni: limonene ($0.17 \mu\text{g}/\text{m}^3$), benzene ($0.54 \mu\text{g}/\text{m}^3$), toluene ($0.13 \mu\text{g}/\text{m}^3$), xylene ($0.12 \mu\text{g}/\text{m}^3$), e naftalene ($0.03 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

Analisi del contenuto di metalli

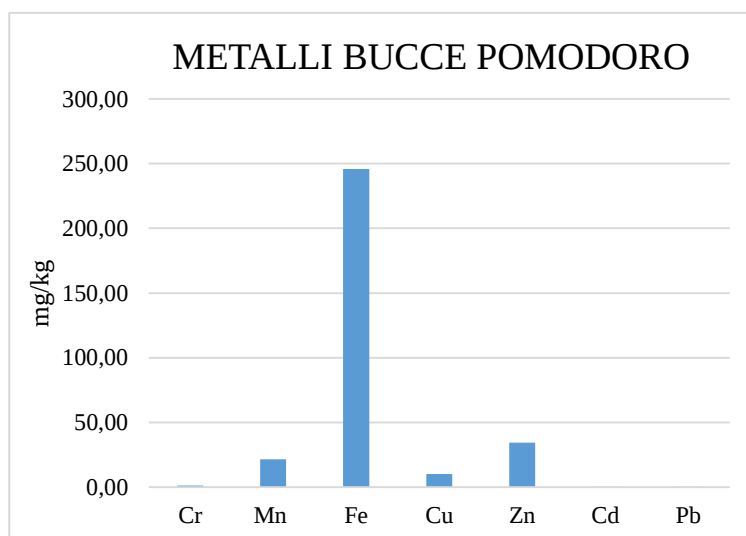


Figura 22. Contenuto di metalli nei campioni di bucce di pomodoro

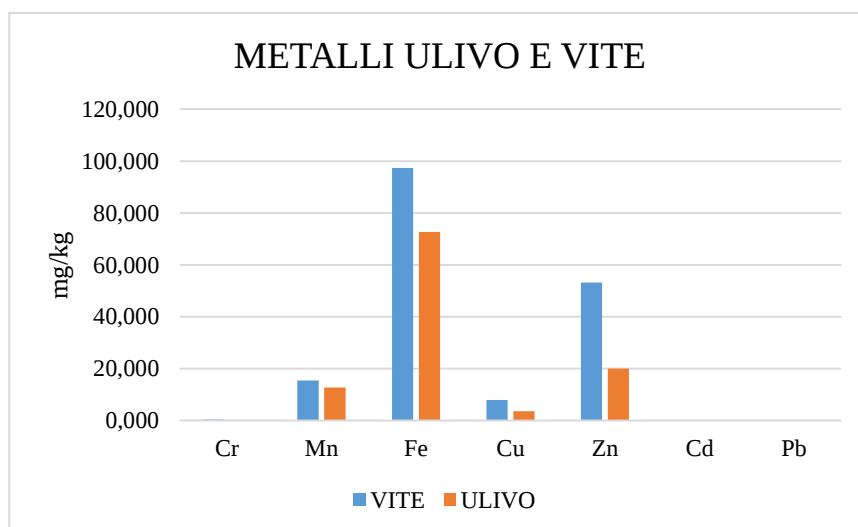


Figura 23. Contenuto di metalli nei campioni di ulivo e vite

Dai grafici in fig. 22 e 23 si evince che sia i campioni di bucce di pomodoro, da destinare ai processi di digestione anaerobica che i campioni di ulivo e vite da destinare ai processi termochimici, hanno un elevato contenuto di ferro, zinco, manganese e rame. Tali valori possono rappresentare un problema durante i processi di trasformazione energetica provocando danni agli impianti ma soprattutto determinando la formazione di inquinanti in emissioni.

8.2 VALUTAZIONE TECNICO - ECONOMICA E ANALISI COSTI BENEFICI

Lo studio di fattibilità tecnica ed economica della realizzazione di un impianto deve tener conto di una serie di fattori come ad esempio, il dimensionamento dell'impianto che va valutato in funzione alla tipologia e alla facilità di approvvigionamento della biomassa. Lo studio della valutazione economica invece si basa sull'individuazione dei flussi di cassa, risultati della differenza tra i costi e i benefici (ricavi) generati dall'investimento, e calcolati nel corso del funzionamento dell'impianto. Pertanto vengono considerate le voci passive (costi) che comprendono: costi di realizzazione dell'impianto, costi legati all'acquisto e al conferimento delle biomasse, costi di manodopera relativa alla gestione delle biomasse, costi di gestione e manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto e assicurazione. Tra le voci attive, vengono prevalentemente considerati i ricavi dall'energia elettrica immessa in rete, sulla base degli incentivi.

Casi studio

Fattibilità tecnico-economica impianto di digestione anaerobica da 100 kWe

Lo studio di fattibilità tecnica ed economica è stato fatto considerando il caso studio di un impianto di digestione anaerobica, le cui caratteristiche tecniche sono riportate in tabella 22. Per l'analisi economica si fa riferimento al valore 0,231 €/kWh_e indicato per la tariffa incentivante, come stabilito dal D.M. 28 del 6 luglio 2012, riferito ad impianti alimentati a sottoprodotti di origine biologica con potenza elettrica inferiori a 300 kWh_e. Per l'analisi costi-ricavi tab. 23, è stato utilizzato un foglio di calcolo tramite cui è stato possibile determinare gli indici economici e la fattibilità dell'investimento nella realizzazione dell'impianto.

Tabella 22. Caratteristiche tecniche

Caratteristiche impianto	
Matrice	20 t/giorno
Potenza	100 KW
Ore funzionamento	8000
PCI metano	9,88 KW/Nm ³
Energia prodotta	712.000 KW
Autoconsumo	11%

Tabella 23. Costi e ricavi

Analisi Costi - Ricavi	
Costi investimento impianto	€ 549.600
Costi manutenzione e gestione	€ 51.760
Ricavo vendita energia	€ 164.472
Anni	20
Tariffa	0,231 €/KWh

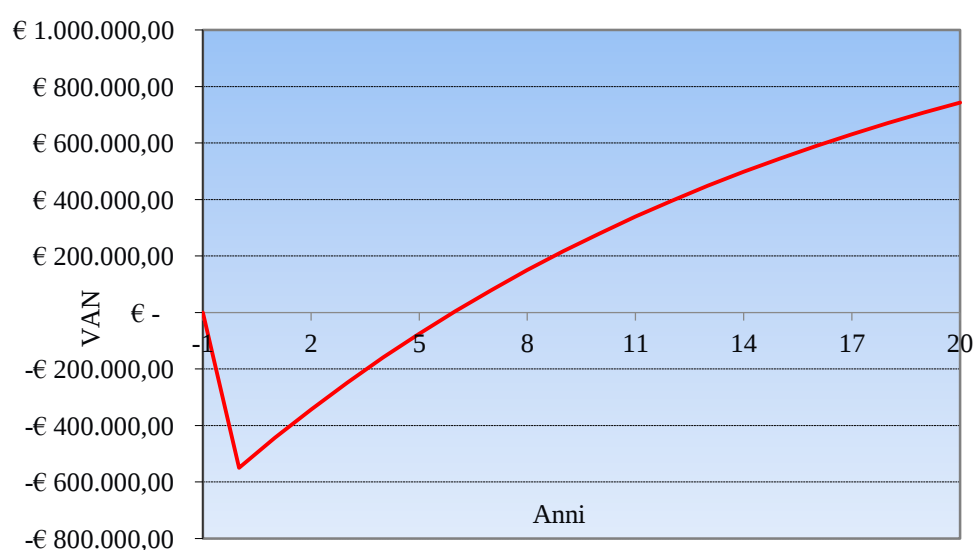


Figura 24. Grafico VAN

Il VAN, risulta positivo ed è pari a 743.197,76 €, tale risultato indica che l'investimento genera valore economico, pertanto è conveniente farlo, in quanto si raggiunge un pareggio di bilancio dopo circa sei anni. Confermano il risultato anche gli indici rappresentati dal TIR, il cui valore è pari al 20% che risulta superiore al costo del capitale, ipotizzato a 6%, ed il BeP di poco più di 5 anni. Considerando l'attuale scenario economico, non essendovi incentivi, in base agli attuali prezzi dell'energia, che il GSE paga circa 1,10 - 0,15 €/kWh, si è scelto di considerare nelle valutazioni degli indici economici, un incentivo stimato di circa 0,11 €/kWh_e. In tale condizione lo scenario cambia notevolmente, pertanto sarà opportuno valutare le variazioni dei costi di investimento e di gestione dell'impianto, che richiederà un adeguamento, attraverso un'opera di rewamping, corrispondente a circa il 10% dei costi originari di realizzazione e installazione. In tale caso dalla valutazione economica risultano valori del VAN e BeP, rispettivamente di 285.941,10 € e di circa un anno, Fig. 25, ciò indica che l'investimento rimane positivo con margini di convenienza economica.

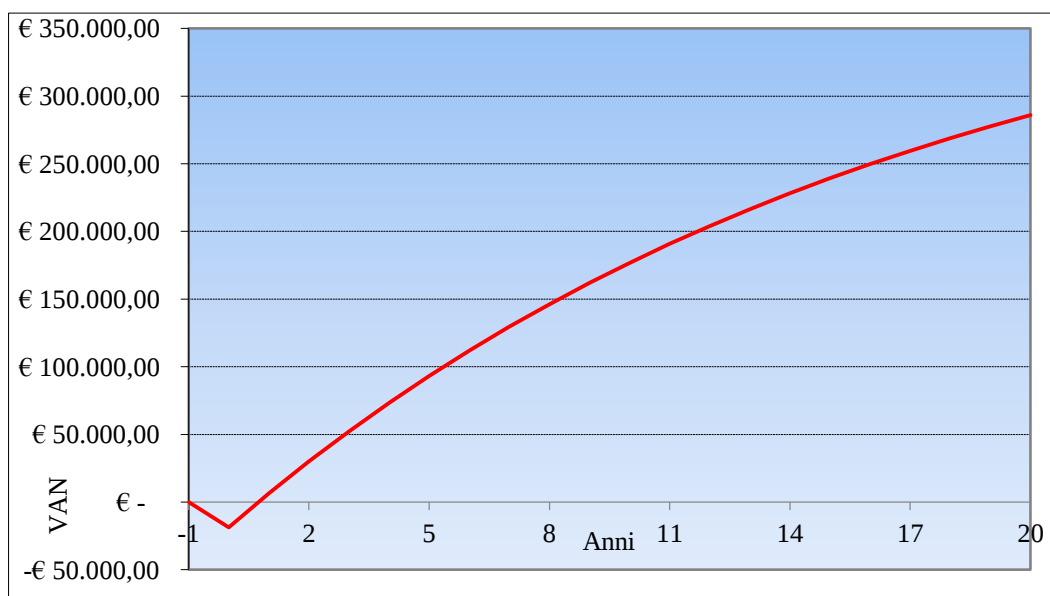


Figura 25. Grafico VAN

La situazione diventa non conveniente qualora si dovesse realizzare ed installare un nuovo impianto, considerando i costi di investimento sopra indicati con l'attuale prezzo pagato dal GSE. Quest'ultimo caso determinerebbe un VAN negativo -244.958,89 € e un BeP che non raggiunge mai il pareggio di bilancio (Fig.26).

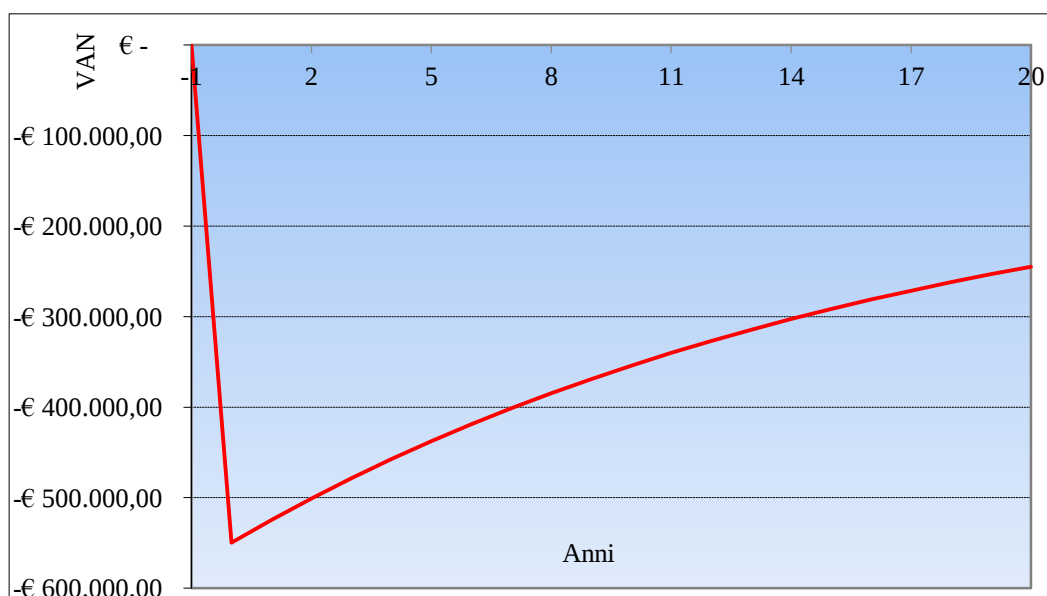


Figura 26. Grafico VAN

Fattibilità tecnico-economica impianto di combustione da 200 kW_e

Lo studio di fattibilità tecnica ed economica è stato fatto considerando il caso studio di un impianto di combustione, le cui caratteristiche sono riportate in tabella 24. Per l'analisi economica si fa riferimento al valore 0,257 €/kWh_e indicato per la tariffa incentivante, come stabilito dal D.M. 28 del 6 luglio 2012 riferito ad impianti alimentati a sottoprodotti di origine biologica con potenza elettrica inferiori a 300 kWh_e.

Tabella 24. Caratteristiche tecniche

Caratteristiche impianto	
Biomassa	10 t/giorno
Potenza	200 KW
Ore funzionamento	7500
PCI biomassa	16 MJ/Kg
Energia prodotta	1.245.000 KW
Autoconsumo	17 %

Tabella 25. Costi e ricavi

Analisi Costi - Ricavi	
Costi investimento impianto	€ 850.600
Costi manutenzione e gestione	€ 77.640
Ricavo vendita energia	€ 319.965
Anni	15
Tariffa	0,257 €/KWh

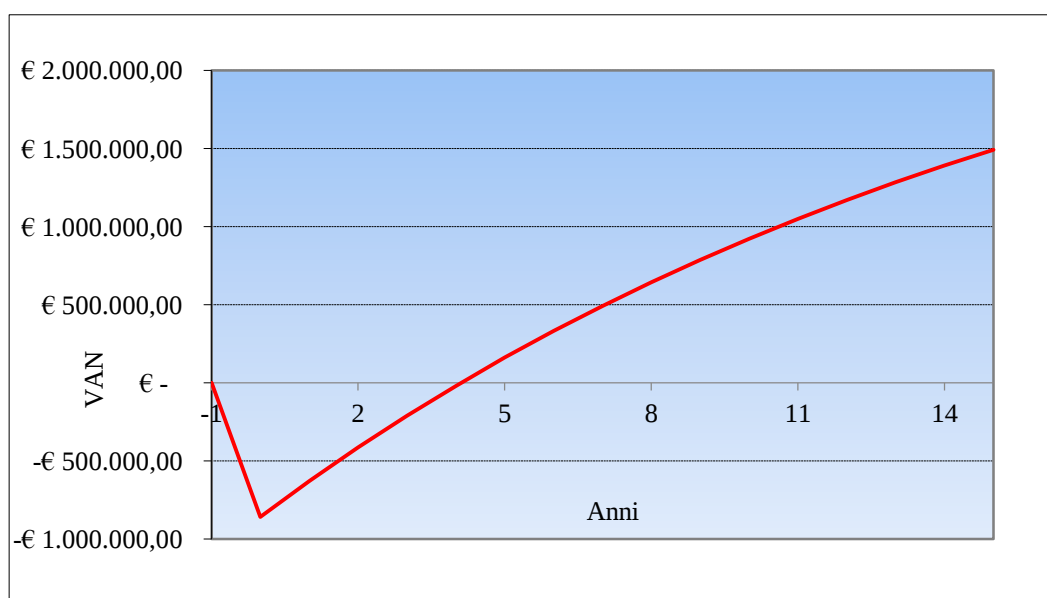


Figura 27. Grafico VAN

Il calcolo degli indici economici ha determinato un VAN pari a 1.491.407,06 €, un TIR del 27,4% e un BeP di 4 anni. Tale condizione rappresenta un investimento positivo con alti margini di guadagno ed un pareggio di bilancio che si ottiene dopo 4 anni. Similmente al caso studio precedente,

considerando le spese di rewamping dell'impianto, gli stessi costi di gestione e l'attuale prezzo dell'energia pagato dal GSE, si osserva dal grafico in Fig. 28 che il VAN, pari a 540.679,81 € ed il BeP corrispondente a poco meno di un anno, evidenziano ancora una condizione positiva con buoni margini di guadagno.

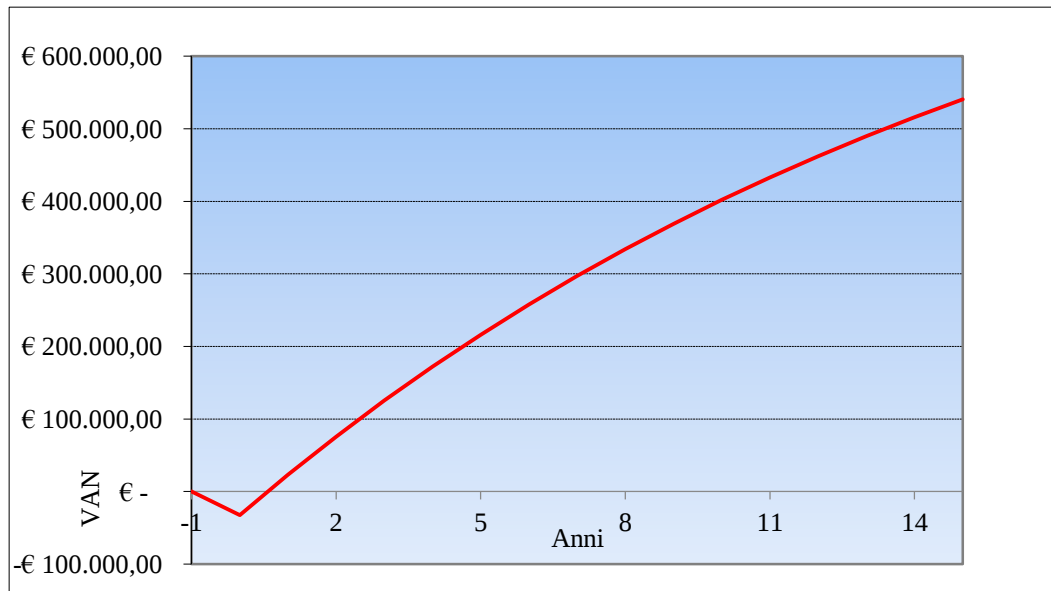


Figura 28. Grafico VAN

Pensando di voler realizzare “ex novo” lo stesso impianto, applicando l'attuale prezzo dell'energia, lo scenario cambia totalmente. Il VAN diventa negativo ed il BeP non raggiunge mai la condizione di pareggio di bilancio. Pertanto è scoraggiata tale scelta dal punto di vista economico e finanziario.

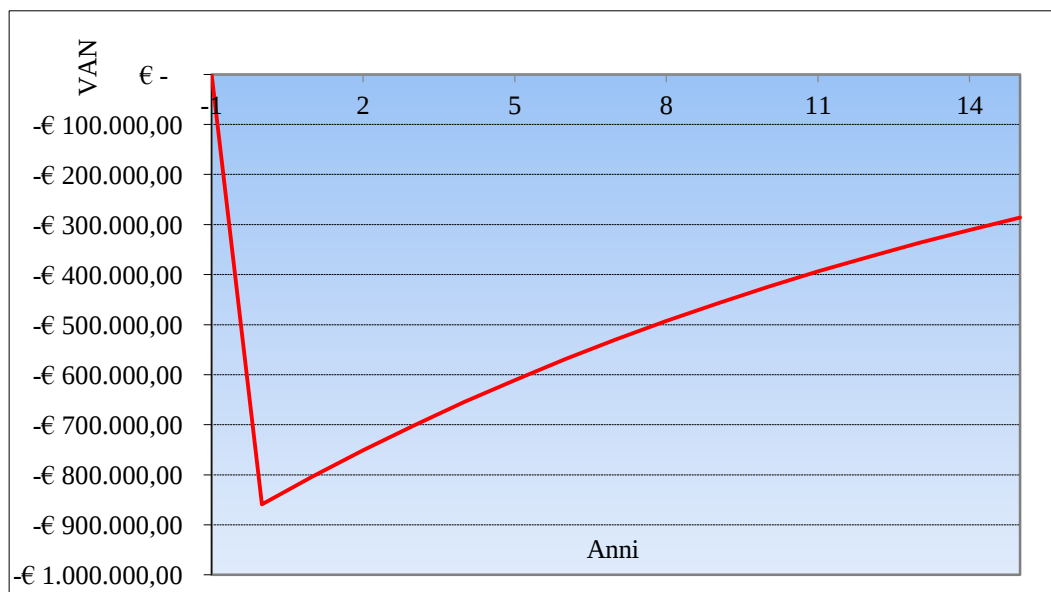


Figura 29. Grafico VAN

Fattibilità tecnico-economica impianto di gassificazione da 200 kWe

Il caso studio preso in esame riguarda un impianto di produzione di energia elettrica della potenza di 200 kW elettrici lordi e 68 kW termici, costituito da un sistema di gassificazione che produce Syngas da biomasse vegetali. La quantità di biomassa utilizzata nell'impianto è di 270 Kg/h e consente di produrre un Syngas con potere calorifico inferiore pari a 44 MJ/Kg, la potenza elettrica generata dall'impianto è pari a 214 kW, mentre quella termica è 631 kW.

Da una ricerca bibliografica, confrontando diversi impianti di taglia simile, si possono considerare i seguenti costi:

- 1.235.600 € per l'acquisto dell'impianto di gassificazione, compreso di: essiccatoio, sistema filtrante, motori cogenerativi, capannone, cabina ENEL e allacciamento elettrico;
- 54.000 €/anno per la manutenzione dell'impianto;
- 40.000 €/anno per la gestione e le attività legate al funzionamento dell'impianto;
- 20.000 €/anno per la gestione della biomassa;
- 19.940 €/anno per l'acquisto di biodiesel

La valutazione economica viene fatta attraverso la determinazione del VAN, del TIR e del BeP, considerando la tariffa omnicomprensiva, T_f pari a 0.28€/kWh e con un autoconsumo stimato del 7%. In questo caso come si evince dal grafico in Fig. 30, il VAN è pari a 957.975,535 € con un TIR del 17.6 % e un pareggio di bilancio dopo 7 anni.

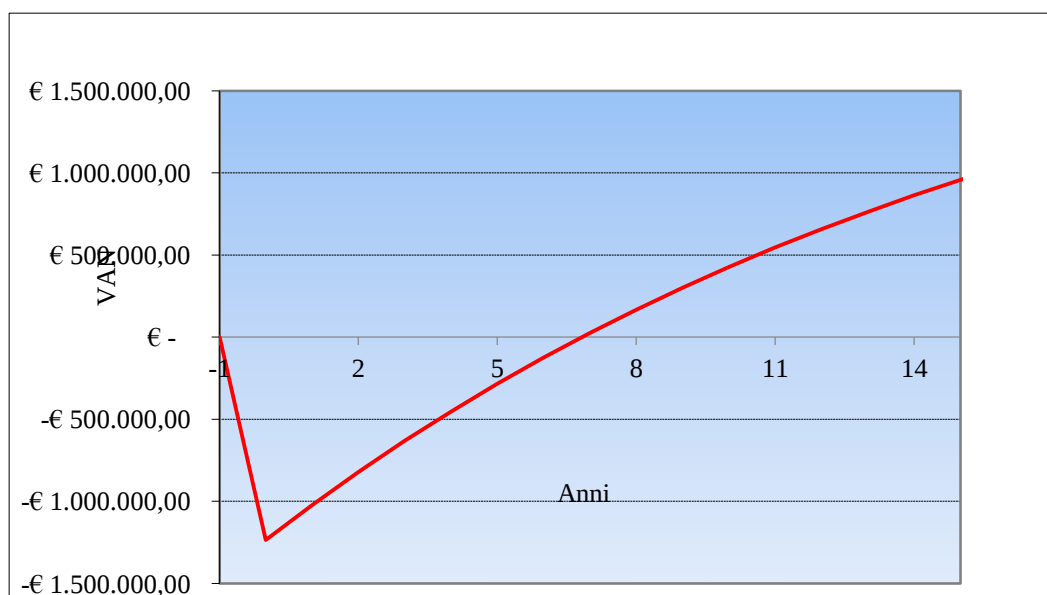


Figura 30. Grafico VAN

Se analogamente ai casi studio già analizzati, si considerassero i costi di opere di adeguamento dell'impianto e il nuovo prezzo dell'energia, l'investimento assumerebbe un minor valore economico, pur continuando a mantenere un margine di guadagno. In questo caso pur essendo il VAN pari a 67.351,982 €, ovvero inferiore rispetto all'inizio dell'opera, il BeP coincide dopo poco più di un anno.

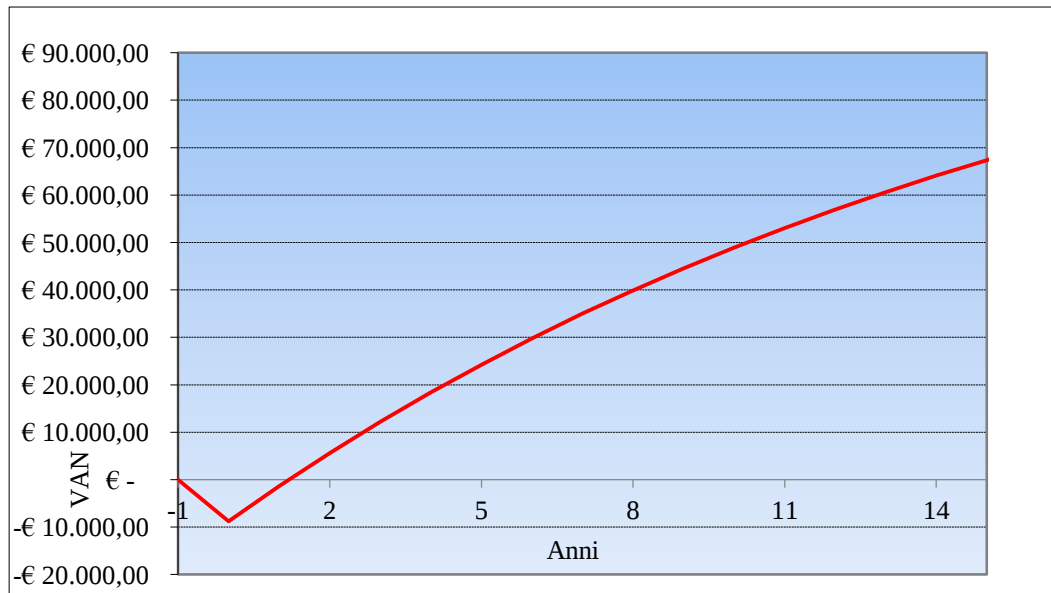


Figura 31. Grafico VAN

Nelle condizioni attuali, a partire dai costi iniziali dell'investimento, applicando il nuovo prezzo dell'energia, la realizzazione dell'impianto è fortemente sconsigliata, in quanto il VAN diviene negativo pari a -€ 1.159.488,018 ed il BeP non raggiunge mai il bilancio economico.

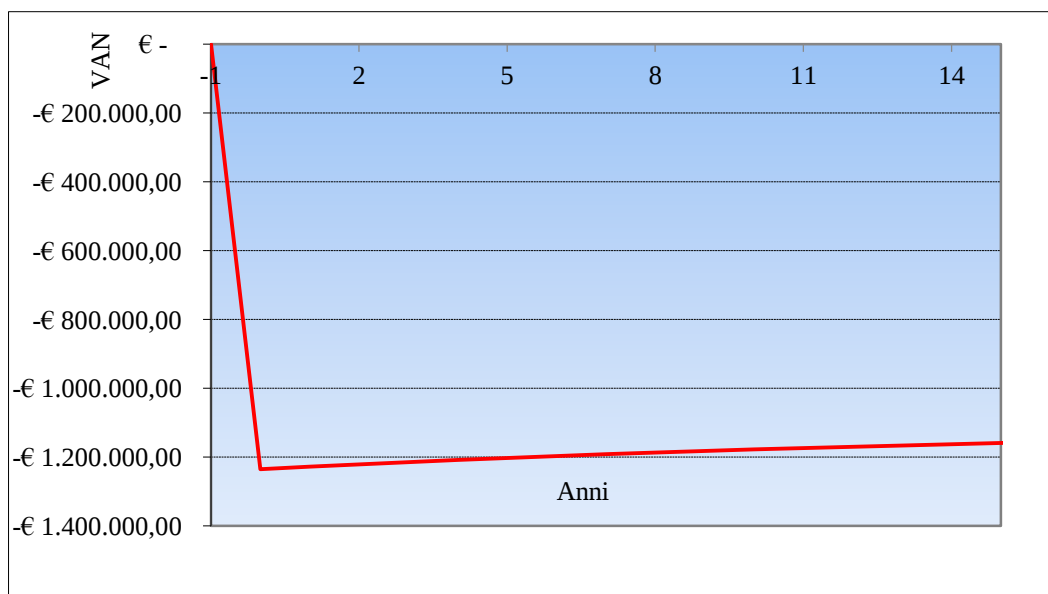


Figura 32. Grafico VAN

8. 3 STUDIO LCA

Definizione degli scopi e degli obiettivi

Lo studio di fattibilità ambientale, consiste nel determinare quali sono gli impatti ambientali scaturiti dalla trasformazione energetica delle biomasse e dei residui di lavorazione agroforestali e agroindustriali, mediante i processi termochimici e biochimici. Secondo l'ottica del ciclo di vita, la finalità dello studio è di valutare la produzione di energia da gassificazione, pirolisi, digestione anaerobica e combustione, e dei prodotti delle trasformazioni (syngas, biochar, biogas, digestato). Obiettivo dello studio è la determinazione dell'impatto ambientale per la generazione di energia elettrica e termica ottenuta dal funzionamento, per circa 8.000 ore l'anno, di impianti con una potenza massima installata di 200 kWe. I processi di conversione producono prodotti (output finali) che possono essere impiegati per ulteriori scopi energetici o ambientali come gas combustibili e materiali ammendanti, talvolta utili in sostituzione di materie prime. Tra le principali applicazioni si ricorda l'uso del Syngas, del biogas/biometano e del biochar come ammendante.

Unità funzionale e Confini del sistema

Nella scelta dei valori da inserire nell'analisi LCA si è tenuto conto di ricavare un valore unitario, da inserire nelle diverse fasi, è necessario infatti, indicare l'output unitario che si vuole ottenere, a fronte di un certo input sempre unitario riferito all'ottenimento di quell'output. La fase di produzione dell'energia ha come output l'ottenimento di 1 kWh e in input i valori di consumi energetici saranno calcolati tenendone conto. Come unità funzionale, infatti, si è considerato 1 kWh, a cui sono stati normalizzati tutti i flussi di massa ed energia presenti nell'inventario. I confini del sistema vanno dalla coltivazione della biomassa fino allo smaltimento delle ceneri in discarica.

Qualità dei dati

Come anticipato in materiali e metodi, per lo svolgimento dello studio è stato impiegato il software di calcolo OpenLCA 1.10 ed il database Ecoinvent 3.1 che contiene una banca dati di riferimento, comprendente i dati più frequentemente richiesti sui materiali, sui processi di produzione, sulla generazione di energia, sulla distribuzione e sullo smaltimento dei prodotti. Il database Ecoinvent è lo strumento di supporto del software e contiene un insieme di informazioni e dati, aggiornati continuamente e rappresentativi della fase di inventario di LCA. L'Ecoinvent racchiude più di 2500

processi, incluse le relative stime di incertezza, ed è in grado di riferirsi ai sistemi in termini di processo unitario (unit process) o sistema di processo (system process).

Analisi di inventario

L'analisi di inventario, consiste nella raccolta dei dati e nelle procedure volte a quantificare i flussi in entrata e in uscita del sistema considerato, per ricostruire il percorso attraverso il quale i flussi di energia e i materiali consentono il funzionamento dei sistemi in esame, attraverso tutti i processi di trasformazione. Ogni processo unitario presenta i suoi input e output che consistono in materie prime, prodotti, rifiuti e consumo di energia, sia mediante l'utilizzo di combustibile, sia attraverso energia elettrica. Per ogni processo saranno analizzati tutti gli ingressi e le uscite dal sistema con i rispettivi quantitativi ricavati dal database scelto. I dati relativi ai processi produttivi presi in esame sono stati ricavati da studi riportati in una bibliografia e dalle raccolte di dati presenti nel database Ecoinvent 3.1.

Il diagramma di flusso del processo

La schematizzazione delle fasi della filiera di produzione dell'energia elettrica tramite processi di conversione biochimica e termochimica della biomassa comprende delle macrofasi, poi suddivise in base ai relativi processi e flussi di input e output. Le macrofasi considerate sono: coltivazione/produzione della matrice da convertire, trasporto, stoccaggio, processo di conversione e smaltimento. Nei calcoli effettuati per determinare i valori da inserire nell'analisi LCA si è tenuto conto di un valore unitario da inserire nelle singole schede delle diverse fasi. Infatti, per ogni fase, è necessario indicare l'output unitario che si vuole ottenere a fronte di un certo input sempre unitario, riferito all'ottenimento di quell'output. Nei casi studio presi in esame, non sarà necessario considerare tutte le fasi in quanto alcune di esse, come il trasporto, possono essere trascurate, trattandosi di filiere in cui la biomassa viene coltivata nella stessa area in cui è situato l'impianto.

Metodologie di valutazione di impatto

Ai fini della valutazione degli impatti ambientali è stato utilizzato il database Ecoinvent 3.1, selezionando i seguenti metodi per la valutazione di impatto tenendo conto dei diversi input e output dei processi:

- Ecological Scarcity method 2013 – Metodo che consente di valutare l'impatto delle emissioni inquinanti e delle attività di estrazione delle risorse dall'ambiente;

- EDIP – Metodo che consente di indagare l'esposizione ad impatti non globali: acidificazione, formazione di ozono fotochimico, ecotossicità, arricchimento dei nutrienti, tossicità umana, rumore, nello specifico: il Global warming (GWP) rappresenta il contributo di ciascuna fase della filiera all'incremento della temperatura media terrestre conseguente all'effetto serra ed è espresso in grammi di anidride carbonica emessa; la riduzione dell'ozono indica il contributo al deperimento dello strato di ozono stratosferico, ed è valutato in riferimento ai grammi di CFC11 emessi; l'acidificazione, espressa in grammi di SO₂, definisce il contributo all'emissione di solfati, responsabili, ad esempio, delle piogge acide; l'eutrofizzazione esprime il contributo all'incremento di nutrienti nelle acque, e viene calcolata in riferimento ai grammi di NO₃; l'ecotossicità delle acque, del suolo e la tossicità umana via aria, acqua e suolo, è indicata in m³;
- Recipe EndPoint (H) – Metodo che consente di valutare gli impatti offrendo risultati al livello “midpoint” e “endpoint” di diverse categorie di impatto;
- IPCC 2013 – Metodo che permette di valutare l'impatto delle emissioni gassose in base al loro potenziale di riscaldamento globale, tale metodo permette la valutazione dei cambiamenti climatici con un orizzonte temporale di 100 anni. I fattori di caratterizzazione sono espressi in una sola categoria di impatto, ovvero il potenziale riscaldamento dell'atmosfera, Global Warming Potential (GWP), in termini di incremento di CO₂ equivalenti;
- USEtox - Metodo che consente di misurare gli impatti sulla salute umana.

Di seguito si riportano i diagrammi di flusso e i confini dei sistemi, le analisi di inventario (tabelle riportate in appendice) e la valutazione degli impatti, dei processi termochimici e biochimici di trasformazione delle biomasse: combustione, pirogassificazione e digestione anaerobica.

Lo studio di fattibilità ambientale per un impianto di combustione, è stato condotto sulla base di dati ricavati in letteratura che rispecchiano le caratteristiche tecniche riportate nel capitolo sulla valutazione della fattibilità economica. L'analisi di LCA valuta gli impatti del processo di combustione di biomasse, incluse le infrastrutture, le emissioni nell'aria, l'elettricità necessaria per il funzionamento e lo smaltimento delle ceneri.

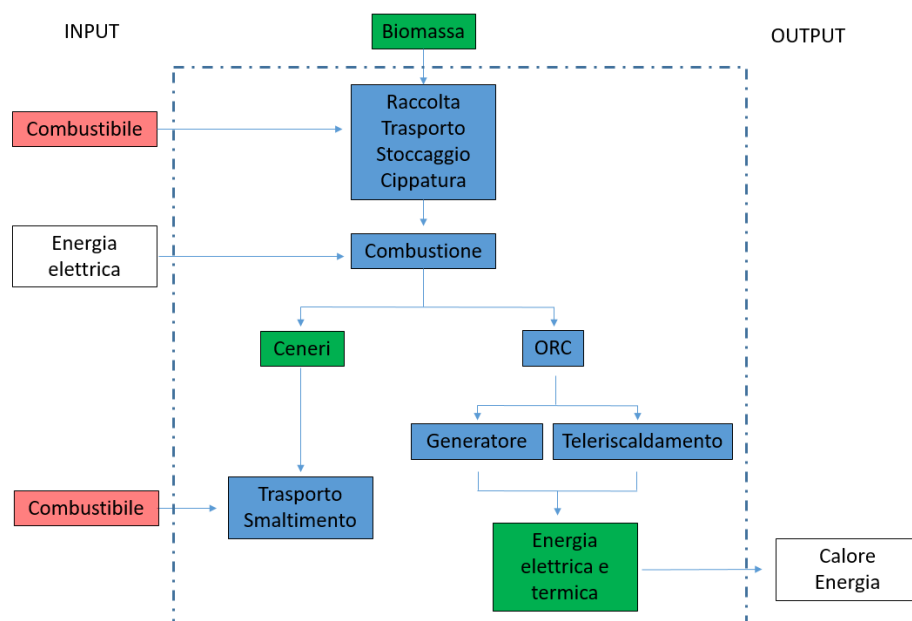


Figura 33. Diagramma di flusso e confini del processo di combustione

L'inventario dei dati è riportato nella Tab. I in appendice, di seguito sono riportati i risultati delle analisi LCA applicando i diversi metodi per la valutazione degli impatti.

Metodo Ecological Scarcity 2013

Tabella 26. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo Ecological Scarcity 2013

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Sostanze cancerogene nell'aria	5,71E+00	UBP
Risorse energetiche	1,48E+00	UBP
Riscaldamento globale	7,59E+00	UBP
Metalli pesanti nell'aria	4,93E+00	UBP
Metalli pesanti nel suolo	5,70E+00	UBP
Metalli pesanti in acqua	3,80E-01	UBP
Uso del suolo	3,77E-02	UBP
Principali inquinanti atmosferici e PM	3,55E+01	UBP
Risorse minerali	5,19E-01	UBP
Rifiuti non radioattivi da depositare	1,73E-01	UBP
Riduzione dello strato di ozono	9,85E-03	UBP
Pesticidi nel suolo	6,66E-02	UBP
POP in acqua	1,69E-01	UBP
Sostanze radioattive nell'aria	1,90E-07	UBP
Sostanze radioattive nell'acqua	6,87E-03	UBP
Rifiuti radioattivi da depositare	6,16E-01	UBP
Inquinanti dell'acqua	3,79E-01	UBP
Risorse idriche	3,84E-02	UBP

Dalla Figura 34 emerge che i principali impatti sono da attribuire alle emissioni di inquinanti e PM, prodotti durante il processo di combustione.

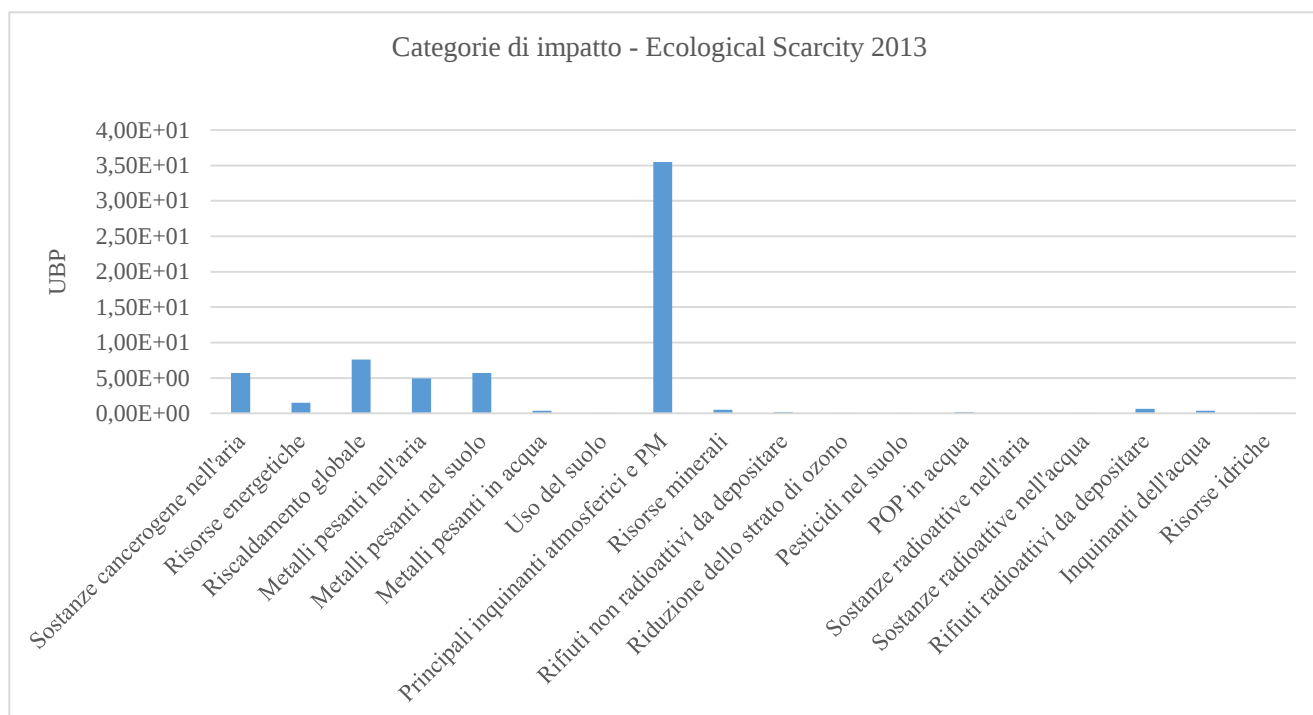


Figura 34. Impatti del sistema con il metodo Ecological Scarcity 2013

Metodo EDIP

Il metodo EDIP è stato considerato al fine di valutare gli impatti riguardanti il riscaldamento globale, l'uso del suolo, l'utilizzo delle risorse, e l'ecotossicità nelle diverse componenti ambientali. Dalla valutazione condotta emerge che gli impatti riportati in Tabella 27, sono da ricondurre alle seguenti categorie: acidificazione, ecotossicità cronica e acuta nel suolo e nelle acque, riscaldamento globale, tossicità umana via aria, suolo e acque superficiali, riempimento di discariche, risorse rinnovabili e non rinnovabili, arricchimento di nutrienti, formazione di azoto fotochimico e riduzione dell'ozono stratosferico.

Tabella 27. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo EDIP

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Acidificazione	2,94E-04	kg SO ₂ -Eq
Ecotossicità, acuta, in acqua	7,87E+00	m ³ water
Ecotossicità, cronica, nel suolo	1,03E+00	m ³ soil
Ecotossicità, cronica, in acqua	6,51E+01	m ³ water
Ecotossicità, negli impianti di depurazione	1,06E+02	m ³ waste water
Riscaldamento globale, GWP 100a	1,64E-02	kg CO ₂ -Eq

Riscaldamento globale, GWP 20a	1,83E-02	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 500a	1,51E-02	kg CO ₂ -Eq
Tossicità umana, via aria	7,99E+04	m ³ air
Tossicità umana, attraverso il suolo	4,52E-02	m ³ soil
Tossicità umana, attraverso l'acqua di superficie	7,14E-01	m ³ water
Riempimento di discariche, rifiuti sfusi	2,93E-03	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti pericolosi	2,79E-07	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti radioattivi	8,04E-07	kg waste
Riempimento di discariche, scorie e ceneri	5,39E-04	kg waste
Risorse non rinnovabili, alluminio	6,72E-06	kg
Risorse non rinnovabili, antimonio	9,62E-12	kg
Risorse non rinnovabili, lignite	5,51E-04	kg
Risorse non rinnovabili, cadmio	2,95E-08	kg
Risorse non rinnovabili, cerio	1,04E-10	kg
Risorse non rinnovabili, carbone	3,25E-03	kg
Risorse non rinnovabili, cobalto	2,81E-10	kg
Risorse non rinnovabili, rame	7,77E-06	kg
Risorse non rinnovabili, oro	2,57E-10	kg
Risorse non rinnovabili, ferro	2,09E-04	kg
Risorse non rinnovabili, lantanio	3,12E-11	kg
Risorse non rinnovabili, piombo	5,90E-07	kg
Risorse non rinnovabili, manganese	2,19E-06	kg
Risorse non rinnovabili, mercurio	3,13E-12	kg
Risorse non rinnovabili, molibdeno	1,55E-07	kg
Risorse non rinnovabili, gas naturale	1,78E-03	kg
Risorse non rinnovabili, nichel	1,53E-05	kg
Risorse non rinnovabili, petrolio	1,37E-03	kg
Risorse non rinnovabili, palladio	8,28E-11	kg
Risorse non rinnovabili, platino	4,75E-11	kg
Risorse non rinnovabili, argento	2,11E-09	kg
Risorse non rinnovabili, tantalio	1,26E-09	kg
Risorse non rinnovabili, stagno	1,61E-08	kg
Risorse non rinnovabili, zinco	1,01E-06	kg
Arricchimento dei nutrienti, potenziale combinato	1,31E-03	kg NO ³
Arricchimento di nutrienti, potenziale di azoto separato	2,27E-04	kg N
Arricchimento di nutrienti, potenziale P separato	9,71E-06	kg P
Formazione fotochimica di ozono, alto NOx POCP	4,27E-05	kg ethylene-Eq
Formazione di ozono fotochimico, POCP a basso NOx	4,84E-05	kg ethylene-Eq
Risorse rinnovabili, legno	5,15E-05	m ³
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 100a	1,15E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 20a	1,21E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 5a	1,28E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, stato stazionario ODP	1,41E-09	kg CFC-11-Eq

Metodo ReCiPe

Il metodo ReCiPe consente di valutare l'impatto mediante indicatori Midpoint e Endpoint. In tale contesto si è scelto di valutare gli impatti mediante lo scenario Endpoint, applicato alla prospettiva di corretta gestione degli ecosistemi. I risultati mostrano che gli impatti maggiori sono relativi alla formazione di particolato dannoso per la salute umana (Tab. 28, Fig. 35).

Tabella 28. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo ReCiPe

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Qualità dell'ecosistema - occupazione dei terreni agricoli	3,04E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - cambiamento climatico, ecosistemi	2,86E-04	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità dell'acqua dolce	3,05E-07	Punti
Qualità dell'ecosistema - eutrofizzazione dell'acqua dolce	9,38E-07	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità marina	7,93E-08	Punti
Qualità dell'ecosistema - trasformazione naturale del territorio	6,55E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - acidificazione terrestre	3,26E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità terrestre	2,42E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - totale	3,08E-04	Punti
Qualità dell'ecosistema - occupazione del suolo urbano	5,15E-06	Punti
Salute umana - cambiamento climatico, salute umana	4,53E-04	Punti
Salute umana - tossicità umana	9,01E-04	Punti
Salute umana - radiazioni ionizzanti	7,60E-07	Punti
Salute umana - impoverimento dell'ozono	7,06E-08	Punti
Salute umana - formazione di particolato	1,21E-03	Punti
Salute umana - formazione di ossidanti fotochimici	1,74E-05	Punti
Salute umana - totale	2,59E-03	Punti
Risorse - esaurimento fossile	6,16E-04	Punti
Risorse - esaurimento dei metalli	5,30E-05	Punti
Risorse - totale	6,69E-04	Punti

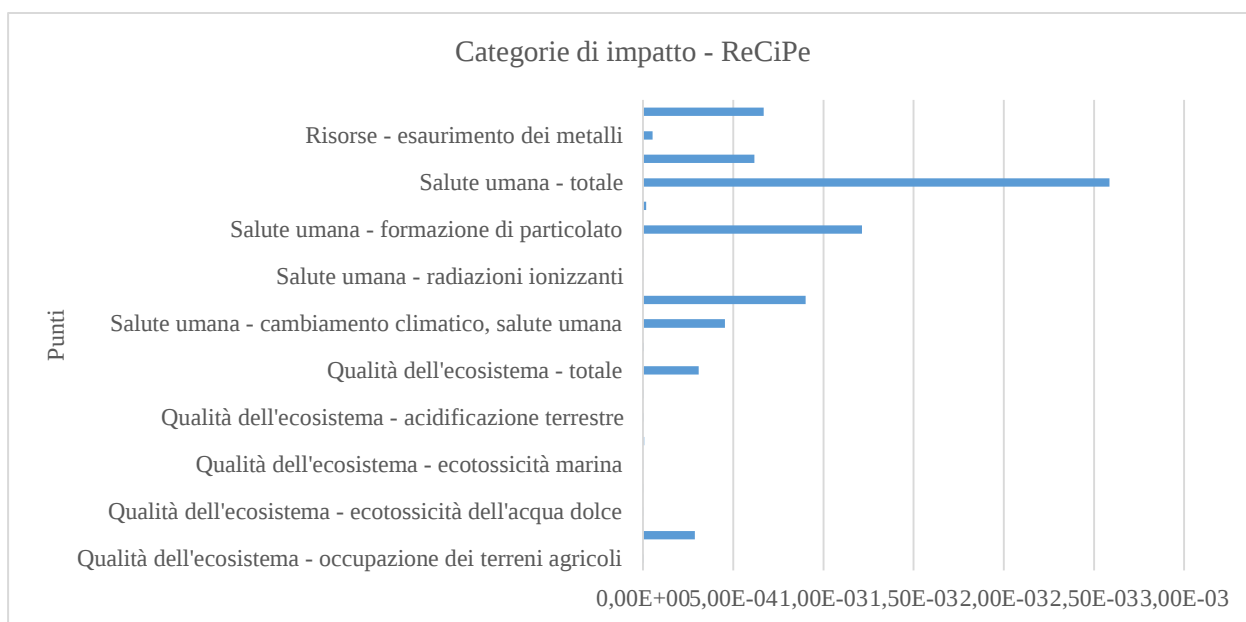


Figura 35. Impatti del sistema con il metodo ReCiPe

Metodo IPCC 2013

Il metodo IPCC 2013 permette di caratterizzare e raggruppare le diverse emissioni gassose in base al potenziale di riscaldamento globale nella categoria “cambiamenti climatici”. In particolare in questa valutazione sono presi a riferimento i gas serra, inclusi nella categoria di impatto del Potenziale riscaldamento globale (GWP) riferito ad un arco temporale di 20 anni e 100 anni.

Tabella 29. Risultati della categoria di impatto del metodo IPCC 2013

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Cambiamento climatico - GWP 100a	1,09E-02	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 100a (corretto)	1,09E-02	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 20a	1,44E-02	kg CO ₂ -Eq

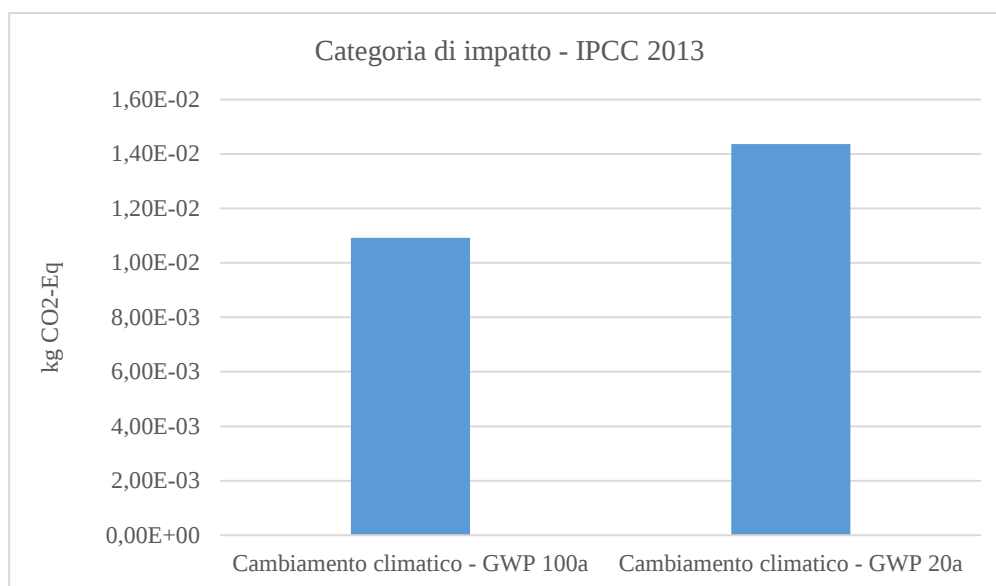


Figura 36. Impatti del sistema con il metodo IPCC 2013

I risultati dell'analisi, espressi in CO₂eq, mostrano che si ha un impatto maggiore sul riscaldamento globale (GWP) a 20 anni rispetto ai 100 anni. L'impatto è minore per la categoria GTP 100a, nell'arco temporale centennale. Tali impatti sono da ricondurre alle emissioni in atmosfera generate dal processo di conversione.

Metodo USEtox

Il metodo USEtox analizza gli impatti ecotossicologici, dalla valutazione, emerge che gli impatti ecotossicologici sono maggiori rispetto agli impatti umani, prevalentemente generati dal processo di combustione.

Tabella 30. Risultati degli impatti del metodo USEtox

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Eecotossicità - totale	1,83E-01	CTU
Tossicità umana - cancerogeno	9,01E-10	CTU
Tossicità umana - non cancerogeno	4,79E-08	CTU
Tossicità umana - totale	4,88E-08	CTU

Lo studio di fattibilità di un impianto di pirogassificazione è stato condotto su dati di letteratura e caratteristiche tecniche simili ai casi studio dei sistemi presenti nel database. Tale studio tiene conto di un insieme di dati che rappresenta e descrive la produzione di biochar e syngas da biomasse. Nello specifico, i dati si riferiscono alla produzione di un kg di biochar come prodotto. Il contenuto di carbonio nel carbone oscilla tra il 78 e il 90% in peso e si presume sia l'80%. Il potere calorifico del carbone oscilla tra 20 e 30 MJ/kg. Il legno utilizzato nella produzione di biochar proviene da pratiche agroforestali. I dati includono l'infrastruttura, il trattamento dei gas di scarico, le emissioni di CO₂ e l'uso del suolo nelle piantagioni forestali. L'inventario, riportato nella tabella II in appendice, tiene conto inoltre, della produzione di 1 Nm³ di syngas. Il processo consente di valutare anche la conversione in syngas, considerando le fasi di post raccolta come l'essiccazione (fino al 10-15% di umidità) il trasporto, la cippatura, e il trattamento del syngas ottenuto.

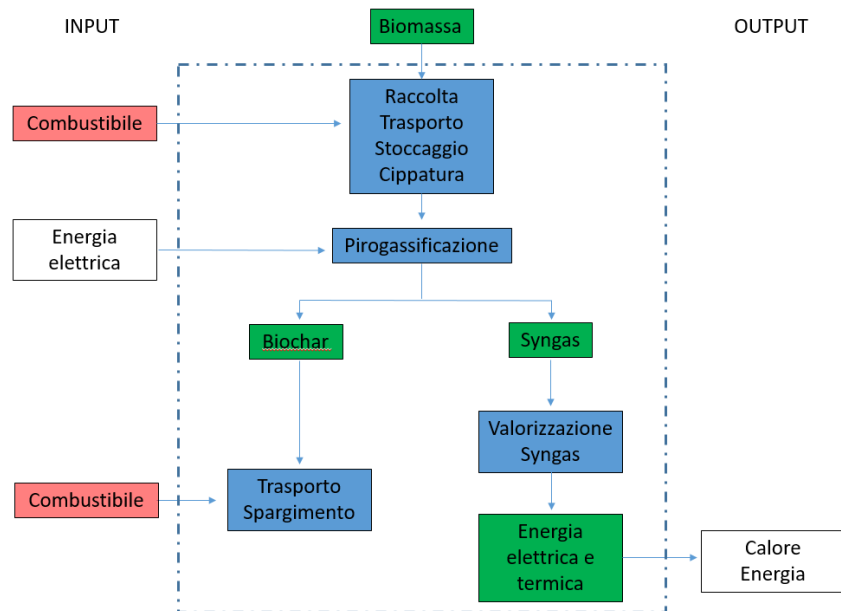


Figura 37. Diagramma di flusso e confini del processo di pirogassificazione

Metodo Ecological Scarcity 2013

Tabella 31. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo Ecological Scarcity 2013 - Pirolisi

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Sostanze cancerogene nell'aria	2,41E+01	UBP
Risorse energetiche	8,17E+01	UBP
Riscaldamento globale	7,44E+02	UBP
Metalli pesanti nell'aria	2,47E+01	UBP
Metalli pesanti nel suolo	3,49E+00	UBP
Metalli pesanti in acqua	1,18E+01	UBP
Uso del suolo	2,03E+00	UBP
Principali inquinanti atmosferici e PM	3,83E+02	UBP
Risorse minerali	2,09E+01	UBP
Rifiuti non radioattivi da depositare	2,98E+00	UBP
Riduzione dello strato di ozono	5,31E-01	UBP
Pesticidi nel suolo	7,12E-01	UBP
POP in acqua	1,21E+01	UBP
Sostanze radioattive nell'aria	3,91E-06	UBP
Sostanze radioattive nell'acqua	8,42E-02	UBP
Rifiuti radioattivi da depositare	7,59E+00	UBP
Inquinanti dell'acqua	2,56E+01	UBP
Risorse idriche	1,87E+00	UBP

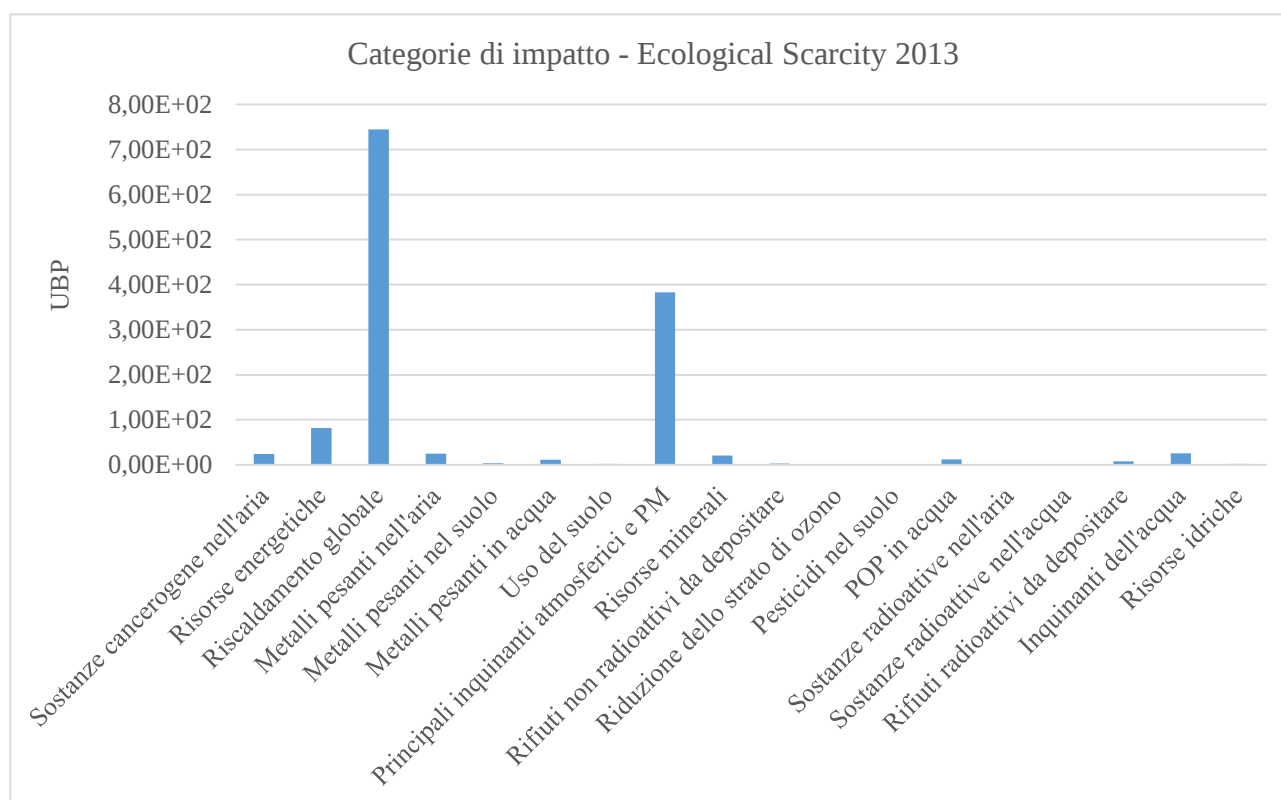


Figura 38. Impatti del sistema con il metodo Ecological Scarcity 2013 – Pirolisi

Dalla Figura 38 emerge che i principali impatti sono rappresentati dal riscaldamento globale e dalle emissioni di inquinanti e PM, prodotti durante il processo di pirolisi.

Tabella 32. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo Ecological Scarcity 2013 - Gassificazione

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Sostanze cancerogene nell'aria	3,40E+00	UBP
Risorse energetiche	1,16E+01	UBP
Riscaldamento globale	2,57E+01	UBP
Metalli pesanti nell'aria	3,37E+00	UBP
Metalli pesanti nel suolo	3,20E+01	UBP
Metalli pesanti in acqua	1,23E+00	UBP
Uso del suolo	1,74E-01	UBP
Principali inquinanti atmosferici e PM	2,35E+01	UBP
Risorse minerali	1,84E+00	UBP
Rifiuti non radioattivi da depositare	6,20E-01	UBP
Riduzione dello strato di ozono	5,14E-02	UBP
Pesticidi nel suolo	4,05E-01	UBP
POP in acqua	8,31E-01	UBP
Sostanze radioattive nell'aria	7,13E-07	UBP
Sostanze radioattive nell'acqua	2,44E-02	UBP
Rifiuti radioattivi da depositare	2,19E+00	UBP
Inquinanti dell'acqua	2,15E+00	UBP
Risorse idriche	1,21E-01	UBP

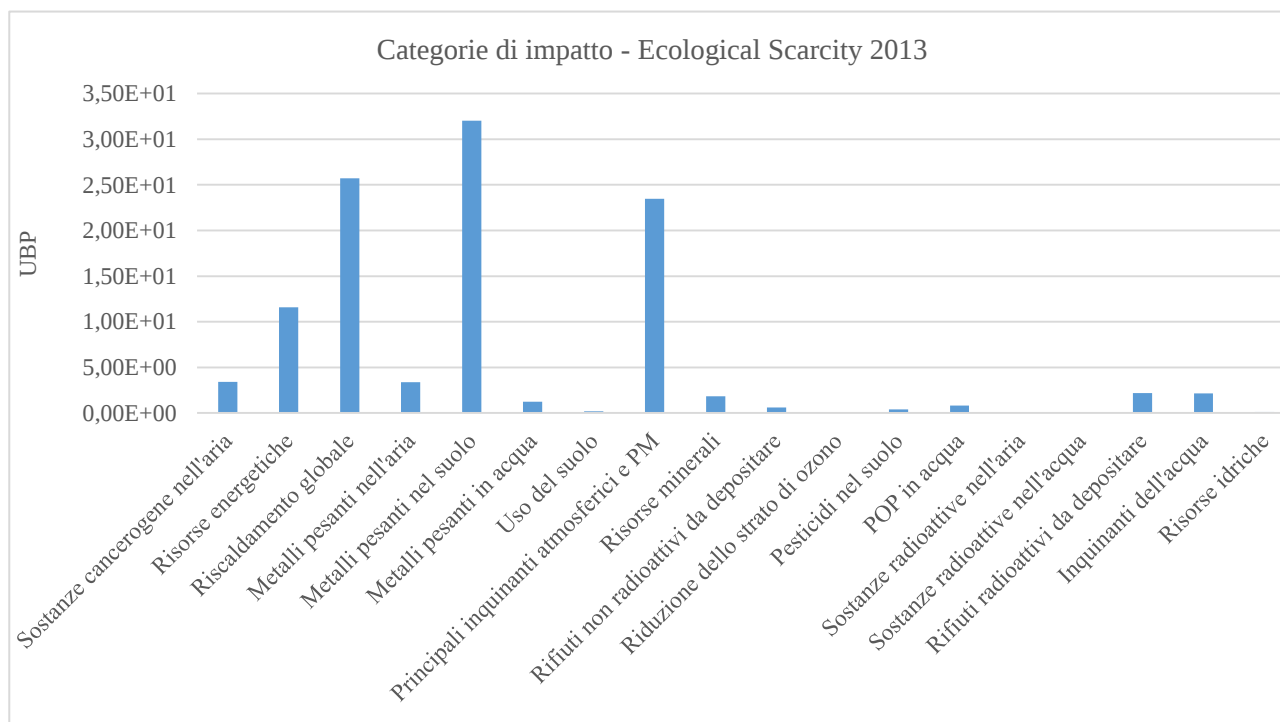


Figura 39. Impatti del sistema con il metodo Ecological Scarcity 2013 – Gassificazione

Dalla Figura 39 emerge che i principali impatti si hanno sulle risorse energetiche, sul riscaldamento globale, sulla presenza di metalli nel suolo e sulle emissioni di inquinanti atmosferici e PM, prodotti durante il processo di gassificazione.

Dai grafici sulla pirolisi e sulla gassificazione, si osserva che entrambi hanno un notevole impatto sul riscaldamento globale, legato alla produzione e allo smaltimento dei residui del processo, contenenti sottoprodotti gassosi che tendono ad aumentare i gas serra.

Metodo EDIP

Tabella 33. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo EDIP - Pirolisi

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Acidificazione	3,12E-03	kg SO ₂ -Eq
Ecotossicità, acuta, in acqua	2,50E+02	m ³ water
Ecotossicità, cronica, nel suolo	5,99E+01	m ³ soil
Ecotossicità, cronica, in acqua	1,98E+03	m ³ water
Ecotossicità, negli impianti di depurazione	3,00E+03	m ³ waste water
Riscaldamento globale, GWP 100a	1,53E+00	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 20a	3,14E+00	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 500a	8,61E-01	kg CO ₂ -Eq
Tossicità umana, via aria	1,00E+06	m ³ air
Tossicità umana, attraverso il suolo	1,83E-01	m ³ soil
Tossicità umana, attraverso l'acqua di superficie	2,56E+01	m ³ water
Riempimento di discariche, rifiuti sfusi	8,19E-02	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti pericolosi	9,05E-06	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti radioattivi	4,33E-05	kg waste
Riempimento di discariche, scorie e ceneri	5,75E-03	kg waste
Risorse non rinnovabili, alluminio	1,34E-04	kg
Risorse non rinnovabili, antimonio	1,83E-10	kg
Risorse non rinnovabili, lignite	9,57E-03	kg
Risorse non rinnovabili, cadmio	9,90E-07	kg
Risorse non rinnovabili, cerio	4,61E-09	kg
Risorse non rinnovabili, carbone	6,89E-02	kg
Risorse non rinnovabili, cobalto	7,12E-09	kg
Risorse non rinnovabili, rame	9,04E-05	kg
Risorse non rinnovabili, oro	5,39E-09	kg
Risorse non rinnovabili, ferro	9,16E-03	kg
Risorse non rinnovabili, lantanio	1,38E-09	kg
Risorse non rinnovabili, piombo	1,80E-05	kg
Risorse non rinnovabili, manganese	2,10E-05	kg
Risorse non rinnovabili, mercurio	7,98E-11	kg
Risorse non rinnovabili, molibdeno	1,83E-06	kg
Risorse non rinnovabili, gas naturale	1,38E-02	kg

Risorse non rinnovabili, nichel	4,91E-04	kg
Risorse non rinnovabili, petrolio	1,19E-01	kg
Risorse non rinnovabili, palladio	1,73E-10	kg
Risorse non rinnovabili, platino	1,72E-10	kg
Risorse non rinnovabili, argento	4,75E-08	kg
Risorse non rinnovabili, tantalio	2,71E-08	kg
Risorse non rinnovabili, stagno	3,52E-07	kg
Risorse non rinnovabili, zinco	3,17E-05	kg
Arricchimento dei nutrienti, potenziale combinato	1,70E-02	kg NO ₃
Arricchimento di nutrienti, potenziale di azoto separato	3,26E-03	kg N
Arricchimento di nutrienti, potenziale P separato	8,75E-05	kg P
Formazione fotochimica di ozono, alto NOx POCP	9,67E-03	kg ethylene-Eq
Formazione di ozono fotochimico, POCP a basso NOx	1,16E-02	kg ethylene-Eq
Risorse rinnovabili, legno	4,43E-03	m ³
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 100a	6,99E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 20a	6,57E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 5a	6,56E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, stato stazionario ODP	7,52E-08	kg CFC-11-Eq

Tabella 34. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo EDIP - Gassificazione

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Acidificazione	3,93E-04	kg SO ₂ -Eq
Ecotossicità, acuta, in acqua	2,28E+01	m ³ water
Ecotossicità, cronica, nel suolo	4,68E+00	m ³ soil
Ecotossicità, cronica, in acqua	1,67E+02	m ³ water
Ecotossicità, negli impianti di depurazione	2,35E+02	m ³ waste water
Riscaldamento globale, GWP 100a	5,58E-02	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 20a	6,08E-02	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 500a	5,34E-02	kg CO ₂ -Eq
Tossicità umana, via aria	1,28E+05	m ³ air
Tossicità umana, attraverso il suolo	1,21E-01	m ³ soil
Tossicità umana, attraverso l'acqua di superficie	2,48E+00	m ³ water
Riempimento di discariche, rifiuti sfusi	6,71E-03	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti pericolosi	9,22E-07	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti radioattivi	3,77E-06	kg waste
Riempimento di discariche, scorie e ceneri	2,38E-03	kg waste
Risorse non rinnovabili, alluminio	1,94E-05	kg
Risorse non rinnovabili, antimonio	3,25E-11	kg
Risorse non rinnovabili, lignite	2,00E-03	kg
Risorse non rinnovabili, cadmio	1,63E-07	kg
Risorse non rinnovabili, cerio	3,75E-10	kg
Risorse non rinnovabili, carbone	1,07E-02	kg
Risorse non rinnovabili, cobalto	1,02E-09	kg
Risorse non rinnovabili, rame	1,71E-05	kg
Risorse non rinnovabili, oro	6,42E-10	kg
Risorse non rinnovabili, ferro	7,64E-04	kg

Risorse non rinnovabili, lantanio	1,12E-10	kg
Risorse non rinnovabili, piombo	2,95E-06	kg
Risorse non rinnovabili, manganese	2,85E-06	kg
Risorse non rinnovabili, mercurio	3,71E-10	kg
Risorse non rinnovabili, molibdeno	2,98E-07	kg
Risorse non rinnovabili, gas naturale	4,33E-03	kg
Risorse non rinnovabili, nichel	3,85E-05	kg
Risorse non rinnovabili, petrolio	7,56E-03	kg
Risorse non rinnovabili, palladio	4,73E-11	kg
Risorse non rinnovabili, platino	3,25E-11	kg
Risorse non rinnovabili, argento	7,26E-09	kg
Risorse non rinnovabili, tantalio	3,15E-09	kg
Risorse non rinnovabili, stagno	4,49E-08	kg
Risorse non rinnovabili, zinco	5,20E-06	kg
Arricchimento dei nutrienti, potenziale combinato	3,65E-03	kg NO ₃
Arricchimento di nutrienti, potenziale di azoto separato	5,34E-04	kg N
Arricchimento di nutrienti, potenziale P separato	4,16E-05	kg P
Formazione fotochimica di ozono, alto NOx POCP	4,27E-05	kg ethylene-Eq
Formazione di ozono fotochimico, POCP a basso NOx	4,40E-05	kg ethylene-Eq
Risorse rinnovabili, legno	7,27E-04	m ³
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 100a	6,21E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 20a	6,27E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 5a	6,47E-09	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, stato stazionario ODP	6,83E-09	kg CFC-11-Eq

Dalla valutazione condotta sui processi di pirolisi e gassificazione, emerge che gli impatti sono da ricondurre alle seguenti categorie: acidificazione, ecotossicità acuta e cronica nelle acque e nel suolo, riscaldamento globale, tossicità umana, riempimento di discariche, risorse rinnovabili e non rinnovabili, arricchimento dei nutrienti, formazione fotochimica di ozono e riduzione dell'ozono stratosferico. Ossidi di azoto e anidride solforosa sono generalmente il motivo principale dell'acidificazione come conseguenza dell'emissione nell'atmosfera in atmosfera di questi gas durante le fasi del processo. Un altro contributo significativo è rappresentato dalla tossicità dell'ambiente acquatico legato al rilascio di metalli pesanti, percolato e inquinanti presenti nei residui della trasformazione. Arsenico, cadmio, mercurio, nichel, ossidi di azoto e idrogeno, emessi in atmosfera e in acqua sono i principali inquinanti che determinano gli impatti relativi alla tossicità umana, antimonio e selenio nello specifico, causano principalmente tossicità nell'uomo attraverso l'inquinamento delle acque. Per spiegare le differenze di impatto sul riscaldamento globale è necessario considerare le tecnologie dei due processi, ad esempio l'uso di agente ossidante a flussi incontrollati influenza la produzione di CO₂ nell'atmosfera, che fornisce un contributo maggiore alle emissioni e al riscaldamento globale, come nel caso della pirolisi, mentre con flussi di aria controllati,

come nel caso della gassificazione, si generano apporti di CO₂ inferiori in termini di emissioni. Nel caso dell'ecotossicità terrestre, i risultati sono abbastanza simili e le cause sono riconducibili alla presenza di metalli pesanti come il mercurio e il cadmio nell'atmosfera.

Metodo ReCiPe

Per i processi di pirolisi e gassificazione, i risultati mostrano che gli impatti maggiori sono relativi al cambiamento climatico, sia sugli ecosistemi che sulla salute umana, e all'esaurimento delle risorse.

Tabella 35. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo ReCiPe - Pirolisi

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Qualità dell'ecosistema - occupazione dei terreni agricoli	1,94E-04	Punti
Qualità dell'ecosistema - cambiamento climatico, ecosistemi	2,54E-02	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità dell'acqua dolce	5,27E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - eutrofizzazione dell'acqua dolce	8,79E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità marina	1,16E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - trasformazione naturale del territorio	6,20E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - acidificazione terrestre	3,52E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità terrestre	4,46E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - totale	2,60E-02	Punti
Qualità dell'ecosistema - occupazione del suolo urbano	2,63E-04	Punti
Salute umana - cambiamento climatico, salute umana	4,02E-02	Punti
Salute umana - tossicità umana	1,73E-03	Punti
Salute umana - radiazioni ionizzanti	1,56E-05	Punti
Salute umana - impoverimento dell'ozono	3,91E-06	Punti
Salute umana - formazione di particolato	8,57E-03	Punti
Salute umana - formazione di ossidanti fotochimici	4,22E-04	Punti
Salute umana - totale	5,09E-02	Punti
Risorse - esaurimento fossile	2,15E-02	Punti
Risorse - esaurimento dei metalli	1,24E-03	Punti
Risorse - totale	2,27E-02	Punti

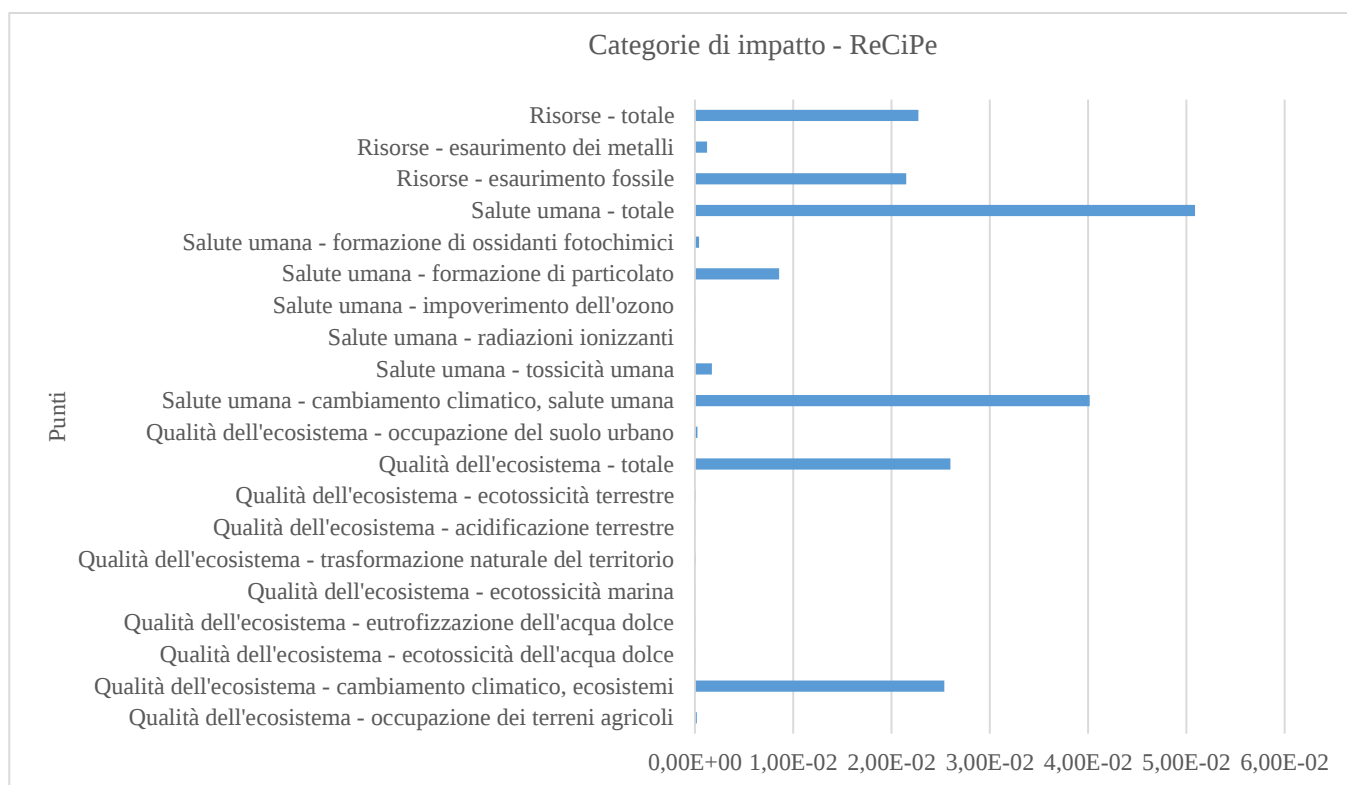


Figura 40. Impatti del sistema con il metodo ReCiPe – Pirolisi

Tabella 36. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo ReCiPe - Gassificazione

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Qualità dell'ecosistema - occupazione dei terreni agricoli	2,34E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - cambiamento climatico, ecosistemi	9,72E-04	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità dell'acqua dolce	1,07E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - eutrofizzazione dell'acqua dolce	4,20E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità marina	2,65E-07	Punti
Qualità dell'ecosistema - trasformazione naturale del territorio	1,58E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - acidificazione terrestre	4,62E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità terrestre	8,01E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - totale	1,05E-03	Punti
Qualità dell'ecosistema - occupazione del suolo urbano	2,13E-05	Punti
Salute umana - cambiamento climatico, salute umana	1,54E-03	Punti
Salute umana - tossicità umana	4,08E-03	Punti
Salute umana - radiazioni ionizzanti	2,86E-06	Punti
Salute umana - impoverimento dell'ozono	3,53E-07	Punti
Salute umana - formazione di particolato	8,26E-04	Punti
Salute umana - formazione di ossidanti fotochimici	5,84E-05	Punti
Salute umana - totale	6,50E-03	Punti
Risorse - esaurimento fossile	2,22E-03	Punti
Risorse - esaurimento dei metalli	1,28E-04	Punti
Risorse - totale	2,35E-03	Punti

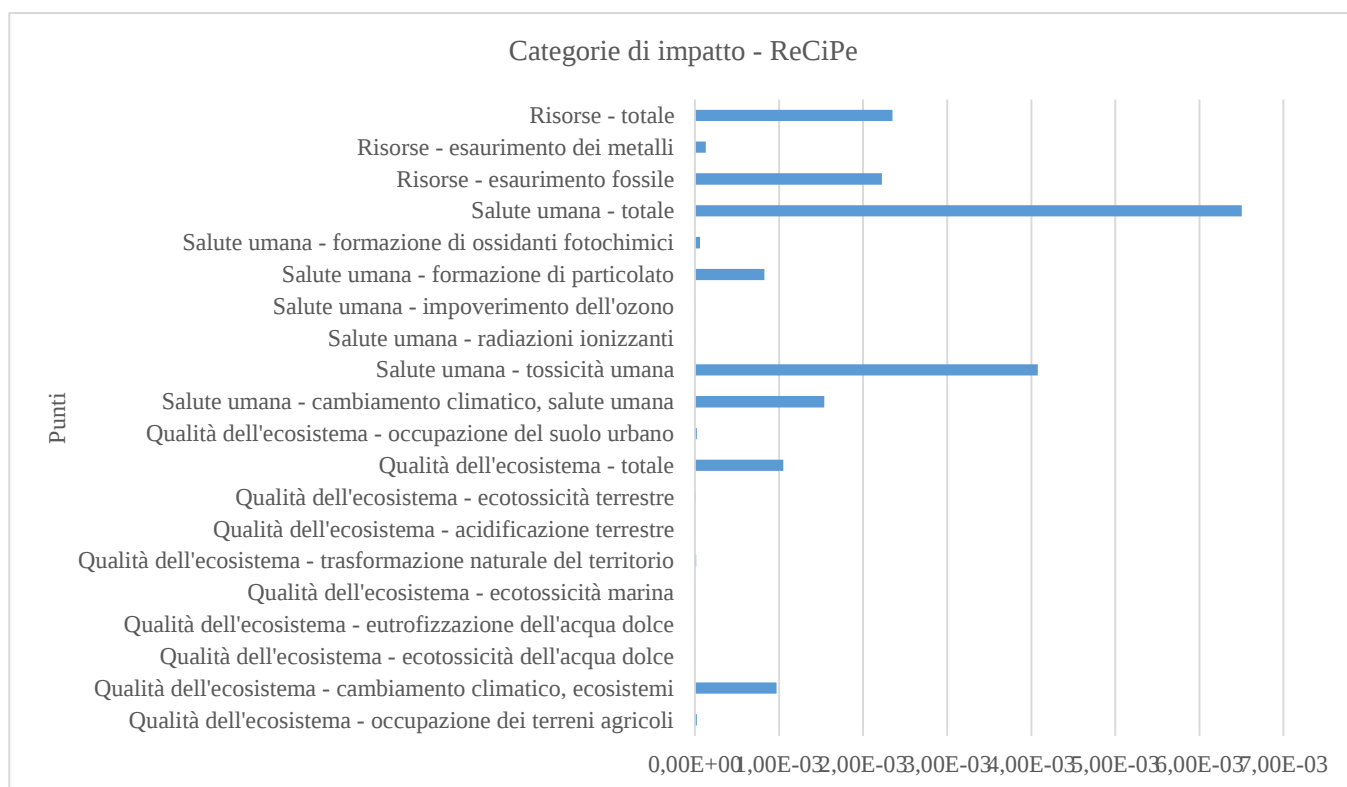


Figura 41. Impatti del sistema con il metodo ReCiPe - Gassificazione

Metodo IPCC 2013

I risultati dell'analisi, espressi in CO₂eq, mostrano che si ha un impatto maggiore sul riscaldamento globale (GWP) a 20 anni rispetto ai 100 anni.

Tabella 37. Risultati della categoria di impatto del metodo IPCC 2013 - Pirolisi

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Cambiamento climatico - GWP 100a	1,87E+00	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 20a	3,98E+00	kg CO ₂ -Eq

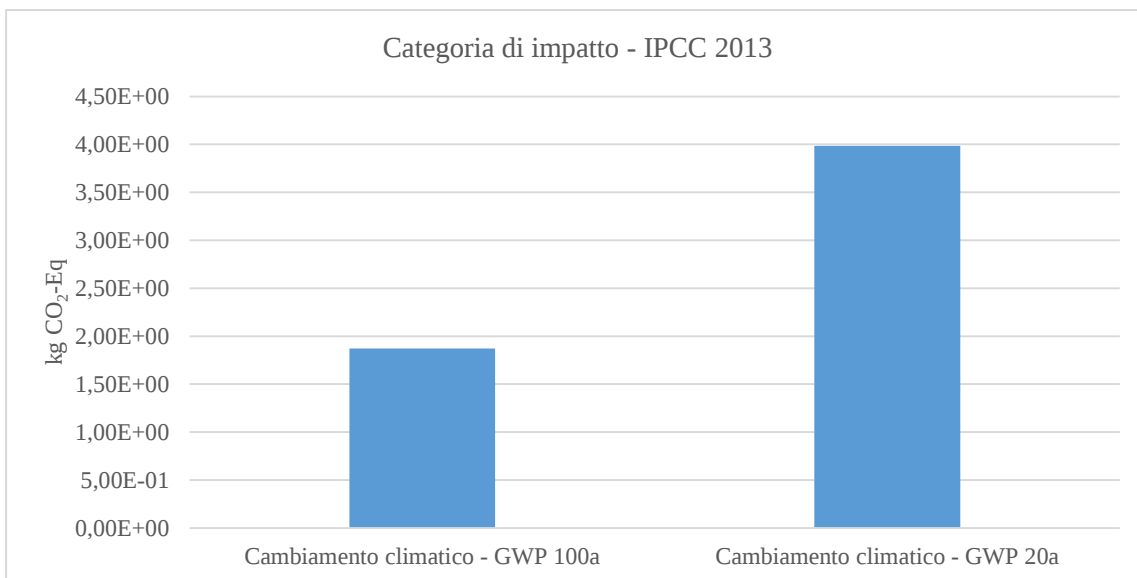


Figura 42. Impatti del sistema con il metodo IPCC 2013 – Pirolisi

Nel caso del processo di gassificazione, i risultati dell'analisi, mostrano che si ha un impatto maggiore sul riscaldamento globale (GWP) a 100 anni rispetto ai 20 anni.

Tabella 38. Risultati della categoria di impatto del metodo IPCC 2013 - Gassificazione

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Cambiamento climatico - GWP 100a	4,62E-02	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 100a (corretto)	4,63E-02	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 20a	3,74E-02	kg CO ₂ -Eq

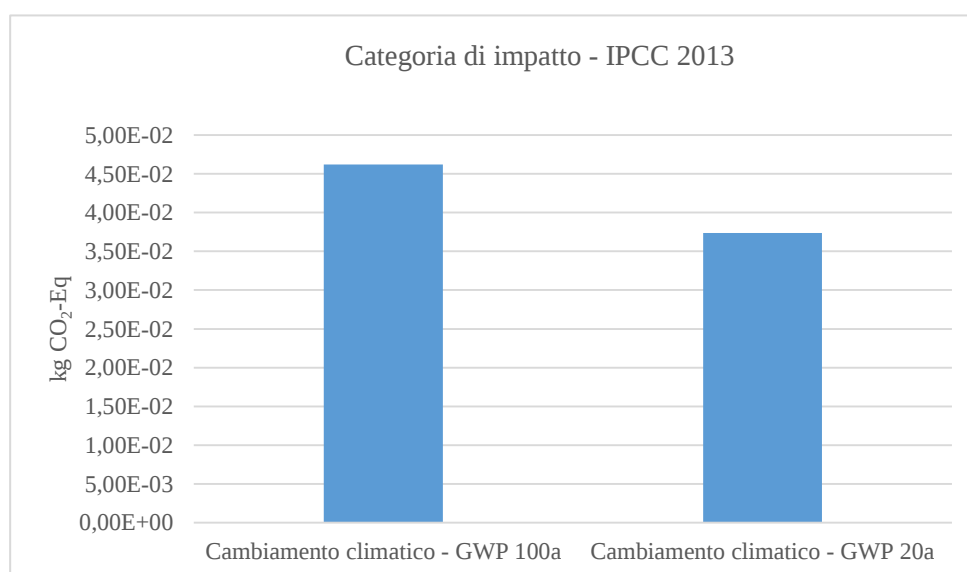


Figura 43. Impatti del sistema con il metodo IPCC 2013 - Gassificazione

Metodo USEtox

Dalla valutazione, emerge che gli impatti ecotossicologici sia per il processo di pirolisi che di gassificazione sono maggiori rispetto agli impatti sulla salute umana.

Tabella 39. Risultati degli impatti del metodo USEtox - Pirolisi

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Ecotossicità - totale	3,96E+00	CTU
Tossicità umana - cancerogeno	1,65E-08	CTU
Tossicità umana - non cancerogeno	8,03E-08	CTU
Tossicità umana - totale	9,68E-08	CTU

Tabella 40. Risultati degli impatti del metodo USEtox - Gassificazione

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Ecotossicità - totale	4,91E-01	CTU
Tossicità umana - cancerogeno	2,34E-09	CTU
Tossicità umana - non cancerogeno	2,20E-07	CTU
Tossicità umana - totale	2,22E-07	CTU

Digestione anaerobica

Lo studio LCA si riferisce ad un impianto le cui caratteristiche sono simili a quelle descritte nel capitolo della valutazione economica che produce biogas e digestato da reflui zootecnici e rifiuti organici (liquame bovino, suino, rifiuti agroindustriali e urbani). Il contenuto di metano del biogas viene calcolato in base al substrato in ingresso. La valutazione tiene conto di tutte le attività come trasporto, stoccaggio prima del processo, digestione anaerobica e stoccaggio dopo la digestione. L'attività si conclude con la disponibilità del biogas e del digestato presso l'impianto.

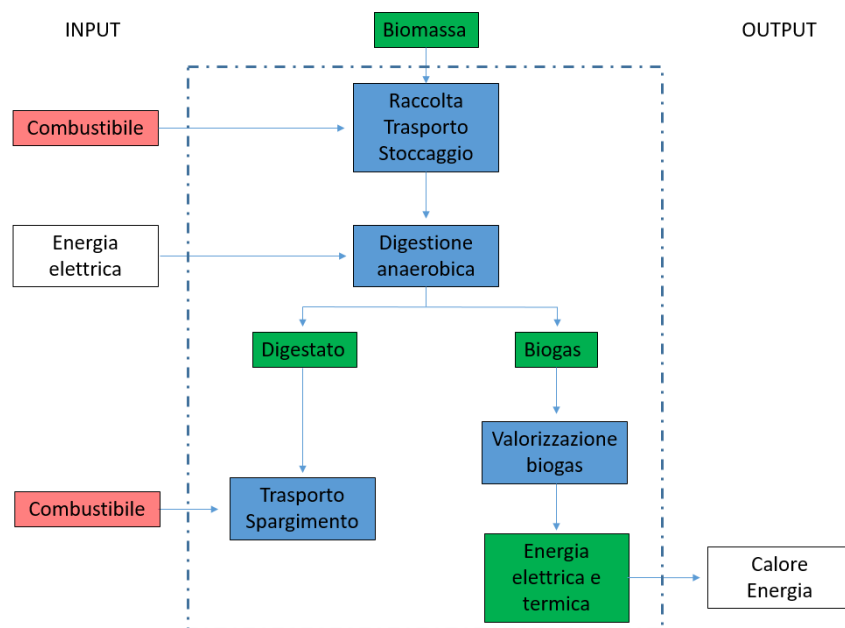


Figura 44. Diagramma di flusso e confini del processo di digestione anaerobica

Definiti i flussi e la metodologia di calcolo adottata, vengono riportati nella tabella III in appendice, gli input e gli output che costituiscono l'analisi di inventario. Di seguito sono riportati invece, gli impatti e le emissioni di gas ad effetto serra generate nelle fasi di produzione del biogas e del digestato. Vengono ad esempio considerate, oltre alle emissioni di CO₂, generate nelle fasi di trasporto, anche le emissioni di CH₄ dovute alle perdite dall'impianto e quelle prodotte durante il trasporto e stoccaggio della biomassa. Sostanzialmente le emissioni di CH₄ durante lo stoccaggio dei reflui zootecnici, dipendono dalla percentuale di biomassa in grado di decomporsi in maniera anaerobica, inoltre, anche la tipologia e la temperatura dello stoccaggio, influenzano le emissioni di metano, ad esempio se la biomassa di scarto viene stoccata come un prodotto liquido (in vasche, serbatoi o fosse) si genera per lo più un processo di digestione anaerobica e viene pertanto prodotta una significativa quantità di CH₄. Se gli scarti vengono invece trattati come sostanza solida, quindi stoccati in cumuli di letame o anche sparsi in prati e pascoli, il processo di digestione ha luogo piuttosto in condizioni aerobiche, con minore produzione di CH₄. Le emissioni di gas climalteranti durante la realizzazione di un impianto a biogas sono da ricondursi principalmente all'impiego e alla messa in opera dei componenti che principalmente sono: il fermentatore con il sistema di alimentazione e la vasca di stoccaggio del digestato. Per la valutazione della tipologia e della quantità di materiali impiegati per la costruzione dell'impianto, sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nel database di riferimento. Le emissioni connesse all'esercizio di un impianto a biogas sono riconducibili soprattutto alle emissioni derivanti dal consumo di energia elettrica, impiegata per l'alimentazione dei mescolatori, delle pompe e del sistema di controllo. Studi di letteratura indicano

che durante l'esercizio di un impianto a biogas mediamente il 10% dell'energia prodotta viene impiegata per la gestione dell'impianto, con una percentuale anche maggiore per i piccoli impianti. La valorizzazione e utilizzazione del biogas è associata a diversi effetti sull'ambiente, tra i quali tuttavia l'emissione di CO₂ legata alla combustione del biogas, insieme a NO_x, metano, monossido di carbonio e ossidi di zolfo. Le emissioni durante lo stoccaggio del digestato dipendono da diversi fattori, ad esempio i substrati digeriti, hanno in genere meno carbonio facilmente degradabile rispetto ai liquami non digeriti, e ciò riduce le emissioni di CH₄ in questa fase. Valori di pH più elevati e un maggior contenuto di NH₄⁺ nei residui, portano a perdite di NH₃ potenzialmente maggiori rispetto ai liquami non digeriti. Le emissioni durante lo spargimento del digestato sono riconducibili al trasporto e alla decomposizione della biomassa in humus (umificazione e mineralizzazione).

Metodo Ecological Scarcity 2013

Tabella 41. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo Ecological Scarcity 2013 - Digestione anaerobica

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Sostanze cancerogene nell'aria	2,24E+01	UBP
Risorse energetiche	3,23E+00	UBP
Riscaldamento globale	8,13E+01	UBP
Metalli pesanti nell'aria	1,44E+01	UBP
Metalli pesanti nel suolo	2,22E-01	UBP
Metalli pesanti nell'acqua	3,88E+01	UBP
Uso del suolo	1,07E+00	UBP
Principali inquinanti atmosferici e PM	5,16E+01	UBP
Risorse minerarie	5,30E+00	UBP
Rifiuti non radioattivi da depositare	5,66E+00	UBP
Riduzione dello strato di ozono	8,49E-02	UBP
Pesticidi nel suolo	5,95E-01	UBP
POP in acqua	7,94E-01	UBP
Sostanze radioattive nell'aria	4,11E-07	UBP
Sostanze radioattive nell'acqua	1,20E-02	UBP
Rifiuti radioattivi da depositare	1,08E+00	UBP
Inquinanti dell'acqua	1,11E+01	UBP
Risorse idriche	1,73E-01	UBP

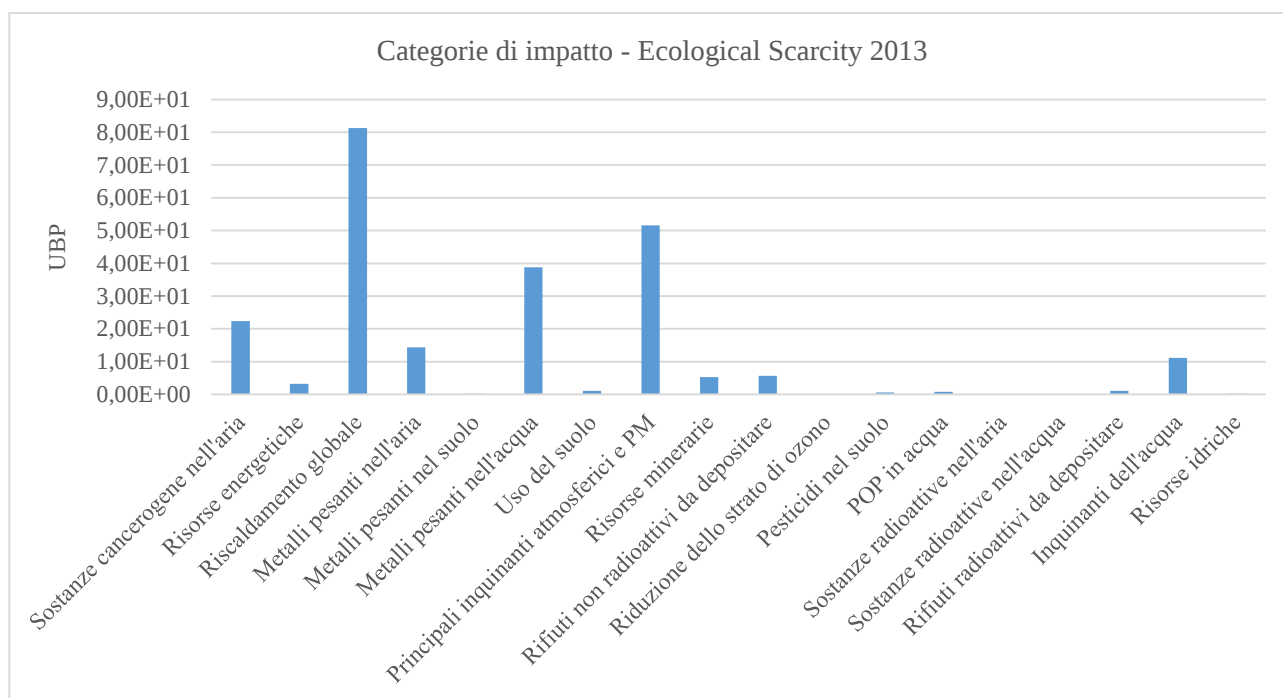


Figura 45. Impatti del sistema con il metodo Ecological Scarcity 2013 – Digestione anaerobica

Dalla Figura 45 emerge che i principali impatti sono legati al riscaldamento globale, ai metalli pesanti nelle acque e alle emissioni di inquinanti e PM, prodotti durante il processo di digestione anaerobica.

Metodo EDIP

Dalla valutazione condotta sul processo di digestione anaerobica, emerge che gli impatti sono da ricondurre alle seguenti categorie: acidificazione, ecotossicità acuta e cronica nelle acque e nel suolo, riscaldamento globale, tossicità umana, riempimento di discariche, risorse rinnovabili e non rinnovabili, arricchimento dei nutrienti, formazione fotochimica di ozono e riduzione dell'ozono stratosferico.

Tabella 42. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo EDIP – Digestione anaerobica

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Acidificazione	1,03E-03	kg SO ₂ -Eq
Acotossicità acuta in acqua	1,58E+03	m ³ water
Ecotossicità cronica nel suolo	3,17E+02	m ³ soil
Ecotossicità cronica in acqua	1,07E+04	m ³ water
Ecotossicità negli impianti di depurazione	6,56E+03	m ³ waste water
Riscaldamento globale, GWP 100a	1,71E-01	kg CO ₂ -Eq
Riscaldamento globale, GWP 20a	2,29E-01	kg CO ₂ -Eq

Riscaldamento globale, GWP 500a	1,17E-01	kg CO ₂ -Eq
Tossicità umana, via aria	6,20E+04	m ³ air
Tossicità umana, attraverso il suolo	6,84E-02	m ³ soil
Tossicità umana, attraverso l'acqua di superficie	3,52E+01	m ³ water
Riempimento di discariche, rifiuti sfusi	1,28E-01	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti pericolosi	1,37E-06	kg waste
Riempimento di discariche, rifiuti radioattivi	2,86E-06	kg waste
Riempimento di discariche, scorie e ceneri	4,18E-01	kg waste
Risorse non rinnovabili, alluminio	2,48E-05	kg
Risorse non rinnovabili, antimonio	2,20E-11	kg
Risorse non rinnovabili, lignite	1,44E-03	kg
Risorse non rinnovabili, cadmio	8,25E-08	kg
Risorse non rinnovabili, cerio	3,46E-10	kg
Risorse non rinnovabili, carbone	1,18E-02	kg
Risorse non rinnovabili, cobalto	6,94E-10	kg
Risorse non rinnovabili, rame	2,07E-05	kg
Risorse non rinnovabili, oro	4,70E-10	kg
Risorse non rinnovabili, ferro	2,89E-03	kg
Risorse non rinnovabili, lantanio	1,04E-10	kg
Risorse non rinnovabili, piombo	1,62E-06	kg
Risorse non rinnovabili, manganese	1,30E-05	kg
Risorse non rinnovabili, mercurio	2,25E-09	kg
Risorse non rinnovabili, molibdeno	5,07E-07	kg
Risorse non rinnovabili, gas naturale	6,62E-03	kg
Risorse non rinnovabili, nichel	1,06E-04	kg
Risorse non rinnovabili, petrolio	6,82E-03	kg
Risorse non rinnovabili, palladio	3,20E-10	kg
Risorse non rinnovabili, platino	5,62E-10	kg
Risorse non rinnovabili, argento	5,19E-09	kg
Risorse non rinnovabili, tantalio	2,76E-09	kg
Risorse non rinnovabili, stagno	4,95E-08	kg
Risorse non rinnovabili, zinco	2,80E-06	kg
Arricchimento dei nutrienti, potenziale combinato	3,10E-02	kg NO ₃
Arricchimento di nutrienti, potenziale di azoto separato	6,36E-04	kg N
Arricchimento di nutrienti, potenziale P separato	8,90E-04	kg P
Formazione fotochimica di ozono, alto NOx POCP	6,64E-05	kg ethylene-Eq
Formazione di ozono fotochimico, POCP a basso NOx	7,76E-05	kg ethylene-Eq
Risorse rinnovabili, legno	2,90E-06	m ³
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 100a	1,07E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 20a	1,13E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, ODP 5a	1,18E-08	kg CFC-11-Eq
Riduzione dell'ozono stratosferico, stato stazionario ODP	9,31E-09	kg CFC-11-Eq

Metodo ReCiPe

I risultati mostrano che gli impatti maggiori sono relativi ai cambiamenti climatici con effetti sia sugli ecosistemi che sulla salute umana, alla formazione di particolato ugualmente dannoso per la salute e all'esaurimento delle risorse fossili.

Tabella 43. Risultati per ogni categoria di impatto del metodo ReCiPe – Digestione anaerobica

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Qualità dell'ecosistema - occupazione dei terreni agricoli	4,56E-04	Punti
Qualità dell'ecosistema - cambiamento climatico, ecosistemi	2,95E-03	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità dell'acqua dolce	1,00E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - eutrofizzazione dell'acqua dolce	8,76E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità marina	1,96E-06	Punti
Qualità dell'ecosistema - acidificazione terrestre	1,21E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema - ecotossicità terrestre	1,89E-05	Punti
Qualità dell'ecosistema	3,53E-03	Punti
Qualità dell'ecosistema - occupazione del suolo urbano	9,48E-05	Punti
Salute umana - cambiamento climatico, salute umana	4,66E-03	Punti
Salute umana - tossicità umana	7,74E-03	Punti
Salute umana - radiazioni ionizzanti	1,64E-06	Punti
Salute umana - impoverimento dell'ozono	5,30E-07	Punti
Salute umana - formazione di particolato	1,74E-03	Punti
Salute umana - formazione di ossidanti fotochimici	1,49E-04	Punti
Salute umana	1,43E-02	Punti
Risorse - esaurimento fossile	2,48E-03	Punti
Risorse - esaurimento dei metalli	3,41E-04	Punti
Risorse	2,82E-03	Punti

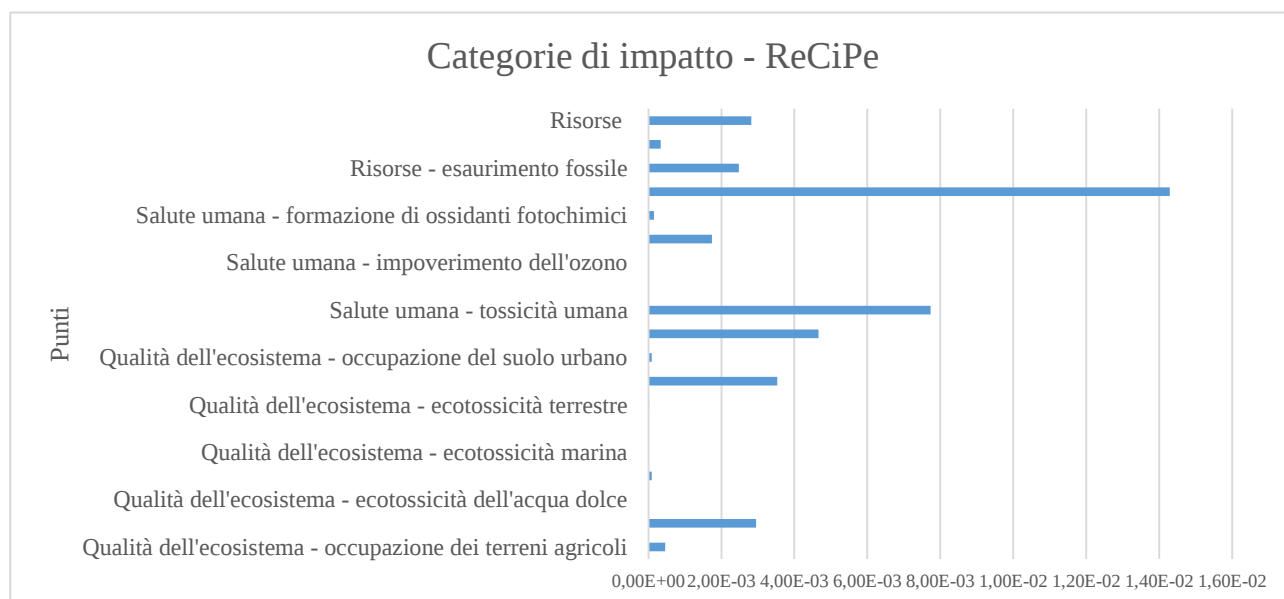


Figura 46. Impatti del sistema con il metodo ReCiPe - Digestione anaerobica

Metodo IPCC 2013

I risultati dell'analisi, espressi in CO₂eq, mostrano che si ha un impatto maggiore sul riscaldamento globale (GWP) a 20 anni rispetto ai 100 anni.

Tabella 44. Risultati della categoria di impatto del metodo IPCC 2013 – Digestione anaerobica

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Cambiamento climatico - GWP 100a	1,65E-01	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 100a (corretto)	1,65E-01	kg CO ₂ -Eq
Cambiamento climatico - GWP 20a	2,30E-01	kg CO ₂ -Eq

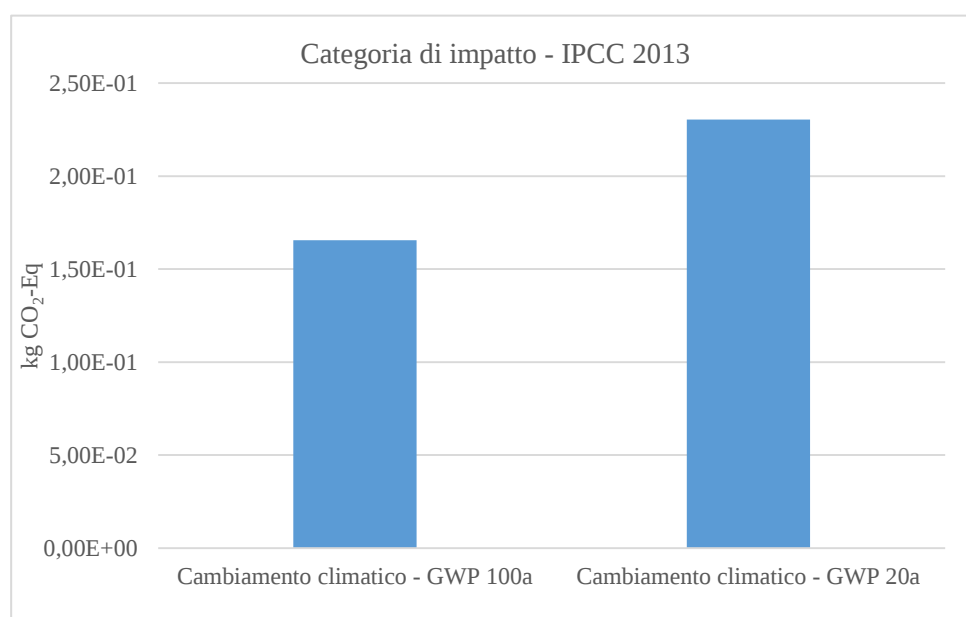


Figura 47. Impatti del sistema con il metodo IPCC 2013 - Digestione anaerobica

Metodo USEtox

Dalla valutazione emerge che gli impatti ecotossicologici sono maggiori degli impatti sulla salute umana.

Tabella 45. Risultati degli impatti del metodo USEtox – Digestione anaerobica

CATEGORIA D'IMPATTO	RISULTATO	UNITÀ DI RIFERIMENTO
Ecotossicità - totale	1,19E+01	CTU
Tossicità umana - cancerogeno	7,82E-08	CTU
Tossicità umana - non cancerogeno	3,71E-07	CTU
Tossicità umana - totale	4,49E-07	CTU

I risultati ottenuti, pur considerando il vantaggio nell'utilizzo e nella trasformazione delle biomasse, danno una stima sul contenimento delle emissioni, seppur non del tutto esaustiva e perfettamente quantificabile, sia per la mancanza di una metodologia standardizzata, sia perché i processi di conversione, sono influenzati da numerose variabili che caratterizzano le filiere di riferimento, dalla scelta della biomassa, la tecnica colturale, il trasporto, la scelta della tecnologia di conversione, allo smaltimento e riutilizzo dei residui. Inoltre, le emissioni di gas ad effetto serra legate ai processi di una filiera del settore agricolo, non si limitano alla sola anidride carbonica, in particolare, a livello nazionale, l'agricoltura contribuisce alla produzione di circa il 7% delle emissioni totali, e i principali gas serra sono il metano ed il protossido di azoto (N_2O). Si può comunque rilevare che in generale, l'agricoltura rilascia nell'atmosfera significativi quantitativi di CO_2 , in gran parte dovuti alla degradazione della sostanza organica presente nel suolo ad opera dei microrganismi, ma soprattutto dovuti ai processi termochimici come pirolisi, gassificazione e combustione, soprattutto se in condizioni incontrollate o di "*open burning*". Il metano è invece maggiormente prodotto dalla decomposizione della materia organica in condizioni di anaerobiosi, come avviene nel processo digestivo, e il protossido d'azoto è generato dalla trasformazione microbica e soprattutto dalle pratiche di fertilizzazione.

I carichi ambientali degli scenari valutati, presentano ripercussioni maggiori sulla salute umana e sulla qualità dell'ecosistema. Dagli istogrammi è evidente come i processi abbiano un impatto per le seguenti categorie: salute umana, qualità dell'ecosistema e risorse. L'indicatore che incide notevolmente sulla categoria salute umana è la Human toxicity, probabilmente associato alle emissioni di sostanze inquinanti durante i processi di conversione. Le altre categorie di impatto si riferiscono all'indicatore qualità dell'ecosistema e allo scenario di riscaldamento.

9. CONCLUSIONI

I risultati della ricerca bibliografica sul quadro normativo hanno mostrato sulla base delle politiche incentivanti una maggiore predisposizione alla realizzazione di impianti a biogas, biometano e biometano avanzato rispetto agli impianti a biomasse su cui attualmente non vi è una normativa uniforme a livello nazionale soprattutto per quanto riguarda l'utilizzo delle biomasse in relazione agli incentivi. L'analisi della tipologia di impianti sul territorio nazionale, ha evidenziato una maggiore presenza degli stessi nelle regioni del Nord Italia, a seguire quelle del Centro ed in fine quelle del Sud Italia. I risultati ottenuti dalla caratterizzazione delle biomasse prese in esame hanno confermato i dati di letteratura che vedono i residui agroforestali arborei e le colture energetiche dedicate, con un maggiore valore energetico legato ad un alto potere calorifico (18 MJ/Kg) più basso tenore idrico, ed un rapporto C/N maggiore di 30, tra quelle più utilizzabili in impianti di conversione termochimica (combustione, pirolisi e gassificazione). Diversamente i residui agroforestali erbacei, gli scarti di lavorazione di attività agroalimentari, industriali e le deiezioni animali, si prestano meglio in impianti di conversione biochimica (digestione anaerobica). Tali risultati hanno permesso di porre le basi per le attività di monitoraggio e ottimizzazione dei processi di conversione, campionamento e analisi dei residui della trasformazione, al fine di valutarne la fattibilità tecnica, economica e l'impatto ambientale. I risultati della caratterizzazione dei prodotti ricavati dai processi termochimici e biochimici della trasformazione delle biomasse, hanno permesso di ottenere campioni di biochar, e syngas di buona qualità, rappresentata rispettivamente dall'elevato contenuto di carbonio e dal potere calorifico. Analogamente la composizione di biogas e biometano, in particolar modo per quanto riguarda il contenuto di CO₂ e CH₄ è in linea con i dati di letteratura e non ha mostrato variazioni significative durante il periodo di studio. Questi risultati permettono di considerare i residui delle trasformazioni (biochar, syngas, biogas e biometano) come buoni prodotti energetici in grado di avere applicazioni potenziali in ambito agronomico per quanto riguarda il biochar e in ambito della produzione di energia e calore per il syngas, il biogas ed il biometano.

La stima del potere metanigeno ha evidenziato che tra le matrici indagate, le bucce di pomodoro, la torba, il forsu, i melli di mandorla, la canna comune e i fanghi di depurazione sono quelle che si prestano meglio alle trasformazioni mediante digestione anaerobica, probabilmente per la maggiore digeribilità ed il maggiore contenuto di cellulosa ed emicellulosa.

Nel biogas e nel biometano è risultata la presenza di composti organici volatili che sulla base di ricerche bibliografiche sono considerati come indicatori della digestione anaerobica di fanghi di depurazione. Tutti i VOC esaminati sono risultati nei limiti previsti dalla normativa vigente.

La caratterizzazione delle biomasse ha riguardato anche la determinazione dei metalli pesanti, quelli con maggiore concentrazione sono Fe, Zn, Mn e Cu. La presenza di un alto contenuto di questi

elementi può provocare danni agli impianti a causa della formazione di silicati fusi ma soprattutto può condizionare la formazione di inquinanti in emissione durante il processo.

Dalla valutazione della fattibilità economica è emerso che gli impianti già esistenti, con le caratteristiche descritte nei casi studio considerati, alla luce degli attuali incentivi, riescono ancora ad essere economicamente sostenibili, avendo ancora margini di guadagno nonostante i costi legati alle opere di adeguamento e di manutenzione. Per i nuovi impianti invece, i costi di messa in opera e di manutenzione, non determinano margini di guadagno e non consentono di raggiungere un bilancio economico positivo, pertanto la realizzazione di questi è fortemente sconsigliata. Lo studio condotto ha permesso di valutare l'LCA delle filiere di trasformazione energetica delle biomasse per la produzione di biogas, syngas e biochar. I dati in possesso hanno permesso di stimare le emissioni derivate dai processi di conversione, dalla coltivazione delle biomasse ai prodotti ai prodotti ottenuti al termine della trasformazione. Non sono stati inclusi alcuni contributi che possono essere trascurabili rispetto al processo, circa le emissioni del trasporto e movimentazione delle biomasse in quanto avvenute all'interno della filiera. Dall'applicazione dei diversi metodi di valutazione dell'impatto è emerso che la principale influenza è legata alla produzione di inquinanti e PM dannosi sia per gli ecosistemi che per la salute umana, a tal riguardo occorre specificare che gli output considerati dal database fanno riferimento ad emissioni prodotte in assenza di sistemi di abbattimento dei fumi. La mancanza dei sistemi di abbattimento, seppure di fondamentale importanza per ridurre l'impatto dei processi è una scelta economica legata alle dimensioni degli impianti, che essendo di piccola taglia, richiederebbero costi eccessivi. Le principali ripercussioni ambientali del ciclo di vita dei processi, sono da ricondurre alle categorie di impatto che riguardano le sostanze emesse in aria, la tossicità umana, l'ecotossicità totale e terrestre, nonché effetti sul riscaldamento globale e cambiamenti climatici in generale.

10. PRODUZIONE SCIENTIFICA

Di seguito sono riportati gli abstracts delle pubblicazioni prodotte durante il Dottorato.

26th European Biomass Conference and Exhibition, 14 – 17 May 2018, Copenhagen, Denmark

ASSESSMENT OF SYNGAS PRODUCED FROM GASIFICATION OF OLIVE TREE PRUNING IN A DOWNDRAFT REACTOR

F. Gallucci¹, L. Longo¹, E. Santangelo¹, E. Guerriero², V. Paolini², M. Carnevale³, A. Colantoni³, A. Tonolo⁴

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA) Via Salaria km29.300, 00015 Monterotondo, Italy

³Tuscia University - Department of Agriculture and Forestry Science (UNITUS-DAFNE) Via San Camillo de Lellis snc 01100 Viterbo, Italy

⁴Ministry of Agricultural, Food and Forestry Policies (MiPAAF) Via XX Settembre, 20, 00187, Roma, Italy

ABSTRACT: Gasification of biomass is a widely used technique for renewable energy production from agricultural residues that allows both to reduce the environmental impacts of agroforestry sector and to obtain products such as syngas and biochar. The aim of this work is to assess the energy characteristics of syngas obtained from gasification, with air, of olive tree prunings through a downdraft fixed bed reactor. Results showed that the composition of syngas is strongly influenced by the air flow rate. The hydrogen and carbon monoxide contents reached values of about 16%v/v and more than 13%v/v, respectively. The methane content was less than 3%v/v while nitrogen content was more than 50%v/v as consequence of the use of air as oxidizing agent. The lower heating value of syngas ranged between 3.6 MJ Nm⁻³ and 4.6 MJ Nm⁻³. The biochar produced during the gasification process showed a carbon content of about 74%w/w. By results of biomass characterization and of gasification tests, it is possible to state that olive tree prunings are a suitable biomass for gasification in downdraft fixed bed reactor and hence for production of syngas and biochar.

Keywords: agricultural residue, biomass, fixed bed, gasification, syngas.

PYROLYSIS OF GIANT REED (*ARUNDO DONAX*) FOR PRODUCTION OF BIOCHAR

F. Gallucci¹, M. Carnevale³, L. Longo¹, V. Paolini², E. Guerriero², A. Del Giudice¹, E. Santangelo¹, A. Tonolo⁴

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA) Via Salaria km29.300, 00015 Monterotondo, Italy

³Tuscia University - Department of Agriculture and Forestry Science (UNITUS-DAFNE) Via San Camillo de Lellis snc 01100 Viterbo, Italy

⁴Ministry of Agricultural, Food and Forestry Policies (MiPAAF) Via XX Settembre, 20, 00187, Roma, Italy

ABSTRACT: *Arundo donax* (L.) is one of the most important energy crop, but its use in the pyrolysis process have not yet been thoroughly tested. Pyrolysis is a suitable technique to manage residual biomass. One byproduct of the process is the biochar, a carbon-rich residue used in agriculture as soil conditioner. Biomass of *Arundo* was shredded in order to produce a greater (G) and a smaller (S) particle size distribution (PSD) of the feedstock. Both were gasified in a small scale up-draft reactor at three rates of air flow ($0.0007 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$, $0.001 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ and natural draft). Aim of the work was to analyze the effect of different air flow rate and two PSD on the main parameters characterizing the biochar (yield, calorific value, proximate analysis). Results showed that the interaction PSD-air flow has to be set properly to obtain a high-grade biochar. Using a greater PSD, the biochar yield improved (24.3% vs 15.2%) and the LHV was higher than the smaller PSD at $0.0007 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$, $0.001 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$. The highest carbon content (90.40%) was obtained with the greater PSD in conditions of natural draft (air almost completely absent). Further studies would be required to identify the upper limit beyond which the process becomes inefficient.

Keywords: *Arundo*, biomass, biochar, particle size distribution, gasification.

**A NOVEL PILOT SCALE MULTISTAGE SEMIDRY ANAEROBIC
DIGESTION REACTOR TO TREAT FOOD WASTE AND COW MANURE**

F. Petracchini¹, F. Liotta¹, V. Paolini¹, M. Perilli¹, D. Cerioni², F. Gallucci³, M. Carnevale³,
A. Bencini¹

¹Institute of Atmospheric Pollution Research, National Research Council of Italy, Via Salaria km 29.300,
00015 Monterotondo, Italy

²Social Energy Srl, Via della Tenuta del Cavaliere, 1, 00012 Guidonia, Italy

³Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria
e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

ABSTRACT: An innovative two-stage AD system to treat food waste with cow manure is presented to address the problem of ammonia inhibition and improve the stability of methanogenic reactor. The liquid digestate recirculation in the first phase was adopted to enhance the hydrolysis rate and the solubilization of organic matter. A stable long-term run (80 days) was found. The reactor configuration and the digestate post-treatment with natural zeolite led to a low ammonia concentration in reactor outlet. The biogas production in the methanogenic reactor was very stable and high: The specific biogas production in the second phase was equal to 0.68–0.92 Nm³/kg_{TVS added} and the average methane concentration was equal to 85%. Good performances were also found for the first-stage digestate, with 75% soluble COD removal efficiency. The high reactor performances were related to two-stage configuration, no ammonia and VFA inhibition.

Keywords: Two-stage, Ammonia removal, Mesophilic methanogenesis, VFA

JATROPHA CURCAS, L. PRUNING RESIDUES FOR ENERGY: CHARACTERISTICS OF AN UNTAPPED BY-PRODUCT

L. Pari, A. Suardi, L. Longo, M. Carnevale, F. Gallucci

Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

ABSTRACT: *Jatropha* (*Jatropha curcas*, L.) is an energy crop mainly cultivated for the oil-seed, and the oil is usually used as bio-fuel. However, few studies have reported information about the utilization of the wood as a fuel for boiler heating systems. With 2500 *jatropha* trees per hectare, it is possible to produce about $3 \text{ t} \cdot \text{ha}^{-1} \cdot \text{y}^{-1}$ of woody biomass from pruning. In addition, *jatropha* trees are commonly cut down to a height of 45 cm once every 10 years, with a production of $80 \text{ t} \cdot \text{ha}^{-1}$ of dry matter of woody biomass. The use of this biomass has not yet been investigated. During the European project JatroMed, woody biomass from *jatropha* pruning was collected in Morocco. Chemical and physical characteristics of the wood were conducted according to UNI EN ISO standards. The following *jatropha* wood characteristics have been analyzed: Moisture and ash contents, the ash melting point, heating value, and concentrations of C, H, N, and S. This research focused on the evaluation of the potential use of *jatropha* pruning for energy production, and the results represent critical data that is useful for future studies and business potential.

Keywords: *Jatropha curcas*, L., physic nut, wood pruning, chemical and physical characteristics, residues

BIOMASS GASIFICATION: THE EFFECT OF EQUIVALENCE RATIO ON SYNGAS QUALITY IN THE CASE OF EXTERNALLY HEATED REACTOR

F. Gallucci¹, R. Liberatore², L. Sapegno³, E. Volponi³, P. Venturini³, E. Paris¹, M. Carnevale¹, F. Rispoli³

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development (ENEA, Casaccia) Via Anguillarese, 301, 00123 Rome, Italy

³Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Sapienza University of Rome Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy

ABSTRACT: Biomass gasification is a thermal process that aiming at obtaining the possible best quality of the product gas, in terms of heating value and composition. The reaction temperature is one of the most important parameters affecting the syngas quality. Several experiments show a close link between the air mass injected within the reactor (the equivalence ratio) and the temperature reached. In the proposed paper, we investigate the effect of varying the equivalence ratio in the case of an externally heated reactor, on the temperature distribution within the reactor, and on the syngas quality (i.e., composition and low heating value).

Keywords: equivalence ratio, gasification, agricultural residue, biomass.

CLARIFYING AGENTS AFFECT CHLORINE CONCENTRATION IN BIOMETHANE FROM SEWAGE SLUDGE

D. Borin¹, M. Torre¹, M. Segreto¹, L. Tomassetti¹, V. Paolini¹, F. Petracchini¹, M. Carnevale², F. Gallucci²,
D. Scaglione³

¹National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA), Via Salaria km 29.300, 00015 Monterotondo, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

³Gruppo CAP, Via del Mulino, 2 - Palazzo U10 20090 Assago, Italy

ABSTRACT: This study reports a monitoring campaign of biomethane production from sewage sludge at industrial scale, conducted from December 2016 to March 2017. The considered case study is focused on the municipality of Milan, Northern Italy. Biomethane was produced from the biogas upgrading in a pilot scale vacuum swing adsorption (VSA) plant based on activated carbon and zeolite 13X, from December 2016 to March 2017. Critical levels were observed in the biogas for of H₂S and HCl, whose concentrations were 1570 and 26.8 mg m⁻³, respectively. Regarding sulfur, a simultaneous and reversible adsorption on 13X zeolite was achieved for H₂S and CO₂, and carbon filters played a minor role in desulfurisation. The presence of HCl is due to clarifying agents, and its removal is necessary in order to meet the required biomethane characteristics. For this purpose, additional carbon- supported basic adsorbents were successfully used to remove this contaminant. This study also highlights the interference of CO₂ towards HCl if sampling is performed in compliance with the new EU standard for biomethane.

Keywords: biogas, sewage sludge, pollution.

**POPLAR WOOD FROM SRF FOR PELLET PRODUCTION.
CHARACTERIZATION OF THE RAW MATERIALS DERIVED FROM 3 AND
6 YEARS OLD TREES**

Vincenzo Civitarese¹, Andrea Acampora¹, Giulio Sperandio¹, Roberto Tomasone¹, Giuseppina Caracciolo²,
Francesco Gallucci¹, Monica Carnevale¹, Alberto Assirelli¹

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, Centro di Olivicoltura, Frutticoltura e Agrumicoltura, Via la Canapona 1bis 47121 Forlì, Italy

ABSTRACT: The recent growth in global pellet demand has been driven largely by EU renewable energy targets to cut GHG emissions by 20% compared to 1990 levels by 2020. European policies promoting bioenergy are partly based on analyses showing that increased use of bioenergy can contribute to both energy and climate objectives. The rapid growth of the pellet market has been so remarkable that wood pellets represent one of the largest internationally traded solid biomass commodities. In large-scale biomass supply chains, the increased energy density of pellets reduces costs throughout the supply chain for handling, storage and transport. The present study examined the wood pelletizing process carried out using woody biomass derived from trees cultivated as SRF poplar plantations. In the production process, both whole plants and stems at the third and sixth year of vegetation were utilized as raw material. The quality of the pellets made with the 6-year-old poplar trees is better than those made with the 3-year-old trees, in terms of bulk density, length and ash content. Furthermore, the use of the wood fractions, namely branches, in the production process would seem to influence the physical parameters more than the energetic ones.

Keywords: wood pellet, poplar, Short rotation forestry, pelletization.

A SURVEY OF FORESTRY BIOMASS POTENTIAL IN LATIUM, CENTRAL ITALY

L. Tomassetti¹, M. Torre¹, A. Palma¹, M. Segreto¹, P. Tratzi¹, V. Paolini¹, F. Petracchini¹, M. Carnevale²,
F. Gallucci²

¹National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA), Via Salaria
km 29.300, 00015 Monterotondo, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria
e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

ABSTRACT: This study assesses the potential forestry biomass availability, energy potential and transport infrastructure using multi criteria analysis and geographic information system approaches (GIS map services). For this reason in the present project the Forest Management Plans of all the municipalities in Latium were collected and examined. Forest Management Plans are, by necessity, long-term (generally 10-20 years) guides also referred to a single property or municipality that are drawn up for the main purpose of planning the management of the woody biomass and relative infrastructures such as transport and logistic systems. Forest Management Plans are also used to define the objectives to be achieved, the management policies and all a series of actions involved to achieve them, without affecting woods functionality.

Keywords: wood, biomass, harvesting, potential.

RESIDUES FROM HARVESTING OF TREE NUTS: AN APPRAISAL OF ENERGY VALUE OF WALNUT AND ALMOND HUSKS

E. Paris¹, A. Assirelli¹, M. Carnevale¹, F. Gallucci¹, G. Roccuzzo², M. Pagano¹, E. Santangelo¹

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Olivicoltura, Frutticoltura e Agrumicoltura, Via La Canapona, 1bis, 47121, Forlì, Italy

ABSTRACT: The husk of almond (*Prunus dulcis*, Mill.) and walnut (*Juglans regia*, L.) are co-products of two important shell fruits. Beside the extraction of antioxidants for nutraceutical and pharmaceutical applications, they could be targeted for energy aims. The recovering of such co-products could improve the environmental and economic sustainability of nut cultivation. A better knowledge about the energy value can be useful in choosing if such biomass can address to a combustion plant or a biorefinery or left on the ground. In this study, the residual husks coming from the collection and processing have been characterized for the main energy parameters (moisture, calorific value, ash content, and elemental composition). Preliminary results showed that the residues are enough different for moisture, total solid, volatile matter and fixed carbon. Both the feedstocks contained a high amount of ashes, significantly higher in walnut than in almond. However, the higher and the lower heating value of the husk were comparable between the species although for the walnut husk it was slightly higher. The higher value of C and the lower content of O in the almond husk make believe the latter have a better energy value.

Keywords: residues, energetic value, walnut husks, almond husks.

TOMATO GENETIC VARIANTS FOR PEEL COLOR, A SOURCE OF BIOCOMPOUNDS AND BIOMASS FOR ENERGY RECOVERY

E. Santangelo¹, M. Carnevale¹, C.A. Migliori², A. Mazzucato³, M.E. Picarella³, G. Dono³, F. Gallucci¹

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), USSA, Strada delle Cacce 73, 10135 Torino, Italy

³Dept. of Agriculture and Forest Sciences, University of Tuscia, Via S.C. de Lellis snc, 01100 Viterbo, Italy

ABSTRACT: A sustainable development should turn the large amount of waste produced by the food industry into raw material for other processes. As a residue of tomato industry, the peels can be exploited for the recovery of functional substances or as a substrate in anaerobic digestion or, in perspective, in a possible joint application of both. Aim of the work was to characterize the peels of new tomato lines (with red, orange, pink, black-red and dark-red fruit), for the content of bioactive substances and for some parameters linked to no-food use: chlorophyll, polyphenols and carotenoids content, energy value, theoretical biochemical methane potential (TBMP) through stoichiometric method. The peel color mirrored a different content of the bioactive substances: the dark-red fruits showed a significant increase of the carotenoids content, while the peel of the black-red fruits had the highest values of polyphenols. The preferential accumulation of functional compounds influenced the values of the other parameters. The low heating value resulted lower in the variants respect to the control (red fruits) and the percentage of C and H was significantly higher in the red, dark-red and pink fruits. This in turn led to a substantial difference in the estimation of the TBMP.

Keywords: anaerobic digestion, circular economy, genetic improvement, organic waste, tomato peel

EVALUATING THE POTENTIAL USE OF CU-CONTAMINATED SOILS FOR GIANT
REED (*ARUNDO DONAX*, L.) CULTIVATION AS A BIOMASS CROP

E. Coppa¹, S. Astolfi¹, C. Beni², M. Carnevale ², D. Colarossi¹, F. Gallucci²,
E. Santangelo²

¹Department of Agricultural and Forestry Sciences, DAFNE, University of Tuscia, via S.C. de Lellis, 01100
Viterbo, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria
e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

ABSTRACT: Over the past decades, the important topic of environmental sustainability, impact, and security of the fossil fuel supply has stimulated interest in using lignocellulosic feedstocks as biofuel to partially cover energy demands. Among energy no-food crops, giant reed (*Arundo donax*, L.), a perennial rhizomatous grass has been identified as a leading candidate crop for ligno- cellulosic feedstock, due to its positive energy balance, and low ecological/agro-management demands. The aim of the present study was to characterize the physiological response of *Arundo donax* (L.) to artificial soil contamination with three different Cu levels (200, 400, and 800 ppm), and to assess the relationship between plant Cu tolerance and S assimilation rate. The present study not only confirms the ability of *Arundo donax* L. to cope with Cu stress and therefore to grow in marginal, degraded lands abandoned by mainstream agricultural, but also shows that plant performance might be likely ascribed to a modulation of sulfate metabolism resulting in increased thiols content.

Keywords: *Arundo donax* L, Bioenergy, Copper, Energy crops, Sulfur



INFLUENCE OF OXIDANT AGENT ON SYNGAS COMPOSITION: GASIFICATION OF HAZELNUT SHELLS THROUGH AN UPDRAFT REACTOR

F. Gallucci¹, R. Liberatore², L. Sapegno³, E. Volponi³, P. Venturini³, F. Rispoli³, E. Paris¹,
M. Carnevale¹, A. Colantoni⁴

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²ENEA-Casaccia Research Centre, Via Anguillarese, 301, 0123 Rome, Italy

³Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy

⁴Department of Agriculture and Forestry Science, Tuscia University, Via San Camillo de Lellis snc, 01100 Viterbo, Italy

ABSTRACT: This work aims to study the influence of an oxidant agent on syngas quality. A series of tests using air and steam as oxidant agents have been performed and the results compared with those of a pyrolysis test used as a reference. Tests were carried out at Sapienza University of Rome, using an updraft reactor. The reactor was fed with hazelnut shells, waste biomass commonly available in some parts of Italy. Temperature distribution, syngas composition and heating value, and producible energy were measured. Air and steam gasification tests produced about the same amount of syngas flow, but with a different quality. The energy flow in air gasification had the smallest measurement during the experiments. On the contrary, steam gasification produced a syngas flow with higher quality (13.1 MJ/Nm^3), leading to the best values of energy flow (about 5.4 MJ/s vs. 3.3 MJ/s in the case of air gasification). From the cold gas efficiency point of view, steam gasification is still the best solution, even considering the effect of the enthalpy associated with the steam injected within the gasification reactor.

Keywords: gasification; biomass; updraft; syngas; oxidizing agent

**CHARACTERIZATION AND CLEANING OF BIOGAS FROM SEWAGE SLUDGE
FOR BIOMETHANE PRODUCTION**

V. Paolini¹, F. Petracchini¹, M. Carnevale², F. Gallucci², M. Perilli¹, G. Esposito¹, M. Segreto¹, L. Galanti Occulti³, D. Scaglione⁴, A. Ianniello¹, M. Frattoni¹

¹National Research Council of Italy, Institute of Atmospheric Pollution Research, via Salaria 29,300, 00015 Monterotondo, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

³Ecospray Technologies S.r.l., Via Circonvallazione 14, 15050 Alzano Scrivia, Italy

⁴Water Agency of Milan Gruppo CAP S.p.A., Via del Mulino 2, 20090 Assago, Italy

ABSTRACT: This study investigates the conversion of sewage sludge from wastewater treatment plants (WWTP) into biomethane for automotive fuel or grid injection. A prototype plant was monitored in Northern Italy, based on vacuum swing adsorption (VSA) on synthetic zeolite 13X: this biogas upgrading method is similar to pressure swing adsorption (PSA) and commonly used for other kinds of biomass. Measurements of biogas inlet, biomethane outlet and off-gas were performed including CH₄, CO₂, CO, H₂, O₂, N₂, HCl, HF, NH₃, H₂S and volatile organic compounds (VOCs). Critical levels were observed in the biogas for H₂S and HCl, whose concentrations were 1570 and 26.8 mg m⁻³, respectively. On the other hand, the concentration of halogenated VOCs (including tetrachloroethylene and traces of perfluoroalkylated substances, PFAS) and mercaptans were relatively low. A simultaneous and reversible adsorption on 13X zeolite was achieved for H₂S and CO₂, and carbon filters played a minor role in desulfurisation. The presence of HCl is due to clarifying agents, and its removal is necessary in order to meet the required biomethane characteristics: an additional carbon-supported basic adsorbent was successfully used to remove this contaminant. This study also highlights the interference of CO₂ towards HCl if sampling is performed in compliance with the new EU standard for biomethane. High total volatile silicon (TVS) was confirmed in sewage sludge biogas, with a major contribution of siloxane D5: the suitability of this compound as an indicator of total siloxanes is discussed. Results demonstrate that volatile methyl siloxanes (VMS) do not represent a critical issue for the VSA upgrading methodology.

Keywords: Biogas, Sewage sludge, Siloxanes, Zeolite, Pressure swing adsorption

THERMOGRAVIMETRIC ANALYSIS OF OLIVE TREE PRUNING AS PYROLYSIS FEEDSTOCK

M. Carnevale¹, E. Santangelo², A. Colantoni¹, E. Paris², A. Palma², B. Vincenti², V. Paolini³, F. Petracchini³,
M. Salerno², V. Di Stefano, F. Gallucci²

¹Tuscia University - Department of Agriculture and Forestry Science (UNITUS-DAFNE) Via San Camillo
de Lellis snc 01100 Viterbo, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria
e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

³National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA) Via Salaria
km29.300, 00015 Monterotondo, Italy

ABSTRACT: The use of agricultural residues as pruning of olive trees in thermochemical conversion processes for energy production, determines economic and environmental benefits. Thermochemical processes can be applied to biomass in order to produce power, heat, biofuels and chemical feedstocks. This study concerns the evaluation of olive tree pruning behaviour in thermochemical process such as pyrolysis. The aim of this work is evaluate the potential use in pyrolysis of this biomass waste material. This biomass was investigate through thermogravimetric analysis and has been studied by three different simulation test of thermal degradation at 10, 15 and 30 °C m⁻¹. In this context, biomass is considered as an important feedstock, and thanks to a characterization about proximate, ultimate and thermal analysis can be appreciated as a common commercial fuels. The tests for thermal study were performed in dynamic conditions with a nitrogen atmosphere. During pyrolysis of olive tree pruning, three weight loss zones were showed and represent removal of water, and decomposition of hemicellulose, cellulose, and lignin.

Keywords: TGA Analysis, Pyrolysis, Agricultural feedstock, Biomass, Energy transformation.

CHEMICAL AND PHYSICAL CHARACTERIZATION OF PELLET COMPOSED OF BIOMASS OF DIFFERENT ESSENCES

B. Vincenti¹, A. R. Proto², E. Paris¹, A. Palma¹, M. Carnevale¹, E. Guerriero³, F. Bernardini¹, A. Tonolo⁴, V. Di Stefano, F. Gallucci¹

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²Università Mediterranea di Reggio Calabria - Dipartimento di Agraria - Via dell'Università 25, 89124

Reggio Calabria, Italy ³National Research Council of Italy - Institute of Atmospheric Pollution Research (CNR-IIA) - Via Salaria km 29.300, 00015 Monterotondo, Italy

⁴Ministry of Agricultural, Food and Forestry Policies (MiPAAF) - Via XX Settembre 20, 00187 Roma, Italy

ABSTRACT: The increasing environmental concerns due to the use of fossil fuels have led to the search of renewable and low- impact energetic sources: the use of different biomass prunings for pellet production has proven to be a smart and eco-friendly option that contributes both to energy sustainability and to waste management. Agricultural residues can be an interesting raw material, whose properties have been shown to have a relevant efficiency in the bioenergy sector. In this study 6 types of pellets were obtained by combining 3 different types of prunings such as olive, kiwi and citrus tree residues. The characterization consisted both of physical analysis, such as the evaluation of moisture and ash content, and chemical determination of C, H, N and S content, HHV and LHV determination. Results obtained not only confirmed the high energy value of these materials, but also made it possible to make a qualitative comparison between the different mixed compositions, in view of their possible utilization in the bioenergy field.

Keywords: biomass, bioenergy, biofuel, agricultural residues, pellet

Biomass and Bioenergy

EVALUATION OF TOMATO INTROGRESSION LINES DIVERSIFIED FOR PEEL COLOR AS A SOURCE OF FUNCTIONAL BIOCOMPOUNDS AND BIOMASS FOR ENERGY RECOVERY

E. Santangelo¹, M. Carnevale¹, C.A. Migliori², M.E. Picarella³, G. Dono³, A. Mazzucato³,
F. Gallucci¹

¹Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), Monterotondo (Roma), Via Della Pascolare 16, 00015, Italy

²Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA) - Centro di ricerca Ingegneria e Trasformazioni agroalimentari (CREA-IT), USSA, Torino, Strada Delle Cacce 73, 10135, Torino, Italy

³Dept. of Agriculture and Forest Sciences, University of Tuscia, Via S.C. de Lellis Snc, 01100, Viterbo, Italy

ABSTRACT: Aim of the work was to characterize the peels of novel tomato lines (with red, orange, pink, black-red, and dark- red fruit) for the content of bioactive substances and for some parameters linked to no-food use. Chlorophyll, polyphenols, and carotenoid content, energy value, theoretical biochemical methane potential (TBMP) through stoichiometric method were evaluated. The peel color mirrored a different content of the bioactive substances: the dark-red fruits showed a significant increase of the carotenoid content, while the peel of the black-red fruits had the highest values of polyphenols. The preferential accumulation of functional compounds influenced the values of the other parameters. The colored lines compared to the red-fruited control (C) contained less carbon and hydrogen mass fractions and, subsequently, a lower LHV. This, in turn, led to a substantial difference in the estimation of the TBMP. Interestingly, this production was higher in the highly pigmented line, which contained a gene present in some high-lycopene commercial varieties. A circular production model for exhaustive use of peel is proposed.

Keywords: Circular economy, Genetic improvement, Organic waste, *Solanum lycopersicum* L., Anaerobic digestion

11. APPENDICE

Tabella I. Inventario dei dati di input e output per le fasi del processo di combustione

ANALISI DI INVENTARIO		
INPUT	QUANTITÀ	UNITÀ DI MISURA
Biomassa	1,00E+00	kg
Energia	5,94E-01	MJ
Torba	5,77E-06	kg
Legno e scarti di legno, 20,9 MJ per kg	1,00E+00	kg
Legno 14,7 MJ / kg	1,00E+00	MJ
Anidride carbonica, nell'aria	5,45E-02	kg
Energia, cinetica (nel vento), convertita	5,62E-04	MJ
Energia, solare, convertita	2,99E-05	MJ
Azoto	2,66E-05	kg
Ossigeno, nell'aria	2,07E-04	kg
Alluminio	6,72E-06	kg
Alluminio, 24% in bauxite, 11% in minerale grezzo	1,79E-09	kg
Anidrite	3,83E-10	kg
Barite, 15% in minerale grezzo	7,19E-06	kg
Basalto	7,58E-06	kg
Cadmio, 0,30% in solfuro, Cd 0,18%, Pb, Zn, Ag, In, nel terreno	2,95E-08	kg
Carbonato di calcio, nel terreno	4,59E-04	kg
Carbonio, nella materia organica, nel suolo	8,19E-06	kg
Cerio, 24% in bastnasite, 2,4% in minerale grezzo	1,04E-10	kg
Cromo, 25,5% in cromite, 11,6% in minerale grezzo	6,39E-06	kg
Argilla, bentonite, nel terreno	3,30E-06	kg
Argilla, non specificata, nel terreno	2,16E-04	kg
Carbone, nel terreno	5,51E-04	kg
Cobalto	2,81E-10	kg
Rame, 1,13% in solfuro, Cu 0,76% e Ni 0,76% nel minerale grezzo	4,58E-07	kg
Rame, Cu 0,2%, in minerale misto, nel terreno	3,03E-10	kg
Diatomite, nel terreno	1,29E-10	kg
Dolomite, nel terreno	6,53E-06	kg
Energia, geotermica, convertita	1,08E-03	MJ
Fluoro, 4,5% in apatite, 1% in minerale grezzo	2,71E-08	kg
Gallio, 0,014% in bauxite	1,75E-13	kg
Gas, miniera, off-gas, processo, estrazione del carbone	2,90E-05	m ³
Gas naturale	2,20E-03	m ³
Granito, nel terreno	6,55E-14	kg
Ghiaia, nel terreno	6,58E-03	kg
Gesso, in terra	1,08E-05	kg
Ferro, 72% in magnetite, 14% in minerale grezzo, nel terreno	3,07E-08	kg
Caolinite, 24% in minerale grezzo	2,19E-07	kg
Lantanio, 7,2% in bastnasite, 0,72% in minerale grezzo	3,12E-11	kg
Magnesite, 60% in minerale grezzo, nel terreno	2,69E-06	kg
Manganese, 35,7% in giacimento sedimentario, 14,2% in minerale grezzo	2,19E-06	kg

Rocchia metamorfica, contenente grafite, nel terreno	5,61E-09	kg
Nichel, 1,98% in silicati, 1,04% in minerale grezzo	1,41E-05	kg
Petrolio, grezzo	1,37E-03	kg
Olivina	1,39E-10	kg
Perlite, nel terreno	2,12E-07	kg
Fosforo, 18% in apatite, 4% in minerale grezzo, nel terreno	1,09E-07	kg
Pomice	7,01E-07	kg
Cloruro di sodio, nel terreno	7,29E-06	kg
Nitrato di sodio, in polvere	1,07E-14	kg
Solfato di sodio	1,16E-07	kg
Zolfo, nel terreno	4,64E-08	kg
Silvite, 25% in silvinite, nel terreno	1,21E-06	kg
Tellurio, 0,5 ppm in solfuro, Te 0,2 ppm, Cu e Ag, nel minerale grezzo, nel terreno	1,11E-14	kg
Stagno, 79% in cassiterite, 0,1% in minerale grezzo, in terra	1,61E-08	kg
TiO ₂ , 95% in rutilo, 0,40% in minerale grezzo, nel terreno	4,73E-08	kg
Uranio, nel terreno	4,07E-08	kg
Vermiculite, nel terreno	2,36E-07	kg
Volume occupato, deposito finale per rifiuti radioattivi	1,76E-11	m ³
Zinco, 9,0% in solfuro, Zn 5,3%, Pb, Ag, Cd, In	8,84E-07	kg
Zirconio, 50% in zircone, 0,39% in minerale grezzo	4,59E-08	kg
Bromo, 0,0023% in acqua	2,44E-09	kg
Energia, potenziale (in giacimento idroelettrico), convertita	8,56E-03	MJ
Iodio, 0,03% in acqua	6,18E-10	kg
Volume occupato, serbatoio	1,87E-04	m ³ *a
Acqua, raffreddamento, origine naturale non specificata	1,13E-03	m ³
Occupazione, arabile	1,78E-05	m ² *a
Occupazione, arabile, non irrigata, ad alta intensità diversificata	5,41E-06	m ² *a
Trasformazione agricola	8,51E-12	m ²
OUTPUT		
Acetaldeide	9,48E-08	kg
Acido acetico	2,67E-08	kg
Acetone	6,39E-09	kg
Acido acrilico	1,51E-13	kg
Aldeidi	6,73E-11	kg
Alluminio	2,66E-08	kg
Ammoniaca	6,55E-06	kg
Carbonato di ammonio	5,63E-11	kg
Antimonio	4,24E-11	kg
Arsenico	2,05E-09	kg
Bario	2,44E-09	kg
Benzaldeide	3,18E-13	kg
Benzene	1,43E-06	kg
Benzene-dicloro	1,12E-12	kg
Benzene-etile	4,65E-08	kg
Benzene-esacloro	1,08E-13	kg
Benzene-pentacloro	2,45E-13	kg
Benzo (a) pirene	7,40E-10	kg

Berillio	3,56E-12	kg
Acido borico	1,70E-15	kg
Boro	1,34E-08	kg
Trifluoruro di boro	1,14E-11	kg
Bromo	9,86E-08	kg
Butadiene	3,88E-14	kg
Butano	9,79E-08	kg
Butanolo	3,04E-13	kg
Butene	1,77E-09	kg
Cadmio	1,68E-09	kg
Calcio	8,65E-06	kg
Anidride carbonica	1,58E-01	kg
Anidride carbonica, fossile	5,64E-03	kg
Disolfuro di carbonio	7,24E-13	kg
Monossido di carbonio	7,53E-04	kg
Monossido di carbonio, fossile	5,56E-06	kg
Carbonio	1,20E-11	kg
Cloramina	8,54E-13	kg
Cloro	2,73E-07	kg
Acido cloroacetico	5,00E-12	kg
Cloroformio	8,92E-11	kg
Cromo	6,57E-09	kg
Cromo IV	8,51E-18	kg
Cromo VI	9,53E-11	kg
Cobalto	9,95E-10	kg
Rame	3,43E-08	kg
Cianuro	2,70E-10	kg
Acido cianoacetico	2,40E-13	kg
Cicloesano	6,03E-14	kg
Etere dietilico	1,27E-14	kg
Dietilammina	8,65E-13	kg
Glicole dietilenico	1,21E-13	kg
Dimetilammina	2,48E-14	kg
Monossido di diazoto	3,89E-06	kg
Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-diossina	4,65E-14	kg
Carbonio elementare	4,84E-12	kg
Etano	3,28E-08	kg
Etanolo	9,22E-09	kg
Ethene	1,43E-08	kg
Etene-cloro	6,51E-10	kg
Etene-tetracloro	2,39E-12	kg
Acetato di etile	7,01E-09	kg
Etilcellulosa	1,40E-11	kg
Etilammina	7,89E-13	kg
Etilen diammina	4,14E-13	kg
Ossido di etilene	8,58E-12	kg
Fluoro	7,39E-08	kg

Acido fluosilicico	8,31E-11	kg
Formaldeide	1,36E-06	kg
Formammide	1,96E-13	kg
Acido formico	8,62E-12	kg
Calore, rifiuti	4,84E-04	MJ
Eptano	1,76E-08	kg
Esano	5,92E-08	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, ciclici	1,00E-09	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, non specificati	1,38E-06	kg
Idrocarburi, alifatici, insaturi	4,59E-06	kg
Idrocarburi, aromatici	6,57E-09	kg
Idrocarburi clorurati	1,04E-09	kg
Idrogeno	2,09E-08	kg
Cloruro di idrogeno	6,55E-07	kg
Fluoruro di idrogeno	5,37E-08	kg
Perossido di idrogeno	1,04E-11	kg
Idrogeno solforato	9,24E-10	kg
Iodio	5,12E-09	kg
Ferro	1,53E-08	kg
Acido isocianico	1,82E-06	kg
Isopropilammina	2,96E-13	kg
Piombo	3,96E-08	kg
litio	8,27E-16	kg
m-Xilene	1,77E-07	kg
Magnesio	5,41E-07	kg
Manganese	2,52E-07	kg
Mercurio	5,17E-10	kg
Metano	1,82E-11	kg
Metano, biogenico	7,81E-06	kg
Metano, fossile	1,89E-06	kg
Metanolo	1,29E-07	kg
Acetato di metile	3,50E-14	kg
Acrilato di metile	1,71E-13	kg
Metilammina	4,13E-13	kg
Borato di metile	1,00E-13	kg
Metil etil chetone	7,01E-09	kg
Molibdeno	4,05E-10	kg
Nichel	2,35E-08	kg
Nitrato	6,65E-14	kg
Nitrobenzene	2,60E-12	kg
Fluoruro di azoto	3,33E-14	kg
Ossido d'azoto	2,72E-04	kg
NMVOC, composti organici volatili non metanici, origine non specificata	1,77E-05	kg
Ozono	5,42E-13	kg
IPA, idrocarburi policiclici aromatici	1,67E-08	kg
Paraffine	5,67E-11	kg
Particolato, <2,5	1,36E-04	kg

Particolato,> 10	1,51E-06	kg
Particolato,> 2,5 e <10	8,13E-06	kg
Pentano	1,53E-07	kg
Fenolo	6,78E-08	kg
Fenolo, 2,4-dicloro	8,28E-13	kg
Fenolo, pentacloro	1,20E-11	kg
Fosfina	7,78E-11	kg
Acido fosforico	6,03E-14	kg
Fosforo	4,43E-07	kg
Tricloruro di fosforo	3,81E-12	kg
Platino	6,83E-16	kg
Bifenili policlorurati	1,93E-15	kg
Potassio	3,46E-05	kg
Propano	8,80E-08	kg
Propanolo	2,23E-10	kg
Propene	3,92E-08	kg
Acido propionico	5,59E-10	kg
Propilammina	1,26E-13	kg
Ossido di propilene	1,25E-10	kg
Specie radioattive	2,07E-04	kBq
Scandio	3,12E-12	kg
Selenio	4,64E-10	kg
Silicio	3,99E-08	kg
Tetracloruro di silicio	1,55E-12	kg
Argento	1,53E-12	kg
Sodio	1,94E-06	kg
Clorato di sodio	8,15E-12	kg
Bicromato di sodio	2,66E-11	kg
Formiato di sodio	8,51E-13	kg
Idrossido di sodio	3,85E-11	kg
Tetraidroborato di sodio	2,21E-11	kg
Stronzio	2,40E-09	kg
Stirene	9,28E-11	kg
Solfato	2,51E-08	kg
Diossido di zolfo	2,73E-05	kg
Esafluoruro di zolfo	1,33E-13	kg
Acido solforico	8,13E-12	kg
Anidride solforica	1,96E-11	kg
t-butil metil etere	1,05E-09	kg
t-butilammina	4,29E-13	kg
Tetrametilammonio idrossido	7,99E-10	kg
Tallio	3,92E-12	kg
Torio	4,63E-12	kg
Titanio	9,57E-10	kg
Toluene	4,63E-07	kg
Toluene, 2-cloro	9,61E-13	kg
Trimetilammina	7,32E-14	kg

Uranio	6,15E-12	kg
Vanadio	5,35E-08	kg
Acqua	6,64E-02	kg
Xilene	2,58E-08	kg
Zinco	4,46E-07	kg
Aerosol, non specificati	2,88E-09	kBq
Aldeidi, non specificate	4,58E-10	kg
Gas nobili, radioattivi, non specificati	2,03E-01	kBq
Cloruro di idrogeno	5,67E-15	kg
Piombo	1,32E-16	kg
Mercurio	4,61E-19	kg
Nichel	4,61E-16	kg
Ossido d'azoto	2,94E-10	kg
VOC, composti organici volatili, origine non specificata	1,28E-09	kg
BOD5, domanda biologica di ossigeno	2,24E-05	kg

Tabella II. Inventario dei dati di input e output per le fasi del processo di pirogassificazione

ANALISI DI INVENTARIO		
INPUT	QUANTITÀ	UNITÀ DI MISURA
Energia	7,80E+00	MJ
Torba	2,35E-05	kg
Combustibili rinnovabili	1,00E+00	kg
Legno e scarti di legno, 20,9 MJ per kg	1,00E+00	kg
Legno; 14,7 MJ / kg	1,00E+00	MJ
Anidride carbonica, nell'aria	7,08E-01	kg
Energia, cinetica (nel vento)	2,06E-03	MJ
Energia, solare, convertita	6,47E-06	MJ
Azoto	6,86E-05	kg
Ossigeno, nell'aria	8,98E-04	kg
Xenon, in aria	2,39E-11	kg
Alluminio	1,94E-05	kg
Alluminio, 24% in bauxite, 11% in minerale grezzo, nel terreno	3,69E-09	kg
Anidrite, nel terreno	6,78E-10	kg
Barite, 15% in minerale grezzo, nel terreno	3,57E-05	kg
Basalto, nel terreno	5,48E-06	kg
Borace, nel terreno	1,72E-08	kg
Cadmio, 0,30% in solfuro, Cd 0,18%, Pb, Zn, Ag, In, nel terreno	1,63E-07	kg
Carbonato di calcio, nel terreno	8,97E-04	kg
Carbonio, nella materia organica, nel suolo	7,30E-05	kg
Cerio, 24% in bastnasite, 2,4% in minerale grezzo, nel terreno	3,75E-10	kg
Cromo, 25,5% in cromite, 11,6% in minerale grezzo, nel terreno	1,42E-05	kg
Argilla, bentonite, nel terreno	1,24E-05	kg
Carbone, nel terreno	1,07E-02	kg
Cobalto, nel terreno	1,02E-09	kg

Colemanite, nel terreno	2,19E-07	kg
Rame, 1,13% in solfuro, Cu 0,76% e Ni 0,76% nel minerale grezzo, nel terreno	5,02E-07	kg
Diatomite, nel terreno	4,37E-10	kg
Dolomite, nel terreno	1,84E-05	kg
Energia, geotermica, convertita	3,61E-03	MJ
Feldspato, nel terreno	1,53E-10	kg
Fluoro, 4,5% in apatite, 1% in minerale grezzo, nel terreno	1,15E-07	kg
Gallio	6,02E-09	kg
Gallio, 0,014% in bauxite, in terra	6,70E-14	kg
Gas, miniera, off-gas, processo, estrazione del carbone	9,57E-05	m ³
Gas naturale	5,32E-03	m ³
Indio, 0,005% in solfuro, In 0,003%, Pb, Zn, Ag, Cd, nel terreno	2,72E-09	kg
Ferro, 46% in minerale, 25% in minerale grezzo, nel terreno	7,64E-04	kg
Ferro, 72% in magnetite, 14% in minerale grezzo, nel terreno	8,72E-08	kg
Caolinite, 24% in minerale grezzo, in terra	1,09E-06	kg
Kieserite, 25% in minerale grezzo, in terra	1,81E-08	kg
Lantanio, 7,2% in bastnasite, 0,72% in minerale grezzo, nel terreno	1,12E-10	kg
Piombo, 5,0% in solfuro, Pb 3,0%, Zn, Ag, Cd, In, nel terreno	2,72E-06	kg
Piombo, Pb 3,6E-1%, in minerali misti, nel terreno	1,65E-09	kg
Litio, 0,15% in salamoia, in terra	1,20E-09	kg
Magnesite, 60% in minerale grezzo, nel terreno	5,44E-06	kg
Manganese, 35,7% in giacimento sedimentario, 14,2% in minerale grezzo, nel terreno	2,85E-06	kg
Roccia metamorfica, contenente grafite, nel terreno	1,56E-08	kg
Nichel, 1,98% in silicati, 1,04% in minerale grezzo, nel terreno	3,74E-05	kg
Petrolio, grezzo, in terra	7,56E-03	kg
Olivina, in terra	2,61E-10	kg
Perlite, nel terreno	6,98E-07	kg
Fosforo, 18% in apatite, 12% in minerale grezzo, nel terreno	1,04E-06	kg
Fosforo, 18% in apatite, 4% in minerale grezzo, nel terreno	4,62E-07	kg
Praseodimio, 0,42% in bastnasite, 0,042% in minerale grezzo, nel terreno	6,55E-12	kg
Pomice, in terra	2,31E-06	kg
Pirite, nel terreno	0,00E+00	kg
Argento, 0,007% in solfuro, Ag 0,004%, Pb, Zn, Cd, In, nel terreno	3,97E-09	kg
Cloruro di sodio, nel terreno	6,44E-04	kg
Nitrato di sodio, in polvere	3,81E-14	kg
Solfato di sodio, varie forme, in terra	3,24E-07	kg
Zolfo, nel terreno	1,24E-07	kg
Stagno, 79% in cassiterite, 0,1% in minerale grezzo, in terra	4,49E-08	kg
Uranio, nel terreno	1,44E-07	kg
Zinco, 9,0% in solfuro, Zn 5,3%, Pb, Ag, Cd, In, in terra	4,90E-06	kg
Zirconio, 50% in zircone, 0,39% in minerale grezzo, in terra	1,31E-07	kg
Bromo, 0,0023% in acqua	1,98E-08	kg
Energia, potenziale (in giacimento idroelettrico), convertita	2,84E-02	MJ
Iodio, 0,03% in acqua	5,16E-09	kg
Volume occupato, serbatoio	6,27E-04	m ³ *a
Acqua, raffreddamento, origine naturale non specificata	3,12E-03	m ³
Acqua, origine naturale non specificata	6,50E-05	m ³

Occupazione, arabile	1,61E-04	m ² *a
Occupazione, discarica	1,44E-04	m ² *a
Trasformazione, da seminativo	6,67E-04	m ²
Trasformazione, da discarica, discarica materiale residuo	3,31E-08	m ²
Trasformazione agricola	6,03E-11	m ²
OUTPUT		
Acido acetico	1,10E-07	kg
Acetone	1,51E-08	kg
Acido acrilico	4,18E-13	kg
Aldeidi	1,92E-10	kg
Alluminio	7,50E-08	kg
Ammoniaca	6,32E-06	kg
Carbonato di ammonio	8,21E-11	kg
Antimonio	1,44E-10	kg
Arsenico	1,72E-09	kg
Bario	7,80E-09	kg
Cloruro	0,00E+00	kg
Benzene	5,08E-07	kg
Benzene-dicloro	8,85E-12	kg
Benzene-etile	1,85E-08	kg
Benzene-esacloro	3,17E-13	kg
Benzene-pentacloro	7,96E-13	kg
Benzo (a) pirene	1,14E-10	kg
Berillio	1,02E-11	kg
Acido borico	5,62E-15	kg
Boro	4,31E-08	kg
Trifluoruro di boro	3,77E-11	kg
Bromo	4,54E-08	kg
Butadiene	2,86E-13	kg
Butano	7,23E-07	kg
Butanolo	2,47E-12	kg
Butene	1,00E-08	kg
Butirrolattone	3,48E-13	kg
Cadmio	1,39E-09	kg
Calcio	1,28E-06	kg
Anidride carbonica	3,97E-01	kg
Anidride carbonica, fossile	1,51E-02	kg
Disolfuro di carbonio	3,25E-12	kg
Monossido di carbonio	1,29E-04	kg
Monossido di carbonio, fossile	1,13E-05	kg
Carbonio	3,92E-11	kg
Cloro	7,55E-08	kg
Acido cloroacetico	3,97E-11	kg
Cloroformio	3,13E-10	kg
Cromo	2,63E-09	kg
Cromo IV	2,81E-17	kg
Cromo VI	1,20E-10	kg

Cobalto	2,39E-09	kg
Rame	9,09E-09	kg
Cianuro	1,27E-09	kg
Acido cianoacetico	1,91E-12	kg
Cicloesano	1,99E-13	kg
Etere dietilico	4,21E-14	kg
Dietilammina	7,50E-12	kg
Glicole dietilenico	3,98E-13	kg
Dimetil malonato	2,39E-12	kg
Monossido di diazoto	1,04E-06	kg
Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-diossina	9,11E-15	kg
Dipropilammina	4,32E-12	kg
Carbonio elementare	1,58E-11	kg
Etano	1,52E-07	kg
Etanolo	2,12E-08	kg
Ethene	4,73E-08	kg
Etene-cloro	1,64E-09	kg
Etene-tetracloro	5,62E-12	kg
Etilcellulosa	3,54E-11	kg
Etilen diammina	2,03E-12	kg
Glicole etilenico monoetil etere	0,00E+00	kg
Ossido di etilene	3,15E-11	kg
Ethyne	3,81E-09	kg
Fluoro	1,07E-08	kg
Acido fluosilicico	2,40E-10	kg
Formaldeide	1,79E-06	kg
Acido formico	2,20E-11	kg
Calore, rifiuti	1,68E-03	MJ
Elio	0,00E+00	kg
Eptano	1,01E-07	kg
Esano	3,87E-07	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, ciclici	4,63E-09	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, non specificati	3,18E-07	kg
Idrocarburi, alifatici, insaturi	6,93E-07	kg
Idrocarburi, aromatici	1,83E-08	kg
Idrocarburi clorurati	4,37E-09	kg
Idrogeno	2,59E-07	kg
Cloruro di idrogeno	2,06E-06	kg
Fluoruro di idrogeno	1,70E-07	kg
Perossido di idrogeno	2,62E-11	kg
Idrogeno solforato	3,71E-09	kg
Iodio	1,67E-08	kg
Ferro	4,02E-08	kg
Piombo	1,26E-08	kg
litio	2,69E-15	kg
m-Xilene	2,58E-08	kg
Magnesio	1,04E-07	kg

Manganese	4,04E-08	kg
Mercurio	4,37E-10	kg
Metano	7,95E-11	kg
Metano, fossile	3,77E-06	kg
Metanolo	1,97E-07	kg
Nichel	3,03E-08	kg
Nitrato	2,16E-13	kg
Nitrobenzene	2,25E-11	kg
Fluoruro di azoto	1,10E-13	kg
Ossido d'azoto	7,50E-05	kg
Ozono	4,01E-12	kg
IPA, idrocarburi policiclici aromatici	6,58E-09	kg
Paraffine	1,88E-10	kg
Particolato, <2,5 um	2,57E-05	kg
Particolato, > 10 um	3,36E-06	kg
Particolato, > 2,5 um e <10um	2,69E-06	kg
Pentano	1,06E-06	kg
Fenolo	9,90E-08	kg
Acido fosforico	1,99E-13	kg
Fosforo	6,54E-08	kg
Platino	1,42E-16	kg
Potassio	5,03E-06	kg
Propanal	1,74E-11	kg
Propano	5,28E-07	kg
Propanolo	7,99E-10	kg
Propene	7,48E-08	kg
Acido propionico	8,15E-09	kg
Propilammina	1,09E-12	kg
Ossido di propilene	6,49E-10	kg
Specie radioattive, altri emettitori beta	7,01E-04	kg
Scandio	8,79E-12	kg
Selenio	1,19E-09	kg
Silicio	1,13E-07	kg
Tetracloruro di silicio	5,47E-12	kg
Argento	6,42E-13	kg
Sodio	3,17E-07	kg
Clorato di sodio	5,32E-11	kg
Bicromato di sodio	8,80E-11	kg
Formiato di sodio	2,77E-12	kg
Idrossido di sodio	9,71E-11	kg
Tetraidrobaborato di sodio	7,31E-11	kg
Stronzio	7,60E-09	kg
Stirene	1,04E-10	kg
Solfato	1,24E-05	kg
Diossido di zolfo	9,20E-05	kg
Esafluoruro di zolfo	4,40E-13	kg
Acido solforico	2,05E-11	kg

Anidride solforica	1,71E-10	kg
Tallio	1,11E-11	kg
Torio	1,31E-11	kg
Titanio	2,71E-09	kg
Toluene	2,17E-07	kg
Toluene, 2-cloro	8,13E-12	kg
Trimetilammina	5,45E-13	kg
Uranio	1,74E-11	kg
Vanadio	9,91E-08	kg
Acqua	1,06E-02	m ³
Xilene	1,04E-07	kg
Zinco	7,17E-08	kg
Attinidi, radioattivi, non specificati	3,03E-06	kg
Aerosol, radioattivi, non specificati	1,22E-08	kg
Olio minerale	0,00E+00	kg
BOD5, domanda biologica di ossigeno	8,56E-10	kg
COD, domanda chimica di ossigeno	8,56E-10	kg
DOC, Carbonio Organico Disciolto	3,17E-10	kg

Tabella III. Inventario dei dati di input e output per le fasi del processo di digestione anaerobica

ANALISI DI INVENTARIO		
INPUT	QUANTITÀ	UNITÀ DI MISURA
Energia, potere calorifico, biomassa	6,51E-02	MJ
Umidità biomassa	1,00E+00	kg
Torba	1,38E-05	kg
Combustibili rinnovabili	1,00E+00	kg
Legno e scarti di legno, 20,9 MJ per kg	1,00E+00	kg
Legno, 14,7 MJ / kg	1,00E+00	MJ
Argon-40	3,93E-06	kg
Anidride carbonica, nell'aria	5,65E-03	kg
Energia, cinetica (nel vento)	1,06E-03	MJ
Energia, solare	2,41E-05	MJ
Azoto	2,12E-04	kg
Ossigeno, nell'aria	9,46E-01	kg
Xenon, in aria	1,63E-11	kg
Alluminio	2,48E-05	kg
Alluminio, 24% in bauxite, 11% in minerale grezzo	5,76E-09	kg
Anidrite, nel terreno	1,24E-09	kg
Barite, 15% in minerale grezzo, nel terreno	4,24E-05	kg
Basalto, nel terreno	5,78E-06	kg
Calcio, nel terreno	3,12E-02	kg
Carbonio, nel terreno	2,70E-04	kg
Cadmio, 0,30% in solfuro, Cd 0,18%, Pb, Zn, Ag, In, nel terreno	3,59E-11	kg
Carbonato di calcio, nel terreno	9,71E-11	kg

Carbonio, nella materia organica, nel suolo	8,69E-13	kg
Cerio, 24% in bastnasite, 2,4% in minerale grezzo, nel terreno	7,76E-12	kg
Cromo, 25,5% in cromite, 11,6% in minerale grezzo, nel terreno	1,90E-11	kg
Argilla, nel terreno	7,71E-13	kg
Cobalto, nel terreno	2,79E-12	kg
Rame, 1,13% in solfuro, Cu 0,76% e Ni 0,76% nel minerale grezzo, nel terreno	7,88E-06	kg
Diatomite, nel terreno	2,41E-05	kg
Dolomite, nel terreno	1,30E-05	kg
Energia, geotermica, convertita	1,50E-08	kg
Feldspato, nel terreno	4,41E-09	kg
Fluoro, 4,5% in apatite, 1% in minerale grezzo, nel terreno	6,10E-08	kg
Fluoro, 4,5% in apatite, 3% in minerale grezzo, nel terreno	4,88E-08	kg
Gallio, 0,014% in bauxite	5,70E-11	kg
Gas, miniera, off-gas, processo, estrazione del carbone	1,15E-07	kg
Nichel, 1,98% in silicati, 1,04% in minerale grezzo, nel terreno	1,05E-04	kg
Fosforo, 18% in apatite, 12% in minerale grezzo, nel terreno	5,37E-06	kg
Cloruro di sodio, nel terreno	3,89E-03	kg
Nitrato di sodio	1,53E-13	kg
Solfato di sodio	5,14E-06	kg
Zolfo, nel terreno	1,88E-07	kg
Stagno, 79% in cassiterite, 0,1% in minerale grezzo, in terra	4,95E-08	kg
Vermiculite, nel terreno	5,42E-07	kg
Zinco, 9,0% in solfuro, Zn 5,3%, Pb, Ag, Cd, In, nel terreno	2,48E-06	kg
Zinco, Zn 3,1%, in minerali misti, nel terreno	1,12E-08	kg
Energia, potenziale (in giacimento idroelettrico), convertita	1,74E-02	MJ
Iodio, 0,03% in acqua	2,47E-08	kg
Acqua, origine naturale non specificata	3,13E-04	m ³
Raccolto annuale, irrigato	1,03E-03	m ² *a
Occupazione suolo arabile	1,04E-03	m ² *a
Occupazione, pascolo e prato, estensiva	2,94E-08	m ² *a
Trasformazione, da seminativo	4,25E-03	m ²
Trasformazione, da discarica, materiale residuo	6,71E-06	m ²
Trasformazione agricola	1,32E-06	m ²
OUTPUT		
Acido acetico	4,40E-08	kg
Acetone	1,10E-08	kg
Alluminio	1,49E-06	kg
Ammoniaca	2,41E-06	kg
Carbonato di ammonio	1,48E-11	kg
Antimonio	4,55E-10	kg
Arsenico	1,80E-08	kg
Bario	1,70E-08	kg
Benzene	3,53E-07	kg
Benzene-dicloro	6,20E-11	kg
Benzene-etile	9,95E-09	kg
Benzene-esacloro	2,00E-10	kg
Benzene-pentacloro	5,06E-10	kg

Benzo (a) pirene	3,82E-10	kg
Berillio	1,78E-10	kg
Acido borico	2,89E-15	kg
Butano	4,45E-07	kg
Butanolo	1,88E-11	kg
Butene	8,96E-09	kg
Cadmio	1,87E-09	kg
Calcio	3,51E-04	kg
Anidride carbonica	7,56E-01	kg
Anidride carbonica fossile	2,53E-02	kg
Disolfuro di carbonio	1,56E-11	kg
Monossido di carbonio	1,72E-04	kg
Monossido di carbonio fossile	8,10E-04	kg
Carbonio	5,90E-10	kg
Cloro	4,56E-11	kg
Cloroformio	4,92E-10	kg
Cromo	4,96E-08	kg
Cromo IV	4,16E-16	kg
Cromo VI	9,46E-11	kg
Cobalto	1,53E-08	kg
Rame	2,83E-08	kg
Cianuro	4,12E-05	kg
Acido cianoacetico	1,43E-11	kg
Cicloesano	1,02E-13	kg
Etere dietilico	1,52E-11	kg
Dietilammina	2,23E-14	kg
Glicole dietilenico	4,35E-11	kg
Dimetilammina	6,10E-14	kg
Monossido di diazoto	1,93E-04	kg
Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-diossina	2,07E-13	kg
Carbonio elementare	2,37E-10	kg
Etano	5,69E-07	kg
Etanolo	1,44E-08	kg
Ethene	9,31E-07	kg
Etilcellulosa	2,44E-11	kg
Etilammina	1,82E-11	kg
Etilen diammina	5,52E-12	kg
Ossido di etilene	3,17E-10	kg
Ethyne	1,51E-07	kg
Fluoro	8,84E-10	kg
Formaldeide	8,01E-12	kg
Acido formico	1,73E-11	kg
Calore, rifiuti	7,14E+00	kg
Eptano	8,91E-08	kg
Esano	8,91E-08	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, ciclici	8,04E-09	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, non specificati	2,32E-07	kg

Idrocarburi, alifatici, insaturi	2,17E-07	kg
Idrocarburi, aromatici	2,96E-08	kg
Idrocarburi clorurati	2,15E-08	kg
Idrogeno	1,66E-06	kg
Cloruro di idrogeno	2,57E-06	kg
Fluoruro di idrogeno	1,88E-07	kg
Perossido di idrogeno	1,81E-11	kg
Idrogeno solforato	1,96E-07	kg
Iodio	1,03E-08	kg
Ferro	8,59E-07	kg
Piombo	2,49E-08	kg
Litio	4,05E-14	kg
m-Xilene	2,24E-09	kg
Magnesio	5,81E-06	kg
Manganese	5,36E-08	kg
Mercurio	3,61E-08	kg
Metano	8,30E-10	kg
Metanolo	1,26E-07	kg
Nichel	5,60E-08	kg
Nitrato	3,26E-12	kg
Nitrobenzene	8,39E-11	kg
Fluoruro di azoto	5,65E-14	kg
Ossido d'azoto	6,59E-04	kg
Ozono	2,20E-12	kg
IPA, idrocarburi policiclici aromatici	1,13E-09	kg
Paraffine	1,28E-10	kg
Particolato, <2,5 um	1,85E-05	kg
Particolato, > 10 um	9,14E-06	kg
Particolato, > 2,5 um e <10um	4,46E-06	kg
Pentano	5,94E-07	kg
Acido fosforico	1,02E-13	kg
Fosforo	1,95E-05	kg
Platino	5,23E-16	kg
Potassio	1,59E-14	kg
Propanal	1,43E-10	kBq
Propano	7,03E-07	kg
Propanolo	8,19E-10	kg
Propene	1,73E-07	kg
Acido propionico	1,82E-09	kg
Propilammina	2,33E-12	kg
Ossido di propilene	5,82E-10	kg
Specie radioattive, altri emettitori beta	4,74E-04	kBq
Scandio	1,72E-10	kg
Selenio	1,79E-09	kg
Silicio	2,55E-06	kg
Tetracloruro di silicio	5,04E-12	kg
Argento	1,37E-12	kg

Sodio	1,44E-07	kg
Clorato di sodio	2,01E-10	kg
Bicromato di sodio	5,77E-09	kg
Formiato di sodio	5,48E-12	kg
Idrossido di sodio	6,75E-11	kg
Tetraidrobato di sodio	3,75E-11	kg
Stronzio	2,29E-08	kg
Stirene	4,42E-10	kg
Solfato	9,32E-07	kg
Diossido di zolfo	2,33E-04	kg
Esafluoruro di zolfo	2,26E-13	kg
Acido solforico	1,42E-11	kg
Anidride solforica	6,03E-10	kg
Tallio	2,13E-10	kg
Torio	2,08E-10	kg
Titanio	5,20E-08	kg
Toluene	3,03E-07	kg
Toluene, 2-cloro	6,10E-11	kg
Uranio	2,66E-10	MJ
Vanadio	8,64E-08	kg
Xilene	1,03E-07	kg
Zinco	4,81E-07	kg
Attinidi, radioattivi, non specificati	1,39E-06	kBq
Aerosol, radioattivi, non specificati	7,26E-09	kBq
Monossido di diazoto	6,07E-06	kg
Diossine, misurate come 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-diossina	1,84E-15	kg
Etanolo	5,88E-09	kg
Fluoro	1,22E-09	kg
Formaldeide	1,08E-07	kg
Acido formico	6,40E-08	kg
Glifosato	4,48E-08	kg
Calore, rifiuti	1,53E-08	MJ
Elio	1,86E-08	kg
Esano	5,69E-07	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, ciclici	3,89E-10	kg
Idrocarburi, alifatici, alcani, non specificati	1,98E-08	kg
Idrocarburi, alifatici, insaturi	7,98E-09	kg
Idrocarburi, aromatici	5,59E-09	kg
Idrocarburi clorurati	1,36E-10	kg
Idrocarburi, non specificati	5,75E-08	kg
Cloruro di idrogeno	1,51E-06	kg
Fluoruro di idrogeno	2,02E-07	kg
Idrogeno solforato	1,28E-06	kg
Ferro	4,95E-09	kg
Isoprene	9,31E-10	kg
Piombo	1,92E-08	kg
m-Xilene	9,73E-14	kg

Magnesio	1,42E-07	kg
Manganese	4,22E-09	kg
Mercurio	3,28E-10	kg
Ossido d'azoto	4,70E-05	kg
NMVOC, composti organici volatili non metanici, origine non specificata	1,79E-05	kg
Gas nobili, radioattivi, non specificati	3,54E-01	kg
Benzene	2,03E-07	kg
Berillio	6,91E-11	kg
Boro	1,08E-10	kg
Bromo	1,58E-10	kg
Butadiene	2,26E-14	kg
Butano	1,13E-08	kg
Cadmio	2,89E-10	kg
Calcio	1,15E-08	kg
Anidride carbonica, trasformazione del suolo	2,74E-04	kg
Disolfuro di carbonio	1,14E-15	kg
Monossido di carbonio, biogenico	4,32E-10	kg
Monossido di carbonio, fossile	1,16E-04	kg
Solfuro di carbonile	1,62E-07	kg
Cloro	2,00E-06	kg
Oli, biogenici	1,41E-10	kg
Oli, non specificati	6,61E-08	kg
DOC, Carbonio Organico Disciolto	8,80E-07	kg
Etanolo	9,08E-14	kg
Fluoruro	1,45E-08	kg
Acido fluosilicico	3,63E-11	kg
Formaldeide	9,74E-09	kg
Idrocarburi, alifatici, insaturi	2,93E-17	kg
Idrocarburi, non specificati	4,81E-09	kg
Cloruro di idrogeno	1,08E-06	kg
Idrossido	1,16E-08	kg
Ferro, ioni	1,38E-06	kg
Piombo	2,58E-08	kg
Litio, ioni	6,81E-06	kg
m-Xilene	1,92E-10	kg
Magnesio	3,97E-06	kg
Manganese	8,00E-09	kg
Mercurio	1,13E-10	kg
Metanolo	2,40E-08	kg
Molibdeno	1,46E-10	kg
Monoetanolamina	8,85E-13	kg
Nichel, ioni	2,69E-08	kg
Nitrato	3,41E-10	kg
Nitrito	1,25E-11	kg
Azoto	1,59E-08	kg
o-Xilene	1,40E-10	kg
Oli, non specificati	1,74E-07	kg

IPA, idrocarburi policiclici aromatici	4,13E-12	kg
Fenolo	3,81E-09	kg
Fosfato	7,75E-12	kg
Fosforo	2,88E-09	kg
Bifenili policlorurati	2,39E-15	kg
Potassio, ioni	1,49E-14	kg
Selenio	1,47E-11	kg
Argento, ioni	1,33E-08	kg
Sodio, ioni	6,46E-05	kg
Solidi, inorganici	3,18E-09	kg
Stronzio	3,45E-07	kg
Solfato	1,29E-05	kg
Zolfo	1,68E-08	kg
Solidi sospesi, non specificati	8,08E-04	kg
Tallio	1,51E-11	kg
Stagno, ioni	7,00E-10	kg
Titanio, ioni	1,14E-07	kg
TOC, carbonio organico totale	9,43E-07	kg
Toluene	1,00E-08	kg
Glicole trietilenico	6,41E-11	kg
Vanadio	1,72E-10	kg
Acqua	1,24E-01	m ³
Xilene	5,07E-09	kg
Zinco	3,09E-08	kg

12. BIBLIOGRAFIA

- Achinas, Spyridon, and Gerrit Jan Willem Euverink. 2016. "Theoretical Analysis of Biogas Potential Prediction from Agricultural Waste." *Resource-Efficient Technologies*.
- Barberis, Corrado. 2010. "Capitale Umano e Stratificazione Sociale Nell'Italia Agricola Secondo Il 6° Censiment Generale Dell'Agricoltura 2010." *ISTAT*.
- Basu, Prabir. 2013. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory *Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory*.
- Bekkering, J., A. A. Broekhuis, and W. J.T. van Gemert. 2010. "Optimisation of a Green Gas Supply Chain - A Review." *Bioresource Technology*.
- Boulamanti, Aikaterini K., Sara Donida Maglio, Jacopo Giuntoli, and Alessandro Agostini. 2013. "Influence of Different Practices on Biogas Sustainability." *Biomass and Bioenergy*.
- COM (2003) 302. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL CONSIGLIO E AL PARLAMENTO EUROPEO. Politica integrata dei prodotti. Sviluppare il concetto di "ciclo di vita ambientale".
- COM (2008) 397. COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI sul piano d'azione "Produzione e consumo sostenibili" e "Politica industriale sostenibile".
- Database Ecoinvent 3.1
- Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Norme in materia ambientale
- Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 "Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" (decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE).
- Decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152. Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole. G.U. n. 124 del 29/05/1999 - Suppl. Ordinario n. 101
- D.M. 6 luglio 2012 recante: "Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici".
- D.M. 5 dicembre 2013. Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.

G.U. 295 del 17/12/2013

D.M. 23 giugno 2016. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

D.M. 02 Marzo 2018. Glossario principali opere edilizie realizzabili in regime di attività edilizia libera

DIRETTIVA 91/676/CEE del Consiglio, del 12 dicembre 1991, relativa alla protezione delle acque dell'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole.

DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

DIRETTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

EN ISO 18134-1:2015. Solid biofuels - Determination of moisture content - Oven dry method Total moisture - Reference method, Standard, International Organization for Standardization (Sep. 2015). URL <https://www.iso.org/standard/61538.html>

EN ISO 18122:2016. Solid biofuels - Determination of the ash content, Standard, International Organization for Standardization (Nov. 2015). URL <https://www.iso.org/standard/61515.html>

EN ISO 18125:2018. Solid biofuels - Determination of the calorific value, Standard, International Organization for Standardization (May 2017). URL <https://www.iso.org/standard/61517.html>

EN ISO 16948:2015. Solid biofuels - Determination of total carbon, hydrogen and nitrogen content, Standard, International Organization for Standardization (May 2015). URL <https://www.iso.org/standard/58004.html>

EN ISO 15297:2011. Solid biofuels - Determination of minor elements - As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Mo, Ni, Pb, Sb, V and Zn, Standard, International Organization for Standardization (May 2015).

Edenhofer, Ottmar et al. 2011. Cambridge University Press *IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.*

Eurostat. 2010. Eurostat Statistical books on Environment and energy *Energy - Early Statistics 2008.*

Faaij, André P.C. 2006. "Bio-Energy in Europe: Changing Technology Choices." *Energy Policy.*

Gse. 2016. "Rapporto Statistico 2016." *Vasa.*

GSE. 2018. "Solare Fotovoltaico -Rapporto Statistico." *GSE.*

- Higman, Christopher. 2008. "Gasification." In *Combustion Engineering Issues for Solid Fuel Systems*,.
- Hullu, J De, P a Van Meel, S Shazad, and L Bini. 2008. "Comparing Different Biogas Upgrading Techniques." *Comparing Different Biogas Upgrading Techniques*.
- IEA-ITABIA, (1995). "Analisi microeconomica di colture erbacee a fi nalità energetiche".
- ISO 14040: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework. International organization for standardization.
- ISO 14044: Environmental Management - Life cycle assesement - Requirements and guidelines. International Organization for Standardization.
- ITABIA – Italian Biomass Association (2004). "Le biomasse per l'energia e l'ambiente – Rapporto 2003". Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.
- ITABIA - Italian Biomass Association (2009). "I traguardi della bioenergia in Italia. Elementi chiave per gli obiettivi al 2020 – Rapporto 2008". Realizzato nell'ambito della Campagna SSE (Sustainable Energy Europe) coordinata della Commissione Europea e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.
- ISTAT, (tavole dati 2006 - 2010). <http://agri.istat.it/>
- Kirubakaran, V. et al. 2009. "A Review on Gasification of Biomass." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Mantovi P., 2012. Come spandere il digestato rispettando la direttiva nitrati, in "L'informatore agrario", 9, 25.
- McKendry, Peter. 2002. "Energy Production from Biomass (Part 1): Overview of Biomass." *Bioresource Technology*.
- Persson, Margareta. 2003. Swedish Gas Center *Evaluation of Upgrading Techniques for Biogas*.
- Petersson, Anneli., and Arthur. Wellinger. 2009. "Biogas Upgrading Technologies–Developments and Innovations." *IEA Bioenergy*.
- Roati, C. et al. 2012. "Preliminary Evaluation of the Potential Biogas Production of Food-Processing Industrial Wastes." *American Journal of Environmental Sciences*.
- Rossi L., Mantovi P., 2012. Digestato. Un utile sottoprodotto del biogas. Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA S.p.A.. Disponibile all'indirizzo internet:
<http://www.crpa.it/media/documents/crpa_www/Pubblicazi/conoscer&competere/_conosc

erexcompeter_n4.pdf> [consultato il 11/11/2013].

- Sands, Philippe. 1992. "The United Nations Framework Convention on Climate Change." *Review of European Community & International Environmental Law*.
- Scarlat, Nicolae, Jean François Dallemand, Fabio Monforti-Ferrario, and Viorel Nita. 2015. "The Role of Biomass and Bioenergy in a Future Bioeconomy: Policies and Facts." *Environmental Development*.
- Solomon, S., D. et al. 2007. "Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change." *D Qin M Manning Z Chen M Marquis K Averyt M Tignor and HL Miller New York Cambridge University Press pp.*
- Trinka, Peter. 1998. "Short-Rotation Forestry: Discussion of 10 Austrian Principles from the Viewpoint of Preservation of Environment and Nature." In *Biomass and Bioenergy*,.
- WCED. 1987. "Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future (The Brundtland Report)." *Medicine, Conflict and Survival*.

Ringraziamenti

Ritengo doveroso ringraziare il Coordinatore del corso di Dottorato, Prof. Danilo Monarca e il Direttore del CREA-IT, Dott. Paolo Menesatti, i miei relatori, l'Ing. Francesco Gallucci, Responsabile scientifico del laboratorio in cui ho appreso tutto le mie conoscenze dall'inizio della mia esperienza lavorativa ed il Prof. Andrea Colantoni. Rivolgo inoltre i miei ringraziamenti ai miei colleghi per il supporto scientifico e morale, agli amici e alla mia famiglia che approva ogni mia scelta dimostrandomi sempre condivisione e vicinanza.