



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI BRESCIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA MECCANICA E INDUSTRIALE

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Meccanica

Tesi di Laurea

RETI DI DISTRIBUZIONE DEL BIOMETANO:
tematiche tecniche ed ottimizzazione

Relatore: Chiar.mo Prof. Zavanella Lucio Enrico

Correlatore: Ing. Bettoni Laura

Laureando:
Federici Andrea
Matricola n. 708484

Anno Accademico 2019/2020

Sommario

| | |
|---|----|
| Introduzione | 1 |
| Economia circolare..... | 3 |
| Origini dell'economia circolare | 4 |
| Principi e modelli della CE | 7 |
| Applicazione dell'economia circolare su più livelli..... | 11 |
| Economia Circolare al micro-livello..... | 11 |
| Economia circolare al meso-livello..... | 13 |
| Economia circolare al macro-livello | 15 |
| La produzione di biogas..... | 17 |
| Processo chimico di produzione del biogas..... | 18 |
| La biomassa | 20 |
| Tecnologia di processo | 22 |
| Utilizzo del biogas e digestato..... | 26 |
| L'upgrading del biogas in biometano | 29 |
| Tecnologie di upgrading del biogas..... | 30 |
| Tecnologie di adsorbimento e Pressure Swing Adsorption (PSA- adsorbimento per variazione di pressione)..... | 30 |
| Tecnologie di assorbimento e High Pressure Water scrubbing (HPWS- lavaggio in acqua ad alta pressione) | 32 |
| Separazione a membrana (MS)..... | 34 |
| Separazione criogenica (CS)..... | 36 |
| Confronto fra le tecnologie per impatto ambientale ed economico | 37 |
| Pretrattamenti per l'upgrading | 41 |
| Utilizzi del biometano | 42 |
| Metodi e materiali..... | 46 |
| Modelli NPV | 46 |
| Indagine sui possibili utilizzi del biometano | 57 |
| Confronto con profilo di consumo domestico | 58 |
| Confronto con profilo di consumo industriale | 61 |
| Modello generale per la programmazione lineare..... | 62 |
| Analisi di sensitività per i costi di stoccaggio..... | 66 |
| Risultati..... | 67 |
| Impianto Biogas | 67 |
| Impianto Biogas con upgrading a Biometano | 70 |
| Comunità energetica- utenza domestica | 71 |
| Comunità energetica- utenza industriale | 72 |

| | |
|---|----|
| Programmazione lineare e analisi di sensitività dei costi di stoccaggio | 73 |
| Conclusioni..... | 76 |
| Bibliografia | 79 |

Introduzione

Economia circolare e sostenibilità sono oramai due concetti chiave nella discussione sulle sinergie tra sviluppo economico ed impatto ambientale. In una società in cui sono sempre più evidenti i limiti delle risorse a nostra disposizione e gli effetti negativi sull'ambiente del loro consumo senza controllo, riuscire a creare dei cicli chiusi di flussi di materiale e di energia potrebbe infatti essere l'unica opzione di modello economico sostenibile. Questo significa riprogettare il tessuto industriale, favorendo l'interazione fra i diversi settori e optando per processi produttivi che possano sostenersi sfruttando materiali di scarto di altre lavorazioni; allo stesso modo, puntare a fonti energetiche rinnovabili permette di abbassare l'impatto ambientale e garantire stabilità a quei paesi, come quelli della comunità europea, che si affidano a stati terzi per soddisfare i propri fabbisogni energetici.

Proprio per questi motivi negli ultimi anni gli investimenti in impianti per la produzione di BIOGAS e BIOMETANO hanno subito una così forte crescita, sostenuta da direttive europee e sistemi di incentivazione statali appositi. Questi impianti permettono di tramutare la biomassa composta da scarti agricoli e organici generici in biogas, che raffinato diviene poi biometano, capace di sostituire i normali consumi di gas naturale.

Questa tesi si propone di indagare lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano, le tecnologie tramite cui essi operano e la loro effettiva sostenibilità non solo a livello ambientale, ma anche e soprattutto a livello economico.

La prima parte del lavoro si concentra su una ricerca bibliografica della letteratura presente sull'argomento. Si indagheranno in primis le origini storiche dell'economia circolare per arrivare poi alla sua applicazione attuale: quali siano quindi i principi teorici che la contraddistinguono, come il quello delle 3R, e quali sono le applicazioni reali della stessa, spaziando dai singoli impianti industriali fino alle cosiddette eco-città. In seguito, si passerà ad esporre lo state dell'arte attuale sulla produzione del biogas e sul suo raffinamento in biometano. Per quanto riguarda il biogas, verranno quindi analizzate le reazioni chimiche che permettono la produzione di metano tramite la fermentazione anaerobica della biomassa, le condizioni necessarie perché esse avvengano, i pretrattamenti necessari, gli impianti in cui esse avvengono. Concentrandosi invece sul biometano, verranno illustrati i principi cardine dei vari

metodi di upgrading, le tecnologie attraverso le quali essi vengono messi in pratica, i materiali necessari, ed infine le applicazioni pratiche del gas prodotto.

La seconda parte vede invece l'applicazione dei dati raccolti in letteratura per la creazione di modelli che permettano di valutare di volta in volta i risultati economici degli impianti e le migliori opzioni di utilizzo del gas prodotto. Le prime valutazioni fatte saranno rispetto alla taglia minima d'impianto necessaria al pareggio di bilancio per impianti di sola produzione di biogas o piuttosto di produzione di biometano raffinato, valutazioni eseguite mediante calcolo dell'indice NPV in funzione dei volumi prodotti.

Una volta identificato un impianto economicamente sostenibile di produzione di biometano, si valuterà la fattibilità di creazione di comunità energetiche, insieme di utenze che possano sfruttare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, in questo caso il biogas raffinato, per abbassare così il proprio impatto ambientale. Per fare ciò, si creeranno diversi profili di domanda da porre a confronto con i ritmi di produzione, profili ideati in base al genere di utenza (domestica o industriale), ai consumi medi che ne conseguono e alla possibile stagionalità degli stessi. Infine, si procederà con la creazione di un modello capace di valutare, in funzione del gas prodotto e delle possibili esigenze della comunità energetica, il programma ottimale di impiego del biometano, optando per l'autoconsumo, lo stoccaggio o la rivendita. Tale modello verrà inoltre utilizzato per valutare quanto sia effettivamente conveniente l'opzione di messa a scorta del biometano, attraverso una analisi di sensitività dei costi di stoccaggio.

Il risultato della tesi è quindi un quadro chiaro del mondo della produzione del biometano, partendo dai principi economici che ne spingono l'utilizzo, passando per le tecnologie e gli impianti su cui esso si appoggia, per finire mettendo a punto strumenti di valutazione delle possibilità economiche che questa energia rinnovabile può offrire.

Economia circolare

Negli ultimi decenni si è prestata particolare attenzione al concetto di Economia Circolare ed alla sua evoluzione a livello globale, con l'obiettivo di fornire una valida alternativa al modello economico attualmente dominante, il modello lineare anche definito "*take, make and dispose*". Le conseguenze del modello lineare minacciano infatti la stabilità futura della nostra economia e la conservazione dell'ecosistema necessario alla sopravvivenza umana. Il modello della Economia Circolare si pone invece l'obiettivo di arrivare ad uno sviluppo della dell'economia che sia però sostenibile e compatibile con l'ambiente in cui esso si pone; uno sviluppo di questo tipo deve tenere conto e bilanciare aspetti economici, ambientali, tecnologici e sociali e le loro relazioni, a partire dal singolo individuo fino ad interi settori industriali. Quello che si viene a creare è un modello economico che riconcilia questi aspetti e favorisce un uso ponderato ed ecologicamente corretto delle risorse, senza arrestare lo sviluppo economico ed anzi creando nuove opportunità lavorative, ed un'equa distribuzione delle stesse, non solo fra la popolazione ma anche fra le diverse generazioni.

Spesso l'economia circolare è associata solamente ad un efficiente modello di gestione degli scarti e dei rifiuti, ma una visione così limitata della stessa potrebbe essere addirittura deleteria: l'applicazione del principio delle 3R (*reduce, recycle, reuse*) e la riconversione tecnologica a tecnologie *green* possono in alcuni casi rivelarsi inadeguate o economicamente negative sul sistema. L'obiettivo non è quello di rendere l'attuale sistema meno impattante sull'ambiente attraverso la riconversione delle tecnologie ma la riprogettazione del processo produttivo nel suo insieme lungo tutto il ciclo-vita del prodotto, riorganizzando il rapporto con l'ambiente, l'economia e fra gli stessi così da ottenere non solo una rigenerazione dei flussi di materiali ed energie ma un materiale miglioramento della società economica in cui si pone. L'applicazione stessa della CE permette di creare a sua volta nuovi processi produttivi ed economici ad impatto nullo o quasi-nullo sulle risorse energetiche ed ambientali.

L'applicazione di questo modello economico-produttivo non necessita solo di nuove tecnologie, ma anche di nuove figure professionali: analisti che siano capaci di modificare nel modo adatto il design del ciclo produttivo in questione ed intermediari che siano in grado di applicare queste modifiche a livello tecnologico, economico, e di risorse umane.

Per prime, in questo capitolo, verranno analizzate le origini storiche del concetto di economia circolare, riportando quegli autori che hanno contribuito alla sua nascita; in seguito, si passerà

all'analisi dei principi teorici della CE, degli ideali su cui essa si basa e le linee guida su cui si muove. Infine, si analizzeranno le applicazioni della economia circolare in contesti geopolitici di dimensioni sempre crescenti, mostrando esempi pratici in micro, meso e macrolivello ed il livello di penetrazione sociale ed economica di questi concetti in diversi paesi.

Origini dell'economia circolare

Il concetto di economia circolare viene esplicitamente teorizzato nel XX secolo, ma si basa su principi antecedenti e trattazioni sviluppate separatamente da economisti ed industriali che hanno posto le basi poi raggruppate in un unico modello nella seconda metà del '900. Forse il più antico fra i documenti che teorizzano un approccio di primitiva economia circolare è il *Sylvicultura Oeconomica* (von Carlowitz, 1713) che introduceva un modello di consumo sostenibile delle risorse limitando l'utilizzo del legname, che non dovesse superare quanto poi ne sarebbe ricresciuto naturalmente. Gli economisti Pearce e Turner (1989) per primi introdussero il concetto di economia circolare partendo a loro volta da alcuni principi introdotti da Bouldin (1966); quest'ultimo riteneva che un sistema economico di riutilizzo delle risorse fosse un prerequisito fondamentale per la sostenibilità della vita sulla Terra, un sistema chiuso con, per definizione, risorse scarse, paragonato dall'autore a una nave che viaggia nello spazio e che quindi non può consumare più di quanto in quel momento trasporta. Pearce e Turner sviluppano questo concetto evidenziando come il passaggio da una economia circolare a una lineare sia d'obbligo:

- La terza legge della termodinamica sulla disgregazione dell'energia trova sua applicazione anche nel processo di produzione nei flussi economici e di risorse materiali, la economia circolare può efficacemente limitare questa perdita;
- Le funzioni economiche del sistema produttivo (estrazione delle risorse, ciclo vita prodotto, gestione degli scarti) oltre alle normali risorse intaccano anche beni pubblici fondamentali ma gratuiti, come la qualità di aria, acqua, dell'ambiente nel suo insieme, e la CE limita questo utilizzo creando una sinergia più sostenibile con la società.

Nella seconda metà del Novecento il numero di trattazioni legate alla gestione di risorse sempre più scarse e all'introduzione di modelli a ciclo chiuso aumenta di gran lunga. *The closing circle* (Commoner, 1971) analizza il valore di una economia circolare attraverso il confronto con il sistema naturale, nel quale questo paradigma è saldamente fissato, dove ogni organismo vivente

diviene sistema di trasformazione di materie inorganiche in sostanza organica, ed i cui scarti rappresentano poi risorse per altri organismi. L'anno successivo l'associazione Club di Roma, gruppo di studiosi, imprenditori ed economisti, pubblica il rapporto *I limiti dello sviluppo*, che partendo da alcuni articoli pubblicati da studiosi del MIT mette in evidenza le implicazioni di una continua crescita demografica in un sistema chiuso, mostrando l'esistenza di limiti biofisici, istituzionali, politici e amministrativi alla crescita economica ed alla espansione demografica. Alcune idee fondamentali sulla economia circolare possono essere rintracciate anche nel "*General System Theory*" (Von Bertalanffy, 1950, 1968), che riconosce l'importanza dell'analisi delle entità economiche non singolarmente ma nelle loro interrelazioni e nelle relazioni con l'ambiente in cui si pongono, evidenziando come in realtà sia l'ambiente ad influenzare le scelte di queste entità e non il contrario.

Il rapporto per la commissione europea *Potential for substitution manpower for energy* (Stahel, Reday-Mulvey) presenta per la prima volta il termine economia ciclica: nel testo il classico ciclo vita di un prodotto è messo in discussione, e si teorizza come la responsabilità del prodotto stesso da parte dell'azienda produttrice possa estendersi non solo alla fase di produzione ma anche a quella di utilizzo e addirittura a quella di fine-vita. In questo contesto l'economia ciclica, caratterizzata da una forte regionalizzazione di lavoro e competenze, e sostenuta da organi centrali di progettazione e organizzazione, dovrebbe favorire una crescita sostenibile ed addirittura competitiva dal punto di vista occupazionale ed economico; nella pratica ad industrie con produzioni di larga scala si assocerebbero singole realtà locali altamente specializzate nel disassemblaggio e recupero del prodotto a fine ciclo. Lo stesso Stahel fonderà poi con Orio Giarini il *Product-Life Institute* (1982, sede a Ginevra) ancora oggi attivo nella formulazione di strategie per l'incremento di produttività in sinergia con le politiche di transizione ad una società sostenibile conscia delle proprie risorse limitate. I principi su cui opera l'Istituto sono 5:

- Il prodotto deve essere visto come servizio al consumatore, in quest'ottica il produttore è spinto a realizzare beni con lunga vita utile;
- La responsabilità del produttore sul proprio prodotto si estende a tutto il ciclo vita dello stesso, così da incentivare politiche di recupero delle risorse;
- Condivisione dell'utilizzo del prodotto, così che più consumatori abbiano a disposizione lo stesso bene limitando le risorse;
- Rigenerazione del prodotto, che possa essere modificato a fine ciclo così da poter tornare operativo;

- Progettazione e design del prodotto orientata al suo recupero e smaltimento.

Il lavoro di Stahel è all'origine della redazione di *Cradle to Cradle* (McDonough, Braungart, 2002); gli stereotipi del modello economico lineare neoclassico vengono qui rovesciati, si evidenzia come il concetto di consumo attuale, con un prodotto che diventa totalmente scarto una volta utilizzato, non sia sostenibile. Viene introdotto il concetto di *eco-efficacia*, una progettazione del prodotto che idealmente ne permetta il totale recupero o riciclo in seguito alla conclusione del suo ciclo-vita. Questa pubblicazione diventa linea guida per le prime applicazioni del modello di economia circolare in veri e propri casi industriali che vengono poi raccolte in *Blue Economy* (Pauli, 2010), un insieme di esperienze e progetti fondati sull'idea che lo scarto di un prodotto possa diventare input per creare un nuovo flusso di cassa; l'autore mostra strategie che si focalizzano su un utilizzo efficiente delle risorse legato ad un azzeramento degli scarti, trasformando problemi locali di gestione dei prodotti in opportunità imprenditoriali sostenibili da contrapporre alle metodologie tipiche dell'economia tradizionale.

Fondamentale per lo studio della economia circolare è poi l'analisi della *Industrial Ecology* (IE) sui cui principi la stessa CE trova fondamenta: l'industrial ecology è un metodo di analisi dell'impatto ambientale del processo industriale per cui per la prima volta sistema industriale e sistema ambiente non vengono tenuti separati ma osservati come un'unica entità caratterizzata da flussi interni di materiali, energia e informazioni. Tutta la IE si basa su tre principi, due di ricerca e uno proattivo:

1. Studio del funzionamento del sistema industriale, della sua regolamentazione, della sua interazione con la biosfera;
2. Studio del metabolismo dei vari flussi fa parte del sistema industriale;
3. Dalla parte degli industriali, trovare una strada per cui l'applicazione della IE favorisca lo sviluppo economico, da parte delle entità di regolamentazione utilizzare la IE per rendere lo sviluppo ecologicamente sostenibile.

L'applicazione pratica di quest'ultimo principio, oltre che su una oculata gestione delle risorse prime, si concentra soprattutto sulla gestione degli scarti e la loro integrazione nel processo industriale come risorse seconde, sia di materiali sia di energia, arrivando idealmente a dei sistemi chiusi a scarto zero. L'economia circolare parte da questo presupposto e lo allarga dalle singole entità industriali ai sistemi economici più complessi: prodotti e processi vengono

rielaborati così da massimizzare le risorse prime, con l'obiettivo di disaccoppiare la crescita economica e l'utilizzo delle risorse stesse.

Al fronte degli obiettivi ideali che si pone la CE occorre valutare le applicazioni pratiche della sua attuazione: il risparmio di risorse materiali ad ogni ciclo diminuisce fino ad un punto di *cut-off* oltre il quale tale processo diventa anti economico o di maggior impianto ambientale rispetto all'utilizzo di risorse prime; anche eliminando i limiti economici, l'economia circolare non permette la creazione di un ciclo 100% chiuso (Andersen, 2007) a causa dell'inevitabile degradazione ciclica delle risorse (Daly, 2007), e la sua stessa applicazione è solitamente limitata in società economiche sviluppate che già incontrano problemi di scarsità delle risorse, al contrario delle economie in fase di sviluppo (Zhu, Wu, 2007).

Principi e modelli della CE

Come già introdotto, nell'aspetto applicativo i principi della economia circolare si traducono seguendo il metodo delle 3R:

1. *Reduction* (riduzione) punta a minimizzare l'input di risorse primarie (energia, materiali) e secondarie necessarie al processo produttivo attraverso l'efficientamento della produzione (eco-efficiency) attraverso, per esempio, l'introduzione di migliori tecnologie, il re-design di prodotti più compatti e leggeri e del relativo packaging, o ancora il passaggio a materie prime non nocive con un migliore impatto ambientale; in particolare, quando il processo di riduzione delle risorse non inficia la crescita economica ma la stimola, passiamo dal caso di *eco-efficiency* a quell'ideale detto *resource efficiency*.
2. *Reuse* (riutilizzo) è definito dalle norme UE come “*l'insieme delle operazioni per cui prodotti o componenti non ancora giunti allo stadio di scarto vengono utilizzati nuovamente per lo scopo per cui sono stati inizialmente concepiti*”. Il principio del riutilizzo in teoria è molto vantaggioso, permette un sostanziale risparmio di risorse e lavoro rispetto alla produzione di nuovi componenti, e l'impatto ambientale risparmiato dalla mancata generazione di scarti è ingente. Per favorire il riutilizzo, il produttore deve essere incentivato a progettare prodotti adatti a numerosi cicli di vita ed al recupero del prodotto utilizzato dal consumatore, che a sua volta deve sposare questa politica. Sotto questo punto di vista, alcune leggi sono state proposte (*Extended Producer Responsibility* in Germania (1992), Europa (2008) e Korea (2008)) per spostare i costi

di smaltimento di componenti dismessi al produttore iniziale, che si vede a questo punto forzato a mettere in pratica una politica di recupero e riutilizzo del prodotto per non aumentare eccessivamente le proprie spese. La spinta verso i prodotti riutilizzabili deve essere però condivisa anche dal consumatore finale, che deve favorire la scelta di quest'ultimi, puntando all'obiettivo finale di un sistema economico con prodotti solamente riutilizzabili o facilmente riciclabili.

3. *Recycle* (riciclo) è “l'insieme di operazioni di recupero attraverso le quali materiali di scarto sono trasformati in nuovi prodotti o risorse utili al loro scopo originario o a uno differente. Fanno parte di queste operazioni il trattamento di scarti organici ma non il riutilizzo di energie o il trattamento di materiali per la produzione energetica o per operazioni di riempimento”. Il riciclo permette di sfruttare le risorse materiali ancora presenti in uno scarto e ridurre quindi la quantità dello stesso, così da minimizzare i trattamenti fine vita e l'impatto ambientale. Come evidenziato da studi (Gwehenberger, 2003) il riciclo deve essere subordinato al principio della riduzione dello scarto, che potrebbe venire meno in ambiti in cui la percentuale di scarto riciclato è particolarmente alta. Infatti, nonostante il riciclo è spesso il principio più facilmente associato alla circular economy, è anche la soluzione meno sostenibile fra le tre in termini di sostenibilità ambientale ed economica: esso è naturalmente limitato dalla natura, dalla complessità e danneggiamento del prodotto, dal limite fisico di cicli di riciclo a cui alcuni materiali possono essere sottoposti; inoltre fra i tre principi quello del riciclo è l'unico che può avere una dimensione non esclusivamente locale, e vengono a generarsi meccaniche di packaging, gestione logistica, trasporto il cui impatto è generalmente non trascurabile.

L'importanza di questi tre principi è riconosciuta ed evidenziata già nel 1998 nelle *Directive Europee per la Gestione dei Rifiuti* (2008/98/EC) e nelle corrispondenti normative americane (*United States solid waste Agenda*). Più recentemente (*Ellen Macarthur foundation Report 2012*) si è teorizzata una integrazione dei principi delle 3R con dei principi secondari:

- *Appropriate design*, con l'obiettivo di eliminare il trattamento in discarica ogni prodotto deve essere progettato al fine di poter essere disassemblato e riutilizzato.
- Riclassificazione dei materiali fra materiali “tecnici”, come plastiche e metalli che devono essere riciclati e/o riutilizzati, e “nutrienti” che possono essere utilizzati in cicli continui o addirittura rilasciati nella biosfera.

- Rinnovamento, nell'ottica di energie rinnovabili, che devono idealmente essere le uniche energie utilizzate nel contesto di economia circolare, così da ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e dai loro aspetti negativi, come l'oscillazione del prezzo o periodi di scarsità di offerta.

Fin dalla sua prima teorizzazione, il modello di economia circolare è stato attentamente analizzato dal punto di vista economico e confrontato sia con il modello attuale, detto *neoclassico* o *lineare*, sia con modelli simili già teorizzati, come quello della *decrescita* o dello *stato stabile*, tutti modelli con una formulazione già attentamente studiata e sviluppata da decenni.

Per modello di *decrescita* intendiamo una riduzione socialmente sostenibile dei flussi produttivi, intesi come materie prime ed energie che la società estrae, processa, trasporta e distribuisce per il consumo ed i cui scarti ritornano all'ambiente; il modello *steady state* si propone di mantenere costante questo flusso, senza aumentarlo né diminuirlo. Possiamo già intuire come questi due modelli economici e quello dell'economia circolare condividono dei principi cardine, ed in particolare la consapevolezza di operare nei limiti di un sistema-ambiente con risorse scarse e con dei limiti ecologici.

Come già introdotto, il modello neoclassico lineare si concentra piuttosto su una efficiente allocazione delle risorse sul mercato, senza però analizzare la scarsità delle risorse naturali a disposizione; in questo senso, il modello steady-state potrebbe correggere il modello neoclassico restringendolo nei limiti naturali delle risorse che esso stesso sfrutta; sotto questo punto di vista, un'economia stazionaria e la CE andrebbero a sopperire il problema della gestione illimitata delle risorse che viene a presentarsi per l'economia tradizionale, ed in particolare permetterebbe una gestione delle fonti di energie e materie prime equa non solo a livello globale, ma anche e soprattutto per le generazioni future. Limiti della applicazione di questi modelli nella società moderna sono principalmente due:

- Il passaggio a una economia stabile dovrebbe essere preceduto da un abbassamento della produzione a livelli sostenibili, abbassamento non imponibile da policy esterne ma consapevole e volontario da parte di tutti gli attori della società economica;
- Il sistema economico attuale meglio si applica a quelle zone del mondo in forte evoluzione sia dal punto di vista produttivo sia da quello demografico, ed un cambiamento nelle suddette sarebbe particolarmente complesso.

A prosperous way down (Odum, Odum, 2001, 2006) offrono una nuova visione di questi modelli economici, nella quale l'applicazione della CE diventerebbe un passo importante per mantenere il processo di sviluppo economico; gli autori teorizzano che il modello economico prevalente è oscillante in funzione delle risorse in quel momento presenti, e si muove fra 4 fasi differenti (Figura 1):

1. Crescita in presenza di risorse abbondanti, situazione di alta competitività e bassa efficienza;
2. Apice e stato stabile, il sistema raggiunge il massimo sviluppo permesso dalle risorse presenti e aumenta l'efficacia per trarne il massimo frutto;
3. Decrescita, sia economica sia demografica, con maggior affidamento a processi di riciclo delle risorse;
4. Recupero, con economia stabile, accumulo delle risorse per una nuova crescita a discapito dei consumi.

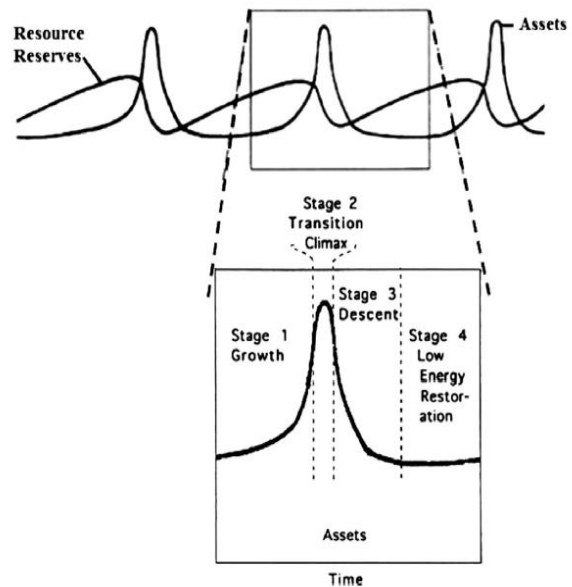


Figura 1 Illustrazione del sistema pulsante economico ed in un singolo ciclo al variare delle risorse disponibili (Odum, Odum, 2001).

Ecco che i modelli finora analizzati separatamente trovano un collegamento fra loro, e diventano effetto delle risorse non disponibili e non metodi per gestire le stesse. Sotto questa nuova ottica, l'economia circolare diventa la strada per aumentare l'efficienza della produzione e del consumo attraverso un adeguato utilizzo, riutilizzo e scambio delle risorse. Per fare questo, la progettazione del prodotto deve essere tale da avere già in programma il riutilizzo delle risorse dello stesso nei nuovi processi produttivi. Il risultato finale diventerebbe una estensione della fase di crescita e di apice del ciclo attraverso una nuova visione del concetto di efficienza, ed un metodo cruciale per entrare, se necessario, nella fase di decrescita quando diventa inevitabile.

Applicazione dell'economia circolare su più livelli

Abbiamo analizzato i principi teorici che danno forma all'economia circolare e la sua collocazione nei sistemi economici, procediamo ora ad analizzare la sua applicazione a diversi ordini di scala e su diverse zone geografiche. A causa della differente situazione geopolitica, l'attuazione della CE segue procedimenti differenti a seconda degli stati, principalmente secondo un filosofia *top-down* in paesi come la Cina, dove l'economia di mercato è strettamente legata a decisioni politiche ed una imposizione dall'alto è possibile, in particolar modo nelle città industriali di recente fondazione; al contrario, negli stati occidentali la filosofia più comune è quella *bottom-up*, nella quale il motore del passaggio alla CE sono i consumatori e le associazioni per la salvaguardia dell'ambiente che spingono per un processo produttivo sostenibile. Applicare l'economia circolare ad un sistema già consolidato è ovviamente più complesso, da cui le differenze che verranno a mostrarsi nei settori che andiamo ora a considerare.

Economia Circolare al micro-livello

In questo caso parliamo di applicazione dell'economia circolare al livello più basso possibile, quello delle aziende, dei singoli consumatori e della raccolta rifiuti, dove una attuazione della CE è più semplice anche su strutture già consolidate.

Per quanto riguarda le singole aziende ed i loro processi produttivi, le strategie più classiche sono quelle dell'*eco-design*, *green design* e *design for environment* (DFE) per quanto riguarda il prodotto, e della *cleaner production* (CP), *pollution prevention* (PP) e *toxic use reduction* (TUR) per quanto riguarda il processo. La DFE, la predominante fra queste strategie, si basa sulla applicazione di concetti di sostenibilità nella progettazione del prodotto e del processo che va a crearlo in modo da migliorare il suo impatto ecologico lungo tutto il suo ciclo vitale; la fase di progettazione del prodotto è infatti la più importante, e deve soppesare non solo sostenibilità e margine di guadagno, ma anche i diversi aspetti della sostenibilità stessa (e.g. il passaggio a materiali meno nocivi potrebbe causare un aumento dell'energia unitaria per la produzione che per conseguenza annullerebbe l'effetto positivo della riprogettazione). Per quanto riguarda la progettazione in funzione della fase di smaltimento del prodotto, essa deve considerare i concetti di "*disassemblamento, smaltimento senza effetti negativi sull'ambiente, facilità di distribuzione e di recupero, affidabilità, disponibilità, apprezzamento del consumatore*" (Sherwin, Evans, 2000). Per sostenere queste strategie di progettazione, l'Unione Europea ha imposto delle direttive nel 2005 sull'eco-design, con degli standard

minimi rispetto alla produzione di componenti e prodotto utilizzatori di energi., indagini di controllo del 2012 hanno mostrato un efficientamento conseguente nell'utilizzo delle materie prime; alcuni studi (Wang, 2007) suggeriscono piuttosto come tali politiche possano essere applicate efficacemente solo nei settori industriali di grosse multinazionali rispetto a realtà locali minori.

Per quanto riguarda il processo produttivo, la cleaner production si propone di introdurre nella società prodotti, processi e servizi abbassano scarti ed emissioni e puntando all'utilizzo di risorse rinnovabili ed a basso impatto, ed è considerata fondamentale tra le strategie per l'applicazione della CE. L'applicazione della CP è un processo continuo di miglioramento ed efficientamento del processo produttivo che diventa motore di una crescita economica sostenibile, ma la sua applicazione richiede risorse e personale qualificato, nonché un framework sociale e legislativo che la incentivi; in questo senso, la Cina ha valorizzato molto la CP attraverso la fondazione del *China national Cleaner Production Center* e l'emanazione della *Cleaner production Promotion Law* (2002) per provare a limitare l'impatto ambientale del suo forte sviluppo economico. Report recenti (Li, 2010) mostrano come più di 5000 industrie sul territorio cinese abbiano applicato principi della CP nei loro processi e che ingenti investimenti sono stati fatti in questa direzione.

Per quanto riguarda il consumatore finale, la sua sensibilizzazione rispetto alle tematiche ambientali è fondamentale per permettere una adeguata applicazione della CE. Il più immediato degli strumenti in questo senso è il sistema di etichette dei prodotti, così da identificare quali fra questi abbia un minore impatto ambientale: il sistema EU *ecolabel*, introdotto nel 1992, è un esempio virtuoso di queste politiche. L'unione europea fornisce anche direttive con stringenti condizioni di sostenibilità per i prodotti sottoposti a contratti pubblici, così da guidare il mercato in questa direzione, e politiche simili sono applicate anche in Giappone, Taiwan, Korea, Malesia e USA.

Infine, fondamentale è la gestione dello smaltimento di scarti e rifiuti. Su questo punto, la prospettiva va totalmente ribaltata: il sistema di smaltimento veniva in passato visto come metodo per eliminare rifiuti e scarti, con tecniche inadatte come inceneritori e discariche, mentre deve essere gestito come fonte fondamentale di risorse secondarie da reimmettere nel ciclo produttivo. Così facendo, la gestione dei rifiuti diventa un componente chiave dell'economia circolare, con la creazione di nuove figure specializzate il cui compito è, attraverso nuove tecnologie, recuperare risorse dagli scarti. Queste nuove figure hanno il

compito di raccogliere rifiuti in zone specializzate, disassemblarli così da ottenere componenti già adatti al riutilizzo, e trattare il rimanente così da reimmettere il flusso di materiale, almeno parzialmente, nel ciclo produttivo.

Economia circolare al meso-livello

Questo livello riguarda la declinazione del processo produttivo in eco-parchi industriali e distretti industriali in simbiosi ed interconnessione: industrie che tradizionalmente lavorano come entità separate vengono invece collegate da complessi flussi reciproci (di materiale, energia, acqua, sottoprodotti) in quella che viene definita *simbiosi industriale* allo scopo di ottenere benefici economici e di impatto ambientale. Quello della simbiosi industriale è forse il principale fra i campi di studio nella produzione ecologica, si concentra sull'interconnessione fra industrie non per forza presenti all'interno dello stesso parco industriale, il cui vantaggio ulteriore a questo punto è la distanza ravvicinata ed il conseguente risparmio energetico sui trasporti; questo impone che la progettazione dei parchi industriali sia tale da comprendere un pool di produzione interconnesse che minimizzi lo scarto e le emissioni nocive dell'intera entità produttiva.

Globalmente possiamo trovare esempi di simbiosi industriali imposti da filosofie top-down (Eco-Industrial Parks, o EIP, in Canada, USA, Asia) o da filosofie bottom-up (distretto industriale di Kalundborg, Danimarca), in cui ovviamente i primi sono frutto di una pianificazione preventiva mentre i secondi di un aggregamento spontaneo spinto da interessi economici. L'esempio di Kalundborg è forse il più trattato a livello di letteratura: frutto di decisioni manageriali di 5 aziende situate nell'omonimo comune, i cui manager negli anni '60 intuirono le possibilità economiche dell'interconnessione fra le loro industrie, negli anni è cresciuto e si è spostato su prodotti ad alto valore specifico non solo mantenendo il network di sottoprodotti ma applicando man mano sempre più stringenti politiche di rispetto dell'ambiente. Addirittura, componenti di sostenibilità intrinseci a questa simbiosi industriale sono venuti a mostrarsi in aggiunta a quelli volutamente imposti dalla dirigenza, non solo a Kalundborg ma anche nel distretto della Styria, Austria ed in alcuni casi minori in Finlandia: ritroviamo nella pratica quindi uno dei punti focali della economia circolare, l'applicazione di una strategia che favorisce in modo equo sviluppo economico e sostenibilità ambientale. Dal punto di vista economico, i vantaggi di una simile struttura possono essere:

- Diretti, come la vendita diretta alle aziende dello stesso parco, il risparmio nello smaltimento degli scarti, la riduzione dei costi delle risorse materiali passando da primarie a secondarie;
- Indiretti, come il risparmio sugli investimenti, la sicurezza derivante dalla forte interconnessione tra fornitore e cliente, guadagno di immagine, innovazione, facilità nell'attrarre risorse umane qualificate.

Ovviamente la creazione di situazioni industriali simili presenta delle problematiche complesse, una su tutte l'attenta selezione delle aziende capaci di creare una simbiosi ottimale, e la garanzia che l'interconnessione riguardi veramente i flussi di materiali ed energia e non solo quella di infrastrutture e competenze, il cui apporto dal punto di vista ambientale sarebbe minore.

La Cina è il paese che con la sua autorità politica sull'economia ha potuto maggiormente sviluppare i parchi industriali EIP: l'istituzione del *Chinese State Environment Protection Administration* (SEPA) ha creato un ente di riferimento per lo sviluppo di realtà di simbiosi industriale, in prima istanza per limitare l'impatto ambientale dello sviluppo economico; dalla sua istituzione, il SEPA raccoglie e valuta le richieste da parte di aziende di partecipare ai parchi industriali del *National Demonstration EIP Program*. Il modello cinese in particolare sviluppa il concetto tradizionale di EIP ponendo l'accento sull'importanza della gestione a cascata di risorse come energia e acqua e sulla collaborazione a livello di competenze tra le aziende dello stesso parco, che idealmente vanno a formare singoli circoli chiusi a scarto zero e ad alta efficienza energetica: singole applicazioni del modello della economia circolare. La valutazione degli obiettivi di ogni EIP avviene attraverso indici ideati apposta per valutare:

- Sviluppo economico;
- Riduzione del materiale;
- Riciclo;
- Gestione emissioni inquinanti;
- Gestione complessiva parco industriale.

Sono inoltre in sviluppo nuovi indici che possano valutare al meglio la caratteristica fondamentale di questi parchi, l'interconnessione fra le aziende, e la relazione fra i parchi e le realtà economiche locali in cui si sviluppano.

Tra il 2010 ed il 2011 il SEPA ha favorito la crescita di 60 differenti EIP (Figura 2):

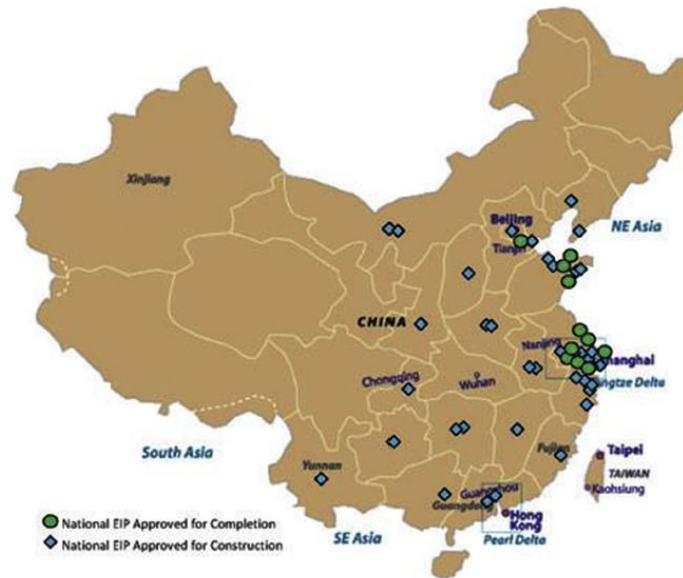


Figura 2 Distribuzione sul territorio cinese degli EIP la cui costruzione ed il cui completamento sono stati autorizzati entro dicembre 2010 (Mathews, Tan, 2011).

- 48 multisettoriali;
- 11 monosettoriali (produzione e lavorazione dello zucchero, siderurgia, estrazione mineraria, settore chimico base carbone, settore petrolchimico);
- 1 gestione dei rifiuti e recupero di risorse seconde.

Yu (2015) analizzando 31 esempi di simbiosi industriale sul territorio cinese ha mostrato come il 90% delle relazioni tra le aziende delle stesse riguardi sottoprodotti, mentre il 6% acqua e 4% energia, a causa degli alti costi infrastrutturali che essi impongono; l'autore illustra inoltre come il motore principale della creazione di queste industriali sia economico, riguardante i guadagni diretti ed indiretti già analizzati, e che un'opera di più severa tassazione sugli impatti ambientali della produzione potrebbe favorire la nascita di nuovi EIP. A questo proposito Mathews e Tan (2011) concordano illustrando come la crescita spontanea di parchi industriali fuori dalla Cina avvenga gradualmente in risposta all'attuazione di politiche di Cleaner production e limitazione delle emissioni inquinanti.

Economia circolare al macro-livello

L'applicazione dell'economia circolare ad un livello esteso come quello delle città o delle regioni implica l'integrazione e la riprogettazione di 4 sistemi fondamentali: il sistema industriale, il sistema infrastrutturale dei trasposti dei flussi (energetici, di materiali, di informazioni), il sistema culturale e quello sociale.

Fra le realtà di questo livello teorizzate c'è quella delle eco-città, la cui ideazione risale agli anni '80 negli USA, seguite poi dal più noto *Japanese eco-town Governmental Program* (1997), che si poneva di sviluppare in simbiosi le zone industriali ed i centri abitati ad esse prossime. Dalla creazione del programma 26 eco-città sono state fondate, che oltre a perseguire le filosofie di scarto-zero e di sviluppo economico hanno efficacemente revitalizzato il tessuto industriale locale. Progetti di questo genere, inizialmente incentivati economicamente dallo stato, hanno poi mostrato vantaggi tali per la società (impatto ambientale) e per l'industria (benefici economici) da sorgere in seguito spontaneamente, favoriti anche da una crescente legislazione sulla salvaguardia dell'ecosistema.

Esempi simili di eco-città si possono trovare in Germania, Svezia, Regno Unito e largamente in Cina, dove il numero di queste realtà ha superato il centinaio (Marion, 2012). Città di rilevanza industriale ed economica come Beijing, Shanghai, Tianjin e Dalian hanno avviato progetti pilota in questo ambito, in modo da sviluppare attorno a sé un tessuto industriale capace di sostenere in modo efficiente i consumi dei cittadini e degli avanzati impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti, dove risorse seconde vengono recuperate per alimentare le suddette industrie in un circuito chiuso. In particolare, in queste 4 città il grosso dei risparmi si è per ora evidenziato nei flussi energetici e dell'acqua. Anche in questo caso, fondamentale è l'elemento legislativo a livello nazionale e locale che ha forzato le aziende a svilupparsi aderendo alle politiche di economia circolare.

A livello del consumatore, una delle opzioni più comuni per passare dall'economia attuale alla CE sono i *collaborative consumption models*, modelli collaborativi (affitto, condivisione, scambio, cessione gratuita) riconducibili al concetto di proprietà condivisa: limitare il consumo di prodotti e servizi rendendoli utilizzabili da più consumatori, così da limitare l'utilizzo di risorse e l'impatto sull'ambiente. Parliamo di modelli che sacrificano in questo caso produzione e quindi beneficio economico in favore del benessere comune, modelli applicabili però solo in alcune particolari realtà cittadine di dimensioni sufficientemente sviluppate e solo per alcune tipologie di servizi e prodotto. Idealmente, questi modelli spingerebbero l'economia da un modello di fornitura di prodotto ad un più sostenibile modello di fornitura del servizio.

La produzione di biogas

La richiesta energetica globale è in rapida crescita, e circa l'88% di essa è soddisfatta ad oggi attraverso l'utilizzo di combustibili fossili; studi (IEA, 2006) hanno mostrato come la domanda di energia potrebbe raddoppiare o addirittura triplicare durante il Ventiduesimo secolo. Allo stesso tempo, la concentrazione di gas serra nell'atmosfera (GHGs) cresce rapidamente, in larga parte sostenuta dalle emissioni di CO₂ di motori a combustibile fossile. Lo stato attuale ci impone di ridurre le emissioni di GHG a metà dei livelli degli anni '90 (IPCC 2000) e trovare una fonte sicura di energia, così da non dipendere dalle riserve di petrolio e gas situate in zone dalla instabile situazione geopolitica.

In questo contesto, il biogas ottenibile da scarti, residui vegetali e colture specializzate potrebbe giocare un ruolo fondamentale: il biogas è una fonte di energia rinnovabile molto versatile capace di sostituire i combustibili fossili nella produzione di energia elettrica e calore, oltre a poter essere utilizzata come carburante per veicoli adatti. Biogas ad alti tenori di metano (biometano) potrebbe inoltre sostituire il gas naturale nei processi di produzione chimici. In particolare, la produzione di biogas tramite digestione anaerobica è, fra i metodi di produzione bioenergetici, particolarmente efficiente e riduce drasticamente l'emissione di gas serra rispetto a generazione da combustibili fossili, utilizzando inoltre materie prime locali ed eliminando la componente di trasporto. Il processo di digestione anaerobica trasforma poi gli scarti in digestato, utilizzabile come sostitutivo dei fertilizzanti minerali.

L'energia prodotta in Europa tramite biogas ha raggiunto nel 2007 l'equivalente di quella ottenibile da 6 milioni di tonnellate di petrolio (6Mtoe), con una tendenza annuale in forte crescita; la Germania è la nazione leader nella produzione di biogas grazie a forti investimenti in questa direzione. Su tutto il territorio europeo, 1500 milioni di tonnellate di biomassa possono essere trattati tramite digestione anaerobica, di cui la metà circa derivante da agricolture dedicate.

Nello scorso capitolo si sono delineati i principi cardine dell'economia circolare dal punto di vista teorico, ecco che nella produzione di biogas a partire dalla biomassa troviamo la perfetta applicazione pratica di queste teorie:

- gli scarti di biomassa invece di uscire dal ciclo per andare allo smaltimento diventano la materia prima per la produzione di energia, ed addirittura i residui passano poi alla produzione agricola come fertilizzante;

- si sfruttano gli scarti come fonte di energia sostenibile ed efficiente, mantenendo inoltre il ciclo produttivo a livello locale ed eliminando i fattori negativi del trasporto, e l'energia stessa può essere utilizzata localmente dai fornitori della biomassa o formando delle comunità energetiche a seconda delle dimensioni degli impianti.
- i costi della gestione della biomassa diventano guadagni nel trattamento di una nuova forma di energia e nella sua produzione, l'utilizzo degli scarti non ha un solo una componente di salvaguardia dell'ambiente, comunque presente e di valore, ma genera reali benefici economici.

Processo chimico di produzione del biogas

La fermentazione del metano è un processo complesso, che è possibile suddividere in 4 fasi differenti (Figura 3): idrolisi, acidogenesi, acetogenesi/deidrogenazione, metanazione; ognuna di queste fasi di degradazione è portata avanti da diverse famiglie di microrganismi in relazione sintropica fra loro, dove la digestione di uno offre quindi nutrimento all'altro. I microrganismi dell'idrolisi e della fermentazione sono i primi ad aggredire mediante enzimi (e.g. *cellulase*, *cellobiase*, *xylanase*, *amylase*, *lipase*, *protease*) i polimeri ed i monomeri della biomassa, rilasciando principalmente idrogeno, acetati, e acidi grassi come propionato e butirrato; la maggior parte di questi batteri operano in condizioni esclusivamente anaerobiche, come quelli che appartengono alle famiglie dei *Bacterioides*, *Clostridia* e *Bifidobacteria*, o preferibilmente anaerobiche come *Streptococci* e *Enterobacteriaceae*.

Gli acidi grassi generati, altamente volatili, vengono poi aggrediti da batteri acetogenici, che generano ulteriore idrogeno. Questo ultimo passaggio non è ancora completamente caratterizzato in letteratura, alcuni studi (Bagi et al, 2007) suggeriscono come la concentrazione di idrogeno possa essere il fattore limitante della reazione, in quanto l'aggiunta di batteri produttori idrogeno nella flora del digestore appare alzare i ritmi di produzione del biogas.

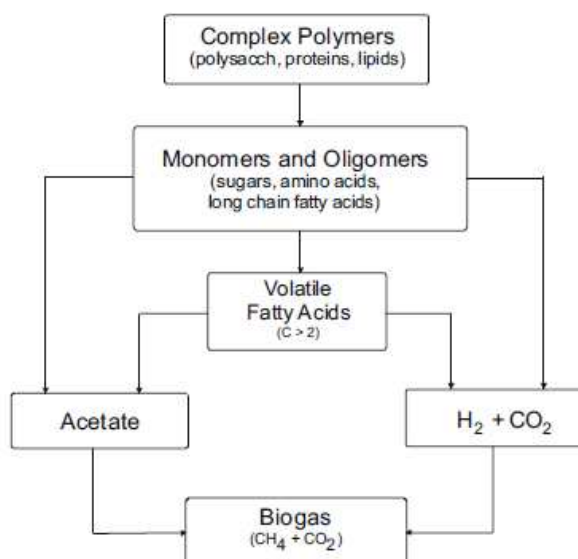


Figura 3 Schema delle reazioni chimiche a catena che permettono la produzione di metano a partire dalla biomassa (Gujer et al. 1983).

L'ultimo passaggio di trasformazione della metanogenesi presenta due famiglie di batteri che trasformano acetati, idrogeno e anidride carbonica in metano. Poche famiglie di batteri sono capaci di degradare acetati in metano e anidride carbonica (e.g. *Methanosarcina barkeri*, *Metanococcus mazei*, *Methanotrix soehngenii*) mentre quelli che trasformano anidride carbonica e idrogeno in metano sono molto più comuni, in entrambi i casi la reazione deve avvenire in ambiente assolutamente anaerobico.

Molto spesso questa ultima fase di metanogenesi viene distinta dalle precedenti, che vengono invece raggruppate così da avere due macro-passaggi. Una degradazione controllata necessita di un ritmo simile fra le due fasi: se la prima fase è troppo rapida, la concentrazione acida sale ed il basso PH limita i batteri metanogeni, se è invece troppo lenta crea un collo di bottiglia rispetto alle potenzialità di degradazione. La velocità di reazione della prima fase dipende dal substrato della biomassa di partenza, poiché le prime degradazioni hanno tempo variabile dagli ordini di ore (carboidrati solubili) a quelli di giorni (proteine, cellulosa, grassi complessi) e per questo il processo va parametrizzato al variare dell'impianto secondo le materie prime disponibili.

Il processo di digestione anaerobica avviene a condizioni di temperatura mesofilica (35-42°C) o termofilica (45-60°C), ed è particolarmente importante mantenere una temperatura costante durante la reazione, la sua fluttuazione è una delle principali cause dei cali di produzione; in particolare batteri termofili sono molto sensibili alle variazioni di temperatura e richiedono più tempo per adattarsi al cambiamento, mentre batteri mesofili possono sopportare variazioni di +/-3°C senza cali sensibili di produttività.

I batteri metanogeni proliferano maggiormente nella fascia di temperatura termofila, per cui i digestori che operano a questa temperatura sono teoricamente più produttivi e possono sostenere un flusso di biomassa maggiore. Lavorare in questa fascia di temperature più alte rende però più instabile il processo, favorendo l'inibizione da ammoniaca dei batteri: la tossicità dell'ammoniaca cresce proporzionalmente alla temperatura, ed è possibile che in alcuni casi porti addirittura alla morte della flora batterica del digestore (Domack, 2009).^[LB1]

La metanogenesi avviene in un intervallo di pH abbastanza limitato, tra 6,5 e 8,5 con la fascia 7,0-8,0 identificata come quella ottimale; l'accumulo di ammoniaca può causare un aumento del pH mentre quello di acidi grassi volatili (VFA) la sua eccessiva diminuzione, anche se questo secondo scenario è limitato dalle capacità di assorbimento del substrato di biomassa.

Per favorire e sostenere la proliferazione della flora batterica nel digestore sono necessari alcuni macro e micro-nutrienti, come carbonio, fosforo e zolfo. Altri nutrienti minori come nickel, ferro, cobalto e selenio (concentrazioni tra 0,05 e 0,06 mg/l, tranne per il ferro dove occorre tra 1 e 10 mg/l) favoriscono la crescita dei microrganismi, e devono essere aggiunti al digestore se non presenti naturalmente nella biomassa, come nel caso di biomassa da culture dedicate.

La biomassa

In generale, tutti i tipi di biomassa si prestano alla produzione di biogas, a condizione di contenere carboidrati, proteine, grassi, cellulosa ed emicellulosa come loro componenti principali; i tassi di produzione variano poi secondo la materia prima, il tipo di digestore ed il tempo di fermentazione.

| SUBSTRATO | BIOGAS (Nm ³ /ton) | CH ₄ (%) | CO ₂ (%) |
|-------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|
| Carboidrati | 790-800 | 50 | 50 |
| Proteine | 700 | 70-71 | 29-30 |
| Grassi | 1'200-1'250 | 67-68 | 32-33 |
| Lignite | 0 | 0 | 0 |

Tabella 1 Rendimenti teorici delle macro-famiglie che vanno a comporre la biomassa (Baserga 1988). [LB2]

La Tabella 1 illustra i rendimenti teorici per le macro-famiglie costituenti le biomasse, le concentrazioni di metano ottenute sono in realtà leggermente superiori, poiché parte dell'anidride rimane solubilizzata nel digestato e non passa al biogas. Come si può vedere, solo substrati con forti concentrazioni di lignite di partenza non si prestano al trattamento.

Storicamente, la digestione anaerobica è associata al trattamento del letame animale o dei fanghi fognari residui alla depurazione aerobica delle acque; tuttavia, la situazione attuale vede molto spesso aggiunte di co-substrati appositi che innalzano il rendimento del digestore. Tra questi i più comuni

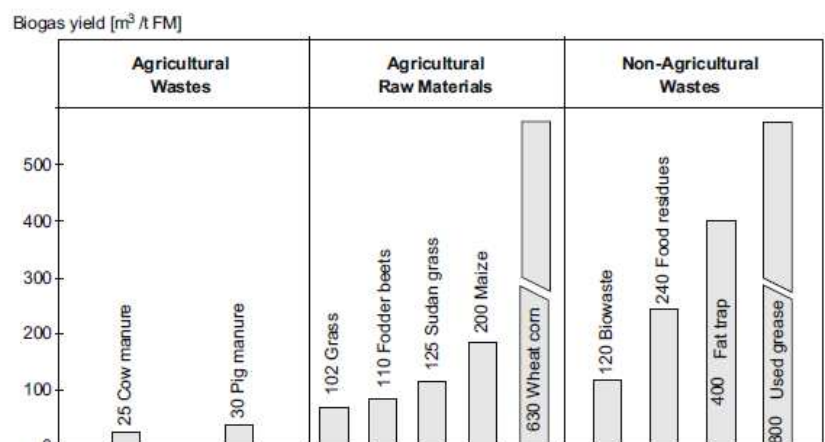


Figura 4 Rendimento teorico della biomassa suddivisa secondo origine (Weiland 2010).

sono gli scarti della raccolta agricola, quelli delle industrie alimentari, scarti alimentari, raccolta di biomassa municipale, e agricolture specifiche (*energy crops*), che, come illustrato in Figura 4, anche in piccole quantità possono innalzare facilmente la resa di metano della biomassa.

Generalmente, componenti grasse offrono in generale il maggiore rendimento, ma richiedono tempi di digestione molto alti, proteine e carboidrati sono trattate più rapidamente ma generano meno biogas. La biomassa deve comunque essere priva di patogeni ed organismi prima di entrare nel digestore, tanto che spesso viene pastorizzata a 70°C o sterilizzata a 130°C, ed il rapporto tra carbonio ed azoto (C/N ratio) deve essere di circa 15:1-30:1, per evitare inibizione da ammoniaca ma dare potere fertilizzante al digestato residuo.

[LB3]I co-substrati più importanti sono sicuramente gli *energy crops*, che hanno un grande potenziale di sviluppo nella zona EU, come mostrato dallo sviluppo di questo tipo di colture in Germania (Figura 5) e dalla loro grossa rendita in termini energetici.

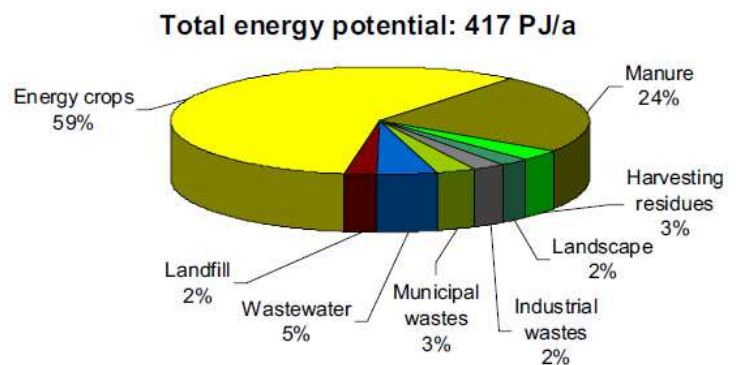


Figura 5 Potenziale di produzione energetica attraverso biogas secondo la biomassa utilizzabile a questo scopo in Germania (Weiland 2010).

Il parametro più importante per la scelta del tipo di *energy crops* su cui investire è il rendimento energetico per ettaro coltivato: in generale buona parte delle più comuni colture offre anche un alto rendimento energetico, in generale il maggior rendimento è quello offerto dal mais o dalle barbabietole da foraggio, ma perfino erbe da foraggio hanno mostrato potenzialità per questo utilizzo (Braun, 2009). Uno studio (Amon et al. 2007) ha mostrato come anche il periodo di raccolta a parità di coltura influisca sul rendimento, con guadagni fino al 37% di metano ottenuto.

La gestione del raccolto prima della sua immissione nel digestore può essere fatta con le tecnologie standard, la più comune delle quali è *l'insilatura*: questo è un processo di degradazione spontanea in ambiente controllato che converte i carboidrati solubili in acido lattico, acetati, propionato, butirato, attuando quindi una fase di predigestione e inibendo inoltre la crescita di microrganismi nocivi tramite abbassamento del pH. In generale dopo pochi giorni già si raggiungono le concentrazioni ottimali di acido lattico e acetati, ma il processo può essere accelerato lavorando sulla dimensione della cultura immessa (idealmente va frammentata in parti da 10-20 mm) o aggiungendo enzimi, colture batteriche specifiche o

carboidrati solubili aggiuntivi. Questo pretrattamento è molto importante poiché attacca in anticipo le lunghe catene di polisaccaridi delle fibre vegetali iniziandone la digestione, accelerando sensibilmente i tempi di degradazione nel digestore. Parte del rendimento energetico viene perso (8-20%) a causa dell'indesiderato processo di fermentazione aerobica che avviene durante l'insilaggio, per questo è importante che le colture siano ben compatte in silos e ricoperte da teloni, così da limitare la perdita di biomassa utile; alcune culture aggiuntive di batteri possono inibire inoltre la fermentazione aerobica producendo acido acetico, che migliora la stabilità della biomassa in situazione aerobiche e ne rallenta la degradazione. Come già detto, l'insilato durante la degradazione raggiunge valori di pH molto bassi (3-4) e va quindi aggiunto in modo costante e a basso flusso nel fermentatore per la digestione vera e propria: aggiunte discontinue potrebbero causare cali locali di pH con conseguente perdita di rendimento.

La biomassa in generale può subire diversi pretrattamenti prima di essere inserita nel fermentatore:

- trattamenti meccanici di frantumazione e miscelazione favoriscono la velocità di fermentazione nel digestore, anche se non aumentano il rendimento di metano netto (Mshandete, 2006). Solitamente la frantumazione avviene in contemporanea con l'immissione della biomassa nel fermentatore, tramite tecnologie meccaniche classiche come estrusori a vite o macinatori;
- trattamenti termici possono essere usati non solo per eliminare flora batterica indesiderata, ma anche per facilitare la degradazione, la Thermal Pressure Hydrolysis (230°C, 20-30 bar) può separare le catene più lunghe di polisaccaridi migliorando sia i rendimenti di metano sia i tempi di produzione;
- la degradazione delle catene più lunghe di polisaccaridi può essere ottenuta aggiungendo batteri idrolitici specifici, mentre particolari enzimi possono abbassare la viscosità della biomassa favorendo una degradazione uniforme.

Tecnologia di processo

Le tecnologie di processo per la produzione di biogas da biomassa sono generalmente raggruppate in due macro-gruppi:

- Wet digestion (fermentazione umida), con una fase solida inferiore al 10%, favorendo una migliore miscelazione nel digestore; il digestato si presenta in forma liquida a fine processo, può quindi essere gestito tramite pompe e viene facilmente irrorato nei terreni da fertilizzare. Per raggiungere questa percentuale di fase solida, vengono aggiunti alla biomassa letame liquido o acqua. La biomassa entra in flusso continuo nel digestore, tutt'oggi è il tipo di tecnologia più comune.
- Dry digestion (fermentazione a secco), dove la fase solida sale nella fascia 15-35%, operando quindi su una quantità di biomassa maggiore; in questo caso la biomassa può essere caricata in continuo o a lotti, un sistema di immissione e riciclo acqua può anche in questo caso essere presente per raggiungere il giusto rapporto solido/liquido.

Gli impianti di biogas declinano la tecnologia di processo in tante varianti con piccole differenze fra loro, ma la struttura standard del digestore è quella di una grande cisterna (volume solitamente compreso tra 1000 e 4000 m³) verticale miscelata tramite miscelatori meccanici in movimento continuo (quasi il 90% degli impianti tedeschi segue questa struttura- Gemmeke, 2009). La cisterna è chiusa da una membrana a tenuta stagna, che può diventare una doppia membrana e ricoprire il compito di primo stoccaggio del gas prodotto in attesa del suo utilizzo. Il rimescolamento all'interno del digestore è fondamentale:

- Uniforma la temperatura all'interno del digestore;
- Favorisce la risalita delle bolle di biogas generate;
- Permette che tutta la biomassa venga a contatto con la flora batterica necessaria alla fermentazione.

La quasi totalità degli impianti utilizza miscelatori meccanici, raggruppabili tra veloci e lenti a seconda della loro velocità di rotazione: quelli veloci solitamente sono presenti in numero maggiore e lavorano in sequenza alternativamente, mentre quelli lenti sono in numero minore (anche uno solo) e miscelano in continuo la biomassa. Il posizionamento dei miscelatori è molto variabile secondo l'impianto, possono essere ad asse orizzontale o verticale (in questo caso solitamente montati dal soffitto del serbatoio, è la configurazione più comune), in alcuni casi è anche possibile modificarne l'inclinazione. Miscelazione idraulica attraverso sistemi di pompaggio è usata solo in casi particolari, quella pneumatica con gas di stirring (lo stesso biogas creato dal digestore) ha il vantaggio di avere l'impianto esternamente al digestore ma non è molto efficiente e quindi è raramente usata.

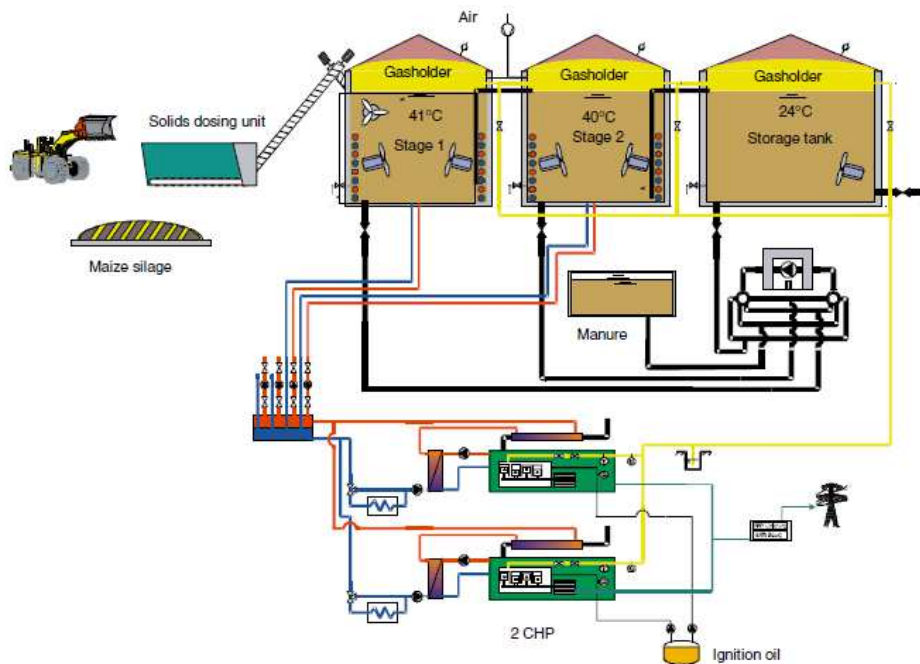


Figura 6 Struttura standard di impianto di biogas da biomassa agricola a doppio digestore, con i relativi impianti esterni di supporto e controllo (McKendry 2002).

Sono possibili anche reattori orizzontali, i cosiddetti reattori con flusso a pistone (plug flow) in cui la fermentazione procede linearmente man mano che la biomassa scorre: in questo caso i miscelatori hanno il compito anche di mantenere costante il flusso; sono reattori più piccoli (700 m³ massimo) e spesso vengono usati come pre-fermentatori in un impianto con doppio-digestore.

La struttura del doppio digestore (Figura 6) è spesso applicata per impianti che trattano biomassa a lenta fermentazione, come quella da energy crops. In questo caso il primo digestore, più grande, passa poi la propria biomassa pre-fermentata ad un secondo digestore minore che ne conclude la fermentazione; nonostante la struttura sequenziale, tutte le reazioni di fermentazione avvengono sia nel primo sia nel secondo fermentatore, entrambi generano biogas, ma il processo di produzione diventa più rapido e si riesce ad estrarre più metano (la resa di metano residua del digestato è molto bassa).

In realtà, anche la possibilità di impianti a digestore doppio con fasi di fermentazione separate è stata indagata: nei paragrafi precedenti è stato illustrato come le due fasi siano ottimizzate a temperature e valori di pH differenti, mantenerle separate permetterebbe di alzare di molto l'efficienza totale; strutture simili sono state effettivamente create per il trattamento di biomasse con alta fase solida (rifiuto organico municipale, alcuni tipi di letame, più raramente biomasse da colture dedicate). La gestione di questi tipi di impianti deve essere però strettamente controllata; in particolare, nel primo digestore, piccole variazioni di condizione ambientale

possono favorire formazione involontaria di gas metano e idrogeno, che va attentamente gestito e non può essere liberamente rilasciato in atmosfera.

Il digestore può operare su due fasce di temperature, quella mesofilica e quella termofilica:

- La termofilica (50-55°C) è quella con una velocità di reazione maggiore, che permette quindi di utilizzare digestori più piccoli o abbassare i tempi di ritenzione della biomassa (HRT); la flora batterica è però maggiormente a rischio di attacco da parte dell'ammoniaca, ed HRT bassi non permettono ai microrganismi di riprodursi così velocemente da poter trattare la nuova biomassa.
- Mesofilica (38-42°C) è quella con velocità di reazione minore, ma è molto più facilmente gestibile e vi sono bassi rischi, per questo è la fascia su cui solitamente si opera.

Il tempo necessario alla completa fermentazione varia molto a seconda del tipo di biomassa, in generale strutture molecolari molto complesse come quelle dei rifiuti vegetali o delle colture dedicate possono richiedere alcune settimane per una completa digestione. In generale, un ritmo standard quotidiano di immissione di biomassa solida per metro cubo di digestore è di circa 2-4 kg/m³*d. Si è già specificato come un impianto a fermentazione solida possa essere rifornito per lotti di produzione e non in continuo:

1. Nel digestore vuoto viene inserito il nuovo lotto di biomassa.
2. Alla biomassa inserita va aggiunto una parte della biomassa già trattata nel ciclo precedente (*inoculum*) che porta i batteri necessari alla fermentazione e ne accelera il processo. La frazione di inoculum è calcolata in percentuale sulla biomassa secca secondo la sua composizione, può arrivare al 70% in massa per biomasse di difficile fermentazione come quelle con alti tenori di lignite.
3. L'acqua viene aggiunta così da raggiungere il necessario rapporto solido/liquido. L'acqua è sempre la stessa fra diversi cicli e viene trattata da un impianto di riciclaggio, dove ne viene anche rinnovata la quantità quando necessario.
4. A fermentazione conclusa, solitamente in 3-4 settimane, il digestore viene svuotato e il ciclo di produzione riparte con un nuovo lotto.

Quando si utilizza la strategia a lotti, più digestori operano in parallelo con ritmi scalati in modo da avere una produzione di biogas costante. Anche in questo caso è possibile operare con un doppio digestore con fasi separate secondo le tecniche già illustrate: in questo caso, mantenendo un adeguato controllo sulle condizioni di reazione, è possibile aumentare la resa e la velocità di

processo. Digestori con flusso a pistone sono possibili anche per il processo a secco. In particolare, digestori di questo tipo con struttura verticale, in cui la biomassa viene caricata nella zona superiore per poi scendere per effetto della gravità, non hanno bisogno di miscelatori; un'adeguata miscelazione della biomassa immessa e di digestato da cicli precedenti previene inoltre l'accumulo di VFA, che come si è visto inibiscono il processo operando sul pH, e permette quindi un ritmo di immissione migliore, fino a $10 \text{ kg /m}^3 \cdot \text{d}$.

Il controllo dei parametri è fondamentale per mantenere il processo a buoni ritmi produttivi, ma non è facile selezionare quali siano i migliori per il suddetto controllo. Si procederà ora all'elenco dei possibili parametri e dei difetti che i relativi controlli possono presentare:

- La concentrazione di metano nel biogas prodotto è ovviamente il primo parametro di controllo ed è monitorato in continuo; se il digestore non tratta però sempre lo stesso tipo di biomassa, anche una frazione di metano costante non rispecchia necessariamente un processo stabile.
- Potenziale chimico di ossidoriduzione può indicare l'equilibrio delle reazioni interne, ma è un parametro molto variabile rispetto alle condizioni di processo e alla biomassa e quindi di difficile interpretazione.
- La concentrazione di VFA è il parametro più indicativo di un eventuale malfunzionamento dell'impianto; possono quindi essere misurate le concentrazioni di propionato e butirato. L'analisi viene fatta tramite cromatografia (a gas o liquida ad alta pressione), può richiedere tempi anche lunghi.

Utilizzo del biogas e digestato

Il biogas che si ottiene dopo il processo di fermentazione anaerobica varia a seconda della biomassa di partenza, ma è sostanzialmente costituito da metano, anidride carbonica, acido solfidrico, vapore acqueo e ammoniaca in piccole percentuali. Vapore acqueo e acido solfidrico sono le componenti più corrosive per un successivo utilizzo, e vanno quindi eliminate se non si vuole incorrere in guasti e malfunzionamenti.

La digestione di biomassa di origine agricola genera biogas con concentrazioni di H_2S tra i 100 e i 3000 ppm, che vanno abbassate a un valore inferiore ai 250 ppm per permettere l'utilizzo dello stesso in impianti di cogenerazione. Aria e biogas vengono fatti passare attraverso un sistema verticale di filtri su cui proliferano dei microrganismi, *Sulfobacter bacteria*, che

trasformano l'acido solfidrico in zolfo e acido solforoso (H_2SO_3); mentre il gas sale, una soluzione di acqua e nutrienti viene inoculata dall'alto per ripulire i prodotti della reazione e sostenere la proliferazione dei batteri, i filtri vanno puliti periodicamente per evitare occlusioni. L'aggiunta dell'aria, necessaria alla reazione, abbassa però il tenore di metano del biogas, rendendo sconveniente il trattamento per raffinarlo in biometano. Un'alternativa è il trattamento all'interno del digestore:

- I batteri desolforanti sono già presenti all'interno del digestore, se viene aggiunta l'aria (2-5% sul biogas presente) la reazione si avvia. Se vengono installate strutture in legno o in tessuto nella zona superiore del digestore, l'area di proliferazione di questi batteri aumenta e la reazione diviene più efficiente.
- Soluzioni a base ferrosa possono essere aggiunte alla biomassa, il ferro si lega allo zolfo durante la fermentazione e ne blocca il passaggio al biogas trattenendolo nella fase liquida. Soluzioni di questo tipo sono però costose e non sempre convenienti.

Si è già accennato alla possibilità di utilizzare il biogas per la produzione energetica tramite cogenerazione, che è effettivamente l'opzione più comune, con una efficienza di produzione elettrica fino al 43%. Oltre ai normali motori per la cogenerazione opzioni più recenti sono i sistemi a microturbine o a celle di carburante. I sistemi a microturbine lavorano ad una efficienza minore ma operano bene anche a carico parziale, richiedono una manutenzione molto minore e permettono un recupero più efficiente del carico termico generato. Le celle a carburante al contrario hanno una efficienza elettrica molto alta, ma necessitano di un biogas particolarmente depurato, poiché la reazione di trasformazione metano-idrogeno è molto sensibile alle impurità; per questo motivo, impianti di questo genere sono molto più costosi rispetto ai normali impianti di cogenerazione.

Una seconda opzione è la raffinazione del biogas in biometano. Questa seconda possibilità verrà analizzata nel dettaglio nel prossimo capitolo.

Durante la fermentazione, la biomassa lentamente abbassa il proprio rapporto carbonio/azoto, in quanto quest'ultimo viene scomposto dalla stessa e mineralizzato: il risultato è un digestato con forte effetto fertilizzante da azoto, che può andare a sostituire il normale fertilizzante base-azoto nelle colture. Il digestato si presenta inoltre in forma liquida, con fase solida a grano molto sottile, che facilmente può penetrare nel terreno ed essere assorbita, evitando perdite di azoto nell'aria. Il processo di fermentazione, eliminando la componente di metano, permette inoltre una riduzione dei cattivi odori nel passaggio da biomassa a digestato. La fermentazione ha un

effetto di sanificazione sulla biomassa, poiché le temperature di processo elimina possibili componenti nocivi come semi, batteri, virus e parassiti. Questo effetto benefico, fondamentale per l'utilizzo del digestato come fertilizzante, richiede però una digestione nella fascia termofila (50-55°C) o un tempo di mantenimento più lungo. Alcuni tipi di digestato possono quindi subire un ulteriore processo di pastorizzazione (70°C per un'ora secondo la *European Union Animal By-Products Regulation*) per eliminare le componenti batteriche e virali. Il digestato va poi mantenuto in ambiente controllato fino al suo utilizzo, poiché anche se pastorizzato è facilmente ri-contaminabile da organismi esterni.

L'upgrading del biogas in biometano

Il biogas prodotto tramite digestione anaerobica ha una composizione standard a base di metano (CH₄), anidride carbonica (CO₂) e azoto (N₂); oltre a queste, sono presenti in minor quantità acido solfidrico (H₂S), idrogeno (H₂), ammoniacca (NH₃), ossigeno (O₂), monossido di carbonio (CO), oltre a vapore acqua alla saturazione, pulviscolo, silossani, composti alogenati e aromatici. Le proporzioni di queste componenti sono influenzate in prima istanza dalla biomassa di partenza, come illustrato dalla Tabella 2.

| Origine biomassa | CH ₄ (%) | CO ₂ (%) | N ₂ (%) | O ₂ (%) | H ₂ S (ppm) | Benzene (mg/m ³) | Toluene (mg/m ³) |
|------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Discarica | 45-62 | 24-40 | 1-17 | 1-2,6 | 15-427 | 0,6-35,6 | 1,7-287 |
| Depuratori acque | 58-65 | 33-40 | 1-8 | <1 | 0-24 | 0,1-0,3 | 2,8-11.8 |
| Rifiuto organico | 60-70 | 30-40 | 1 | 1-5 | 10-180 | 0,1-1,1 | 3-7 |

Tabella 2 Composizione chimica percentuale del biogas ottenuto secondo le origini della biomassa di partenza (Ullah Khan et al.2017).

Una volta purificato, il biogas è chiamato *biometano* e può trovare molte applicazioni, dalla produzione di energia elettrica, a quella di calore e vapore, o ancora l'utilizzo come carburante per veicoli o l'iniezione diretta nella rete di distribuzione del gas naturale.

[LB4]L'Unione Europea ha posto come obiettivo per il 2020 l'utilizzo di energie da fonti rinnovabili almeno al 20% rispetto ai consumi totali, e un quarto di questa energia potrebbe essere fornita dal biogas e biometano. Anche le previsioni per l'utilizzo del biometano come carburante per veicoli sono ottimiste, con una fascia di fabbisogni occupati in crescita dal 2% al 27% entro il 2050 (simili previsioni sono illustrate in Figura 7). L'utilizzo di tali risorse [LB5]permetterebbe una riduzione dell'80% dei gas serra nell'atmosfera rispetto all'utilizzo di equivalenti carburanti fossili e del 20% rispetto al gas naturale normalmente estratto.

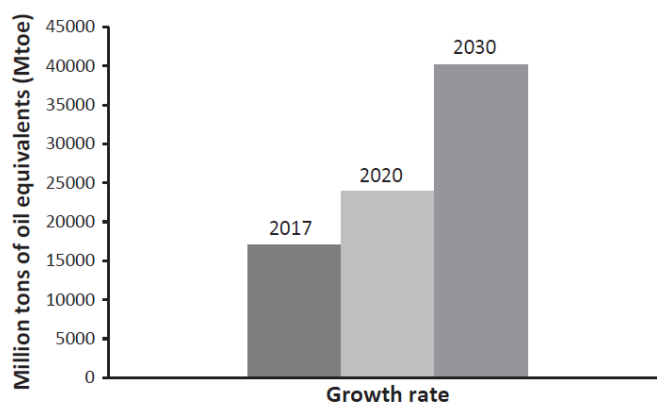


Figura 7 Previsione di produzione di energia da biogas (Bauer et al. 2013).

Le politiche ambientali ed i possibili vantaggi economici hanno favorito lo sviluppo di un gran numero di tecnologie ormai mature per la purificazione del biogas, ed in particolare per la separazione dell'anidride carbonica, che costituisce il primo inquinante del biogas. In questo capitolo verranno analizzate le principali fra queste tecnologie, i loro principi di funzionamento e gli impianti necessari all'applicazione delle stesse; in conclusione, si illustreranno le principali strategie di stoccaggio del biometano ottenuto e si analizzeranno più ampiamente i suoi possibili utilizzi.

Tecnologie di upgrading del biogas

Le strategie di purificazione del biogas si basano sui principi di adsorbimento, assorbimento (fisico e chimico), separazione per membrana e separazione criogenica. Queste tecnologie puntano all'eliminazione della CO₂ dal biogas, mentre altri inquinanti come vapore acqueo e acido solfidrico vengono eliminati in fasi di pretrattamento. I dati riguardanti le concentrazioni finali di metano sono indicativi secondo le garanzie di fabbrica in condizioni ottimali, ma è importante osservare come la variabilità del processo sia tale da rendere queste concentrazioni non il fattore primario per la scelta della tecnologia.

Tecnologie di adsorbimento e Pressure Swing Adsorption (PSA- adsorbimento per variazione di pressione)

L'adsorbimento è un fenomeno di accumulo di un particolare soluto di una soluzione su materiali appositi, detti appunto adsorbenti; in questo caso, il biogas è la soluzione, mentre l'anidride carbonica è il soluto da eliminare. Il processo segue i seguenti step:

1. Il biogas subisce un pretrattamento per eliminare l'acido solfidrico, che potrebbe aggredire le pareti dell'impianto e diminuirne rapidamente le capacità adsorbenti.
2. Il biogas trattato entra nei silos e la pressione viene alzata; man mano che quest'ultima sale, tutto il biogas viene adsorbito dal materiale apposito che ricopre le pareti.
3. Raggiunto un valore limite, la pressione viene abbassata lentamente. La CO₂ ha una solubilità 26 volte maggiore del metano nel materiale adsorbente e rimane quindi intrappolata, mentre il biometano può essere recuperato ed il ciclo può ripartire.

Per migliorare la resa dell'impianto, che è particolarmente costoso, il biometano può subire cicli successivi di adsorbimento, solitamente attraverso l'utilizzo di silos paralleli (Figura 8) a funzionamento alternato; il risultato è un gas con tenore di metano fino al 95-99%.

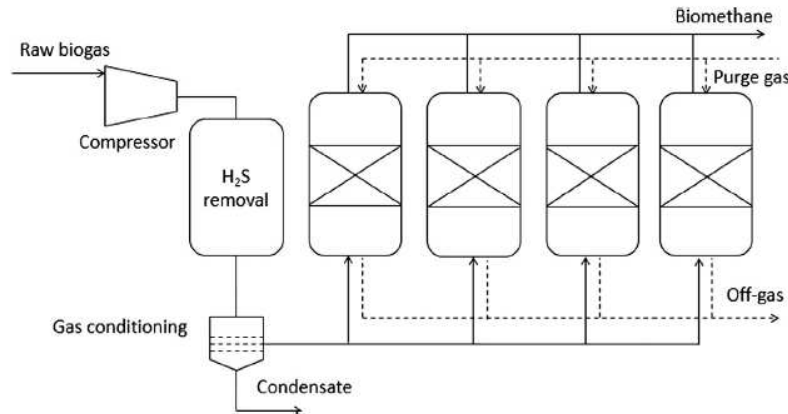


Figura 8 Tipica struttura di impianto per PSA; i silos in parallelo facilitano la variazione alternata della pressione e permettono il ricircolo del biometano per alzare il tenore di CH_4 (Ullah Khan et al.2017).

Lo stesso principio può essere applicato, variando non la pressione dell'impianto ma la temperatura o la tensione elettrica. Nel TSA (Temperature Swing Adsorption), il biogas viene prima riscaldato e poi raffreddato, ed il principio dell'adsorbimento funziona in analogo modo al PSA; i materiali adsorbenti cambiano, i migliori sono le CCM (Carbon Cryogel Microspheres) e le CXM (Carbon Xerogel Microspheres). Questa soluzione può essere particolarmente vantaggiosa nel caso in cui si abbiano sorgenti di calore inutilizzato prossime all'impianto, così da permettere un efficientamento energetico. L'ESA (Elettrical Swing Adsorption) segue lo stesso principio, ma la variazione di temperatura delle pareti è data per effetto Joule al variare delle correnti elettriche che la percorrono. Quest'ultima tecnologia pare la più efficiente nel catturare l'anidride carbonica, ma richiede materiali adsorbenti che siano inoltre conduttori (per esempio carboni attivi, conduttori microporosi con una grande superficie attiva per l'adsorbimento).

Il materiale adsorbente è il punto focale del processo: una giusta scelta permette la cattura sequenziale o simultanea non solo dell'anidride carbonica, ma anche di altri possibili impurità del biogas. In generale devono essere:

- *materiali basici*, così da legarsi facilmente alla CO_2 (questi materiali sono detti *equilibrium-based* poiché è proprio la basicità il principale carattere adsorbente);
- avere una *porosità* adatta alla penetrazione dell'anidride ma non del metano (diametro cinetico 3,8 Å);
- di facile rigenerazione e rinnovamento una volta raggiunta la saturazione;
- buona capacità di assorbimento dell'umidità.

I materiali più comunemente utilizzati sono la zeolite ed i carboni attivi, i cui pori permettono molto facilmente la penetrazione e cattura delle molecole di CO₂, di dimensione superiore a quelle di CH₄; altre opzioni meno comuni sono silice, allumina o silicati.

Tecnologie di assorbimento e High Pressure Water scrubbing (HPWS- lavaggio in acqua ad alta pressione)

Da non confondere con l'adsorbimento, l'assorbimento consiste nella solubilizzazione di una fase gassosa della soluzione da depurare in un solvente liquido. In particolare, il biogas fluisce controcorrente ad un liquido in una colonna con strutture interne reticolari per facilitare lo scambio. La CO₂ ha una solubilità molto alta nel solvente liquido, il suo tenore nel biogas quindi lentamente diminuisce. L'assorbimento può essere di tipo fisico (solvente è acqua o a base organica) o chimico (solvente a base di ammine o inorganico).

L'high pressure water scrubbing (HPWS) è una delle tecnologie di upgrading più utilizzate, sfrutta il principio dell'assorbimento utilizzando come solvente l'acqua ad alta pressione. Nella colonna di depurazione, l'acqua ad alta pressione (10 bar) viene fatta ricircolare controcorrente al biogas, anidride carbonica e acido solfidrico vengono assorbiti e solo il biometano viene recuperato. L'assorbimento dell'H₂S offre la possibilità di eliminare il trattamento di pre-depurazione, l'acqua satura di acido e anidride viene poi ricircolata in un circuito esterno di rigenerazione ed in parte rinnovata prima di essere riutilizzata. La rigenerazione avviene tramite abbassamento della pressione o strippaggio con aria in una colonna di depurazione. Quest'ultimo metodo, se la concentrazione di H₂S è troppo alta, contamina però l'acqua con zolfo, che potrebbe poi facilitare la corrosione dei condotti. Per questo motivo, biogas con alte concentrazioni di acido solfidrico viene comunque pretrattato prima di entrare nell'impianto HPWS. Il biometano che si ottiene è saturo di vapore acqueo, e necessita di un successivo periodo di essiccamento per poter essere usato. Questo metodo non richiede solventi chimici potenzialmente tossici e purifica il biogas ad una percentuale di metano del 97%, ma presenta alti costi di investimento iniziale e alti costi operativi, sia per la pressurizzazione sia per il sistema di rigenerazione delle acque.

L'utilizzo di un solvente organico (Organic Physical Scrubbing- OPS, impianto in Figura 9) con una affinità maggiore ai gas permette di operare a pressioni minori (6-8 bar), utilizzare meno solvente e purificare meglio il biogas. Tipici solventi organici sono metanolo (CH₃OH), N-Metil Pirrolidone (NMP) e glicole polietilenico (PEG), con poter depuranti fino a 5 volte maggiori rispetto all'acqua.

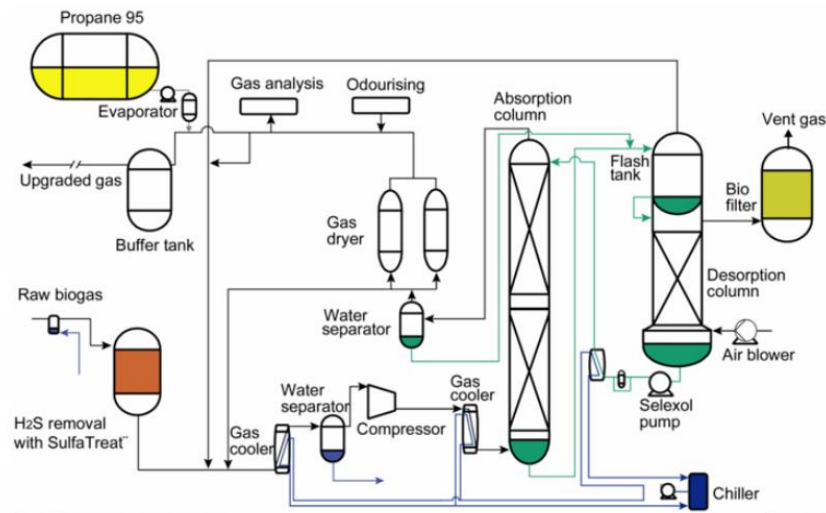


Figura 9 Illustrazione di un impianto OPS e dei flussi di gas e solvente organico al suo interno (Anelli Peterson 2009).

Biogas in entrata e solvente vanno mantenuti a bassa temperatura, così da migliorare la solubilità degli elementi inquinanti; il solvente passa poi per un separatore flash, che lo purifica per un nuovo utilizzo e rilascia parte del biogas raccolto per essere ricircolato. Anche in questo caso, pretrattamento per acido solfidrico ed impianto di essiccazione sono necessari. I costi per solventi e impianto di rigenerazione sono elevati, possono inficiare il risparmio dato dalla maggiore capacità assorbente.

L'assorbimento chimico (CPS) mantiene la struttura degli impianti precedenti (Figura 10), utilizzando però dei solventi in cui le impurità del biogas non solo si solubilizzano, ma arrivano a creare un legame chimico; per questi impianti i solventi utilizzati sono quasi esclusivamente amminici come la dietanolamina (DEA), la monoetanolamina (MEA), la metil-dietanolamina (MDEA) semplice e quella attivata con piperazina (AMEDEA, con un potere assorbente significativamente maggiore), ma esistono anche impianti che sfruttano soluzioni acquose di sali di sodio, potassio, ammoniaca e calcio.

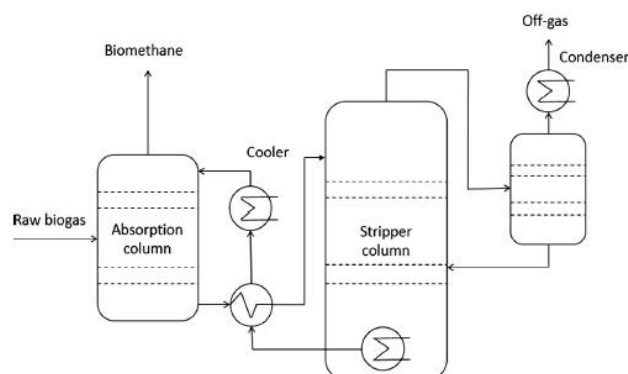


Figura 10 Diagramma impianto CPS con solvente base ammine (Ullah Khan et al.2017).

Durante la fase di assorbimento il solvente amminico reagendo con l'anidride carbonica aumenta la propria temperatura, passando da 20-40°C a 45-65°C: al contrario dei normali assorbimenti fisici, dove sono preferite basse temperature, l'aumento di temperatura in questo caso aumenta anche le capacità assorbenti del solvente, e la reazione di legame esogena è quindi favorevole al processo. La rigenerazione del solvente avviene in una apposita colonna di stripping, dove quest'ultimo viene portato ad ebollizione, ad una temperatura tale (120-150°C) da rompere i legami con i gas disciolti che vengono a quel punto rilasciati. Il solvente agisce a bassa pressione (1-2 bar) e può essere usato anche per estrarre anche l'acido solfidrico, necessitando poi però di una temperatura maggiore di rigenerazione, con dei costi che rendono più economico il pretrattamento. Il biometano ottenuto può raggiungere gradi di purezza del 99%, i costi operazionali sono bassi, mentre sono molto alti i costi di investimento, le spese energetiche per il rigeneratore e per la manutenzione dell'impianto che è soggetto a una forte aggressione chimica.

Separazione a membrana (MS)

Il principio dietro alle tecnologie di separazione a membrana è molto semplice: una barriera semipermeabile permette il flusso di solo alcune fra le specie del biogas intrappolandone altre, procedendo a una selezione in base a caratteristiche quali concentrazione, pressione parziale, temperatura e carica elettrica. Nel caso del biogas, la membrana assorbe la CO₂ a causa della differenza di concentrazione di quest'ultima, lasciando solamente biometano. Con il miglioramento della ricerca sui materiali questa tecnologia da marginale è riuscita a conquistare una non trascurabile fetta di mercato, soprattutto per i suoi vantaggi in termini di costi operativi moderati, la facilità di setup e i bassi dispendi energetici.

Benché molto simili fra loro (Figura 11 sx), gli impianti MS possono essere distinti per le tipologie di membrane che sfruttano:

- membrane in materiale polimerico; le membrane in cellulosa acetata (CA) sono state le prime ad essere commercializzate visto il bassissimo costo di produzione e sono ancora oggi molto comuni, ma sono molto suscettibili a plasticizzazione ($P_{\text{plasticizzazione}}=8$ bar), fenomeno di legame delle molecole di CO₂ con quelle della membrana che ne modifica la permeabilità. Membrane in poliimmide (PI) hanno pressioni di plasticizzazione più alte (17 bar) e ottima resistenza meccanica ad alte temperature e sono una migliore opzione, anche se più costosa. Membrane in polisulfone (PSf) offrono proprietà

meccaniche e resistenza alla plasticizzazione ancora migliore a basso prezzo, ma la loro selettività nei gas è minore.

- membrane in materiale inorganico; hanno il vantaggio di possedere proprietà meccaniche molto migliori rispetto alle polimeriche, anche ad alta temperatura e a contatto con agenti chimici aggressivi, mantenendo un'ottima capacità selettiva. I materiali di partenza per queste membrane sono zeolite, carboni attivi, silice, nanotubi di carbonio (CNT) o reticoli metallorganici (MOF). Il principale difetto di queste membrane è la difficoltà di produzione. Quest'ultima deve avvenire in condizioni strettamente controllate ed è molto comune l'insorgere di difetti che rendono inutilizzabile la membrana.
- membrane a matrice mista (MMMs); idealmente sono il perfetto connubio tra le opzioni precedenti, capaci di unirne i pregi ed annullarne i relativi difetti. Si basano su l'utilizzo di materiali inorganici, altamente selettivi, come filtri immersi in una matrice polimerica di basso costo; il materiale inorganico non solo aumenta le potenzialità selettive del polimero, ma ne migliora anche la resistenza meccanica. Date le potenzialità, la ricerca sulle membrane si sta tutt'oggi concentrando su quelle di questo genere.

Membrane apposite possono essere utilizzate per dividere non solo la CO_2 ma anche l' H_2S e l' N_2 , ma l'opzione più comune è ancora una volta quella del pretrattamento per l'eliminazione degli inquinanti per poi passare all'asportazione dell'anidride; l'eliminazione preventiva di acqua, pulviscolo ed elementi grassi è fondamentale per non danneggiare o occludere le membrane.

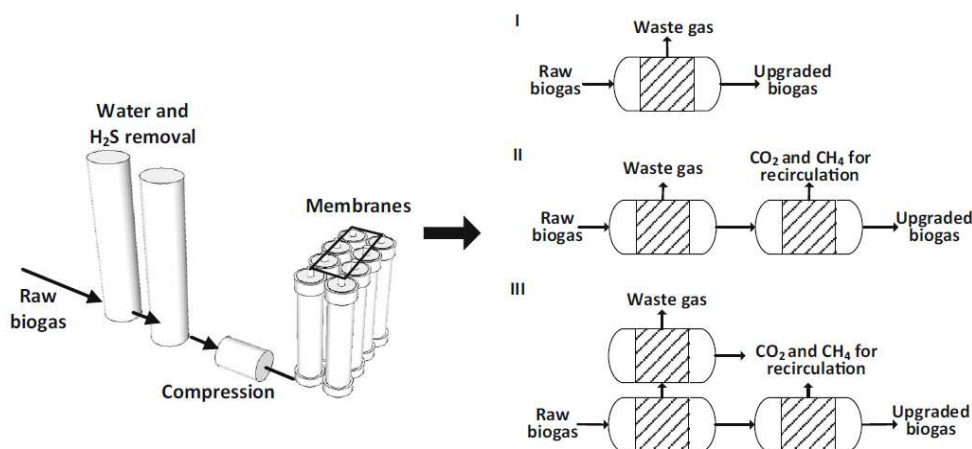


Figura 11 Sulla sinistra, schema elementare di impianto MS; sulla destra, possibili schemi di ricircolo del gas in nelle varie batterie di membrane (Munoz et al. 2015).

Gli impianti a membrane possono operare nella configurazione gas-gas o quella gas-liquido. Nella configurazione gas-gas, il biogas viene portato a pressioni di 20-40 bar (esistono alcuni impianti che operano anche nel range 6-20 bar) e inviato nelle tubiere di membrana, con pressioni esterne pari a quella atmosferica o addirittura minori: il biogas rilascia anidride in pressione atmosferica e mantiene il biometano a pressione di esercizio, che poi viene raccolto. Le tubiere di membrane non sono sempre in serie, ma possono assumere varie configurazioni (Figura 11 dx) per poter permettere un ricircolo del biogas, che subisce quindi molteplici cicli di depurazione.

Gli impianti in configurazione gas-liquido operano invece con biogas a pressione atmosferica o di poco superiore, con conseguente risparmio energetico. Il biogas attraversa dei canali in cui entra a contatto con la membrana, membrana che deve essere idrofobica poiché presenta dall'altro lato una soluzione acquosa o amminica in cui la CO₂ si discioglie e viene eliminata. Divisi dalla barriera, biogas e liquido fluiscono in verso

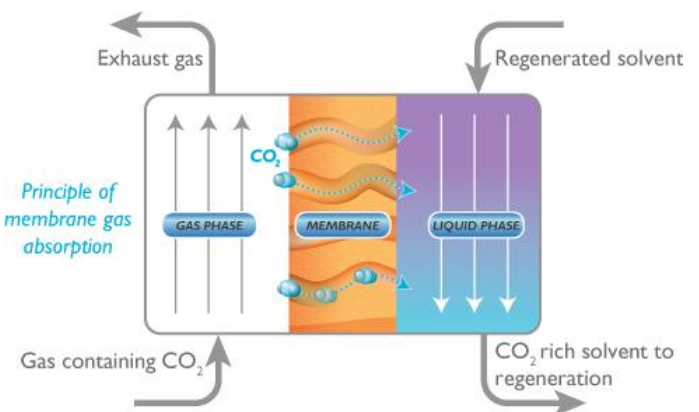


Figura 12 Schema di funzionamento del sistema a membrana nella configurazione gas liquido (Munoz et al. 2015).

opposta (Figura 12), così da mantenere sempre il maggiore gradiente di concentrazione di anidride carbonica e facilitando l'assorbimento. Il solvente può poi essere rigenerato in un circuito esterno per essere riutilizzato.

Il tenore finale di CH₄ del biometano è variabile, dal 90 al 99,5% a seconda delle configurazioni di ricircolo selezionate e delle pressioni di lavoro; il gas filtrato di scarto può contenere tenori di metano anche importanti (10-25%), e va quindi successivamente trattato prima di poter essere liberato nell'ambiente.

Separazione criogenica (CS)

La separazione criogenica si basa sulla diversa temperatura di liquefazione delle diverse specie gassose all'interno del biogas: man mano che la temperatura del serbatoio scende, la CO₂ raggiunge per prima la propria T_f (-78,2°C a pressione ambiente) e precipita mentre il metano è ancora in stato gassoso (T_{f-CH4}= -161,5°C a pressione ambiente). Tipicamente l'impianto lavora a -85°C in condizioni di alta pressione (fino a 80 bar). Questo tipo di processo richiede ovviamente un impianto molto complesso, formato da batterie di compressor e scambiatori di

calore che portano il biogas alle condizioni finali di depurazione. Il processo avviene secondo step successivi:

1. Eliminazione di alogenati, grassi, acido cloridrico, pulviscolo e siloxani dal biogas tramite pretrattamento. queste impurità potrebbero essere eliminate normalmente dal processo, ma aumentano i rischi di corrosione ed occlusione;
2. Compressione a 1000 kPa con conseguente raffreddamento a -25°C ;
3. Raffreddamento successivo a -55°C . in queste condizioni di temperatura e pressione l'anidride raggiunge lo stato liquido e può essere estratta;
4. Ulteriore raffreddamento a -80°C , l'anidride residua raggiunge la solidificazione e viene estratta.

Questa tecnologia è ancora in sviluppo e non può essere considerata matura, anche se già impianti di questo genere sono presenti negli USA; è una ottima opzione se si prevede di liquefare il biometano per lo stoccaggio ed il trasporto, l'anidride carbonica ottenuta è molto pura e può essere rivenduta facilmente anche nel settore alimentare, e non vi è necessità di utilizzare solventi o mezzi chimici potenzialmente tossici o inquinanti. Il problema di questi impianti sono invece i costi di investimento e quelli energetici per il funzionamento, che superano di molto quelli delle tecnologie finora presentate.

Confronto fra le tecnologie per impatto ambientale ed economico

Fino ad ora sono state analizzate le principali tecnologie di upgrading nei loro principi di funzionamento e negli impianti necessari per la loro attuazione; la scelta della tipologia di impianto molto spesso dipende dalla sua locazione (presenza di acqua, possibilità di sfruttare calore esausto di altri impianti) e dalla materia prima di partenza (origine agricola, fanghi di depurazione fognari, rifiuto organico municipale). Si porteranno ora i dati di confronto per quanto riguarda gli aspetti impatto ambientale e di possibile guadagno economico: già è stato illustrato come siano questi i punti focali di uno sviluppo in campo di economia circolare e delle bio-energie. I dati forniti in questo paragrafo sono frutto di studi di letteratura (Khan et al., 2017).

Per quanto riguarda l'impatto ambientale, i macro-target di controllo sono due (Tabella 3):

1. Consumi elettrici e di calore, così da valutare l'impatto energetico di ogni tecnologia.

2. Flusso del metano, ovvero il livello di purezza che il biometano può raggiungere e quanto metano viene invece separato con il rischio di venir poi disperso in ambiente; importante ricordare come l'effetto serra del gas metano può essere fino a 20 volte superiore rispetto a quello dell'anidride carbonica, da cui la necessità di continui riciccoli per limitarne il tenore nel gas esausto finale.

| Tecnologia | PSA | HPWS | OPS | AS | MS | CS |
|--|-------|-------|------|------|------|-----------------------|
| Consumi elettrici (MJ/m ³) | 0,72 | 0,97 | - | - | 1,8 | - |
| Consumi termici (kWh/m ³) | 0,24 | 0,20 | - | - | 0,19 | - |
| MJ/ton CO ₂ estratta | 915 | 770 | 1096 | 433 | 1264 | 1275 |
| Perdita di metano (%) | 4% | 5,13% | 4% | 0,1% | 6% | 0,65% |
| Purezza biometano (%) | 97,5% | 98% | 97% | 99% | 91% | 98 _[LB6] % |

Tabella 3 Tabella indicativa dei consumi energetici e delle efficienze delle tecnologie di upgrading presentate (Pert et al. 2010).

Le tecnologie con principio di adsorbimento e assorbimento appaiono essere le migliori sia sui consumi energetici sia sull'efficienza nella gestione del metano nel flusso attraverso l'impianto; occorre ancora una volta sottolineare come l'efficienza nella gestione del metano abbia una variabilità intrinseca secondo le condizioni di lavoro e la biomassa utilizzata molto alta, che può anche inficiare le considerazioni sulla resa teorica dell'impianto. In aggiunta, per impianti che utilizzano solventi per l'assorbimento, l'impianto esterno di rigenerazione può avere consumi energetici consistenti e molto variabili a seconda del biogas in entrata, abbassando quindi la validità delle stime.

Per quanto riguarda invece l'aspetto economico, i costi da valutare sono quelli di fermo macchina, di manutenzione ed i costi di funzionamento, illustrate nella Tabella 4 per impianti da 1000 m³/h:

| Tecnologia | PSA | HPWS | OPS | CSP | MS | CS |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|------|
| Disponibilità annua (%) | 94% | 96% | 96% | 91% | 98% | - |
| Costi mantenimento (€/y) | 56.000 | 15.000 | 39.000 | 59.000 | 25.000 | - |
| Costo unitario di produzione (€/m ³) | 0,26 | 0,15 | - | - | 0,22 | 0,40 |

Tabella 4 Sintesi dei dati di gestione per le tecnologie di upgrading presentate (Patterson et al. 2011).

Come previsto, gli impianti strutturalmente più semplici come quelli a membrana o a lavaggio con solventi sono quelli con maggiore disponibilità e con minori costi di manutenzione, mentre i costi di produzione sono molto alti per impianti tecnologicamente complessi come quelli criogenici. I costi per le tecnologie accessorie, come equipaggiamenti, sensori, valvole di controllo, tubature di distribuzione sono simili fra loro e rimangono circa invariate a prescindere dalle dimensioni dell'impianto.

I costi di investimento seguono le normali leggi di economia di scala, il Grafico 1 LB7 mostra come al crescere delle dimensioni dell'impianto il costo unitario diminuisce, per impianti più grandi si stabilizza poi su valori simili, assestandosi sulla fascia 2000-2500 dollari al metro cubo; in quel momento, la decisione si sposta sull'analisi di altri costi già esposti piuttosto che sui possibili impatti ambientali. Come verrà mostrato in seguito, i costi di investimento sono molto ingenti rispetto ai possibili guadagni, ed impianti di upgrading del biogas diventano in generale vantaggiosi solo superato una certa dimensione e solo in determinate condizioni di incentivazione statale.

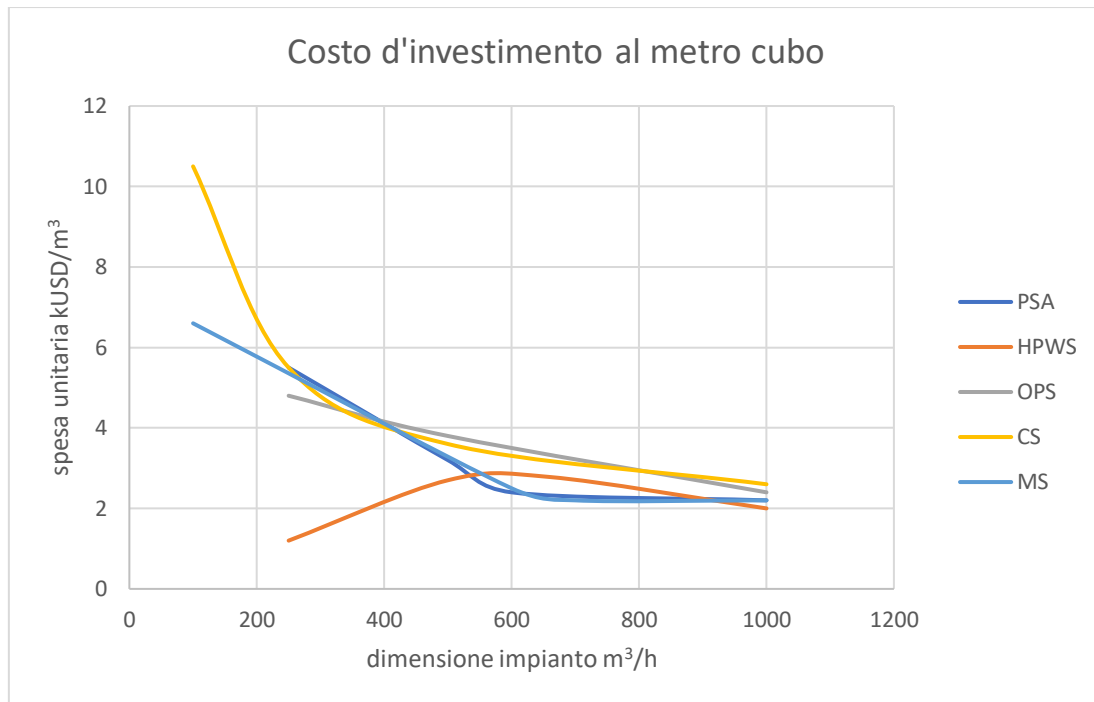


Grafico 1 Andamento dei costi di investimento dei possibili impianti di upgrading al variare della taglia d'impianto (m³/h) (Hullu et al. 2008).

L'insieme di queste ed altre valutazioni ha favorito negli anni lo sviluppo di impianti di upgrading basati sulle tecnologie di adsorbimento e lavaggio con i solventi; sono in crescita però gli investimenti sugli impianti MS, che già ora ricoprono una fetta consistente del mercato (Figura 13), per diversi motivi:

- Alta disponibilità, bassi costi e tempi di manutenzione, facile sostituzione.
- Alta adattabilità alle dimensioni dell'impianto richieste, senza costi unitari eccessivi anche su impianti più piccoli.
- Biometano ad alto tenore di CH₄, fino al 99,5%.
- Possibilità di utilizzo delle membrane anche per i pretrattamenti, per l'eliminazione di acqua e acido cloridrico.

Ad esclusione degli impianti criogenici, le tecnologie illustrate finora possono essere considerate mature; ciononostante, esse sono ancora oggetto di ricerca e studio, con l'obiettivo di aumentarne l'efficienza. Ad esempio, vi sono studi per migliorare la gestione dell'impianto di rinnovo dell'acqua nell'HPWS (High Pressure Water Scrubbing)^[LB8] (Molino et al. 2013) o dei solventi amminici degli impianti AS (Ammine Scrubbing)^[LB9] (Axelsson et al. 2012), o ancora ricerche sui materiali e sulle valvole per la gestione della pressione negli impianti PSA. Tutto questo per provare ad aumentare il margine di guadagno di questi impianti che sono tuttora molto bassi.

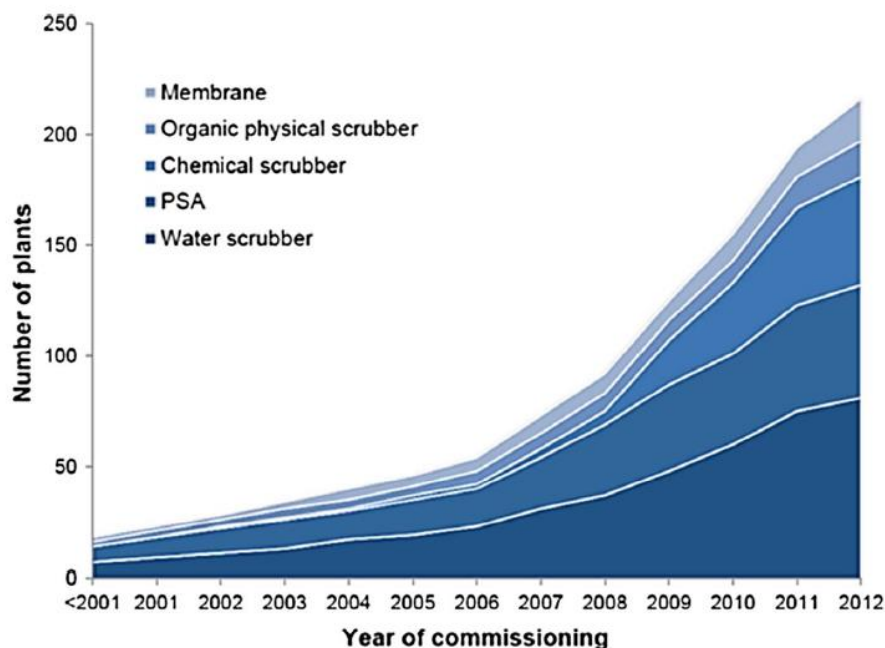


Figura 13 Distribuzione numerica degli impianti di upgrading di biogas negli anni, suddivisi secondo tecnologia di funzionamento (Bauer et al. 2018).

Pretrattamenti per l'upgrading

Le tecnologie di upgrading fino ad ora illustrate hanno come principale scopo quello di separare l'anidride carbonica dal metano, ma si è già mostrato come il biogas abbia molte altre specie al proprio interno, ognuna delle quali potenzialmente nociva o dannosa, sia per i trattamenti di upgrading sia per le successive applicazioni del biometano. La Tabella 5 illustra schematicamente le specie inquinanti e i possibili effetti negativi.

| Impurità | Effetti negativi |
|------------------|--|
| H ₂ O | Corrosione dei compressori, dei serbatoi di stoccaggio e dei motori in reazione con H ₂ S, NH ₃ e CO ₂ ; accumulo umidità nelle condotte, congelamento della condensa in condizioni di alta pressione |
| H ₂ S | In caso di combustione possono formarsi SO ₂ e SO ₃ , ancora più tossici dell'acido cloridrico e con alto potere corrosivo unito all'acqua |
| CO ₂ | Riduzione del potere calorifero |
| NH ₃ | Corrosivo quando dissolto in acqua, possibili formazioni di ossidi di azoto estremamente inquinanti |
| O ₂ | Possibile formazione di miscele esplosive |

| | |
|-------------|---|
| Cl | Corrosione nei motori a combustione |
| F | Corrosione nei motori a combustione |
| Polvere | Occlusione nei compressori e nei serbatoi di stoccaggio |
| Idrocarburi | Corrosione nei motori causata dalla combustione |
| Silossani | Formazione di SiO ₂ e quarzo causata dalla combustione, che può poi causare incrostazioni su candele, valvole e testate dei cilindri |

Tabella 5 Prospetto delle possibili problematiche secondo le impurità del biogas (Ullah Khan et al. 2017).

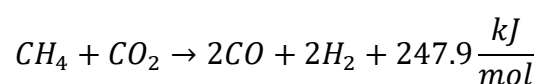
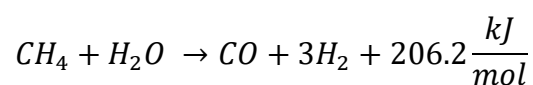
Nel precedente capitolo sono già state illustrate alcune tecniche per la rimozione dell'acido solfidrico; l'eliminazione degli altri inquinanti, compresa l'acqua, solitamente avviene attraverso l'utilizzo di materiali adsorbenti appositi, come gel di silice, carboni attivi e ossidi di alluminio, o strutture più complesse come setacci molecolari e pellet polimerici. Il principio base su cui operano questi materiali è quello dell'adsorbimento selettivo di alcune specie molecolari, allo stesso modo in cui viene ad attuarsi poi negli impianti PSA-TSA-ESA. Separazione tramite lavaggio con soluzioni acquose o solventi piuttosto che separazioni tramite membrane selettive sono teoricamente possibili, ma antieconomiche, per cui non sono state sviluppate ulteriormente.

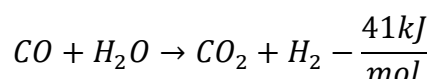
Utilizzi del biometano

Sono state appena illustrate alcune tecniche per la purificazione del biogas; in che grado queste impurità debbano essere eliminate dipende dall'utilizzo a cui è successivamente destinato il biogas prodotto, sia per motivi di efficienza energetica, sia per non favorire corrosione degli impianti, sia per rispettare normative vigenti sull'utilizzo del gas naturale nei diversi impianti. Verranno ora brevemente presentate le possibili applicazioni del biometano in campo energetico e industriale.

Produzione di idrogeno H₂

Il biometano può essere utilizzato al posto del normale gas naturale come gas di reforming su un catalizzatore per la produzione di idrogeno secondo le seguenti reazioni:





La produzione avviene su queste reazioni in modo da ridurre il tenore di CO nel gas prodotto, che danneggia il funzionamento delle celle a combustibile in cui l'idrogeno prodotto è solitamente sfruttato; allo stesso modo, la preventiva rimozione dell'acido solfidrico salvaguarda il danneggiamento dei catalizzatori in nickel della reazione. La produzione di idrogeno, in questo modo, è sostenibile poiché avviene a livello locale e con minimi impatti sull'ambiente, utilizzando inoltre una materia prima a basso costo.

Produzione di energia elettrica in cogeneratori CHP

Come il biogas, anche il biometano trova il suo naturale utilizzo nella produzione di energia elettrica in sistemi di cogenerazione: motori a combustione interna, turbine a gas, microturbine, motori Stirling e celle a carburante. Il tenore di anidride non deve essere per forza basso (<15-20%), mentre è importante l'eliminazione della condensa e dell'acido solfidrico per evitare corrosione. La principale barriera all'utilizzo del biogas in questo campo è il basso potere calorifero dello stesso, anche dopo aver subito upgrading a biometano.

Immissione nella rete di distribuzione del gas

Questa applicazione è oggetto di sviluppo negli ultimi anni, in risposta alle difficoltà nel trovare sorgenti di gas naturali in paesi con situazioni geopolitiche stabili. Fra le varie applicazioni, questa è quella che richiede standard di purezza del biogas più stringenti, sottoposti ad una normativa che varia secondo i paesi in cui avviene la produzione: in generale i parametri controllati sono il tenore di metano, anidride carbonica, ossigeno, acqua, acido solfidrico, idrogeno, zolfo e ammoniaca. Molti di questi standard sono comunque già rispettati dai normali impianti di upgrading e non è quindi solitamente necessario un secondo trattamento di purificazione. Come vedremo nel capitolo successivo, anche l'allacciamento alla rete e la rivendita sono normate a livello nazionale.

Produzione di calore e vapore

Parliamo in questo caso dell'applicazione più elementare, sfruttata soprattutto in paesi in via di sviluppo per l'alimentazione, il riscaldamento e l'illuminazione, oltre che la produzione di vapore negli impianti industriali in cui è richiesto. Questo utilizzo ha inoltre il vantaggio di non necessitare di particolari depurazioni, è adatta anche al solo biogas, purché si mantengano tenori di H₂S minori di 1000 ppm.

Compressione per il passaggio da biogas a bio-CNG

Una volta depurato a tenori di metano superiori al 97%, il biogas può essere compresso a 20-25 Mpa diventando *bio-compressed natural gas* (bio-CNG). La compressione a questo livello è molto costosa, ma abbassa i volumi di stoccaggio ed alza il potere calorifico per unità di volume sul prodotto, ed è quindi un processo che viene spesso messo in atto. Al netto dell'origine differente, le caratteristiche finali del bio-CNG e del normale gas naturale compresso sono le stesse, ed uguali sono quindi le applicazioni.

La prima applicazione per il biogas compresso è quella di utilizzo come carburante nei veicoli appositi. In un contesto globale di rinnovata attenzione alle tematiche ambientali, l'utilizzo di un carburante a basse emissioni di gas serra come il bio-CNG appare una delle migliori opzioni per ridurre l'impatto sull'ambiente. La Tabella 6 mostra un prospetto di emissioni di gas nocivi per la combustione di diversi carburanti su motori di mezzi pesanti.

| Carburante | CO (g/km) | HC (g/km) | NO _x (g/km) | CO ₂ (g/km) | Particolato (g/km) | Potere calorifico (kJ/kg) |
|-----------------|-----------|-----------|---------------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| Diesel | 0,20 | 0,40 | 9,73 | 1053 | 0,100 | 44.800 |
| Gas naturale | 0,40 | 0,60 | 1,10 | 524 | 0,22 | 50.000 |
| Biogas | 0,08 | 0,35 | 5,44 | 223 | 0,5 | 35.000 |
| Bio-CNG | 0,02 | 0,12 | 0,48 | 100 | 0,1 | 52.000 |

Tabella 6 Prospetto di emissioni nocive ed efficienza energetica di possibili carburanti a confronto (Vijay et al. 2006).

Facile notare come il biogas compresso abbia emissioni molto minori rispetto a tutti gli altri tipi di carburante, ed il suo alto potere calorifero lo rende un'opzione conveniente anche dal punto di vista economico. Occorre osservare però che in questo caso si presentano alcune differenze rispetto al comune gas compresso: il normale CNG contiene diverse specie di idrocarburi in basse percentuali, come esano e propano, che alzano di molto la temperatura anche nella fase di avviamento, al contrario del bio-CNG. Il risultato è che il biogas compresso nella fase di avviamento non riesce a produrre reazioni efficienti, alzando le emissioni di CO (mancata conversione in CO₂), idrocarburi HC (mancata combustione totale per basse temperature) e NO_x (il tenore di N₂ iniziale è maggiore). Dal punto di vista del rendimento (km/kg di carburante), l'upgrading da biogas fino a bio-CNG produce miglioramenti ancora limitati (da 24,11 a 24,38 km/kg Subramanian et al. 2012). Ciononostante, il bio-CNG appare

come una delle migliori opzioni per il carburante del futuro, ed è tuttora già largamente in uso nel territorio EU: la Svezia dirotta per esempio il 73% della sua intera produzione di biogas in questa applicazione.

Lo stoccaggio avviene nei classici serbatoi a tenuta stagna che vengono poi adattati al rifornimento secondo due configurazioni:

- Disposizione buffer storage, un unico serbatoio mantenuto su 20-25 MPa (i serbatoi dei veicoli sono progettati poi per operare a 20 MPa); è il metodo più rapido e con minore creazione di calore, ricarica in modo più efficiente i serbatoi e viene solitamente utilizzato per i veicoli più piccoli, come quelli ad uso personale.
- Disposizione cascade storage, il bio-CNG viene stoccato in tre serbatoi differenti a pressione crescente; durante il rifornimento, il sistema attinge automaticamente da ognuno di questi serbatoi, passando da quelli a bassa pressione per poi salire. Nonostante offra svantaggi rispetto alla configurazione con buffer, è un metodo molto più efficiente dal punto di vista energetico sul compressore di rifornimento, viene spesso utilizzato su veicoli pesanti che operano su grossi volumi di gas e per cui il tempo di rifornimento non è una delle maggiori priorità.

Metodi e materiali

La prima parte di questa trattazione è stata una illustrazione teorica del mondo del biogas: le tecnologie necessarie per produrlo, quelle utilizzabili per aumentarne il tenore di CH₄ fino a renderlo biometano, i suoi possibili utilizzi per la produzione di energia elettrica e calore, e l'importanza di investire in una applicazione pratica dell'economia circolare per favorire una crescita economica sostenibile. Per illustrare questi concetti, si è fatto riferimento ai principali articoli, saggi, conferenze disponibili sulla letteratura scientifica a questo riguardo.

La seconda parte della tesi si concentrerà ora sulla discussione di modelli creati con l'obiettivo di indagare la fattibilità economica delle realtà legate al mondo del biogas, così suddivisi:

- Creazione di un modello di analisi di fattibilità secondo il principio dell'NPV di un impianto di produzione del biogas sul territorio italiano, in funzione della origine della materia prima e delle dimensioni dell'impianto stesso, espressa in kW.
- Creazione di un secondo modello che sullo stesso principio valuti la fattibilità dell'impianto di produzione del biogas accoppiato ad un relativo impianto di upgrading; anche in questo caso la variabile principale è la dimensione dell'impianto, espressa in metri cubi allora prodotti.
- Indagine di fattibilità sulle cosiddette comunità energetiche accostabili a questo impianto, sia nella loro forma base (copertura di richiesta energetica per utenze domestiche) sia per approvvigionamento di impianti industriali.
- Modello di programmazione lineare per la scelta delle applicazioni del biometano prodotto (autoconsumo, rivendita, stoccaggio) e analisi di sensitività dei costi di stoccaggio nella suddetta scelta.

In questo capitolo saranno analizzati i contesti, i metodi e la origine dei dati necessari per i modelli esposti.

Modelli NPV

L'NPV (Net present value) o VAN (Valore Attuale Netto) è un indice economico comunemente utilizzato per la valutazione pregressa della fattibilità economica di un progetto. Una volta ipotizzata la vita utile del progetto e fatte le dovute previsioni sui possibili costi e ricavi annui, si procede al calcolo e alla somma dei flussi di cassa per ogni anno della vita utile; prima di

essere sommato, ogni flusso di cassa va per l'appunto attualizzato moltiplicandolo per un per coefficiente detto PVSP (tasso di attualizzazione):

$$PVSP = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

- n= anno del flusso di cassa, considerando come anno 0 quello in cui avviene l'investimento economico;
- i= tasso di attualizzazione, in percentuale esprime la capacità di guadagno annua dell'azienda investitrice su un investimento generico di partenza (e.g. con i=3% l'azienda ha le capacità di ricavare il 3% di utile annuo su un investimento dato).

Un NPV positivo significa che l'investimento non solo è profittevole per l'azienda, ma in proporzione rende maggiormente rispetto a quanto essa guadagna da un investimento medio. L'analisi della sommatoria dei flussi di cassa anno per anno permette di scoprire in quale anno l'NPV diventa positivo, ed il progetto diventa quindi profittevole. L'utilità di questo indice si basa su una corretta previsione delle possibili variabili economiche che vanno a formare costi e ricavi anno per anno: si andranno ora ad illustrare caso per caso le formule e le origini dei dati necessari per questi calcoli.

Costo di investimento- caso biogas

I costi d'investimento corrispondono alle spese per la costruzione dell'impianto e sono costi che si presentano quindi solo una volta nella vita utile del progetto; a seconda di scelte economiche possono essere allocati sull'anno zero o, meno frequentemente, dimezzati tra anno zero e anno 1; in questo caso si è scelta la prima opzione. La copertura di queste spese può avvenire in diversi modi, in questo caso si è scelto di simulare l'utilizzo di un prestito con le seguenti caratteristiche (i valori assoluti per un impianto da 300 kW sono illustrati in Tabella 7):

- entità del prestito pari a 50% del costo d'investimento;
- prestito a quota totale costante ripagato in 5 anni a partire dall'anno uno;
- tasso d'interesse 4%.

| Anno | Quota totale (€) | Quota capitale (€) | Quota interesse (€) |
|------|------------------|--------------------|---------------------|
| 1 | 165.185 | 135.770 | 29.415 |
| 2 | 165.185 | 141.200 | 23.984 |

| | | | |
|---|---------|---------|--------|
| 3 | 165.185 | 146.849 | 18.336 |
| 4 | 165.185 | 152.722 | 12.462 |
| 5 | 165.185 | 158.831 | 6.353 |

Tabella 7 Prospetto di rimborso di prestito a quote costanti in 5 anni per prestito di 735.375€, pari al 50% dell'investimento per un impianto da 300kW.

Il costo d'investimento copre le spese per l'impianto di produzione del biogas e per quello di gestione del digestato, ed è calcolato come:

$$\text{costi d'investimento} = CI = P * IB_U + ID$$

- P, potenza impianto in kW, variabile principale del modello;
- $IB_U=4.900 \text{ €/kW}$, costo impianto di biogas per unità di potenza (Ferella et. al 2019). È ipotizzato un impianto di biogas di piccole dimensioni (il dato è affidabile per potenze prodotte tra i 100 e 300 kWh), con un fermentatore a secco, con biomassa di origine agricola (letami ed energy crops prefermentati);
- $ID=25.000 \text{ €}$, costo impianto di trattamento e gestione del digestato (Hagman et. al 2018).

Costo fisso annuale- caso biogas

Fanno parte di questi costi tutte le spese fisse dell'impianto durante l'anno, indipendenti dal funzionamento di quest'ultimo; esse pesano nel conteggio dei flussi di cassa per tutti gli anni a partire da quello di prima accensione, ipotizzato qui all'anno uno. Fanno parte di queste spese i costi di assicurazione dell'impianto, la manutenzione ordinaria prevista e le spese per la forza lavoro.

$$\text{costi fissi annuali} = CF_a = n_l * CM_u + P * (CA_u + CM_u)$$

- $n_l=6$, numero di lavoratori allocati alla gestione dell'impianto (Ferella et. al 2019);
- $CM_u=25.000\text{€}_{[LB10]}$, costo unitario annuo forza lavoro (Cucchiella et. al 2018);
- P, potenza impianto in kW, variabile principale del modello;
- $CA_u=49 \text{ €/kW}$, costo unitario d'assicurazione per unità di potenza, ipotizzato all'1% del costo unitario d'investimento dell'impianto ($1\%IB_U$) (Budzianowski 2017);
- $CM_u=490 \text{ €/kW}$, costo unitario di manutenzione per unità di potenza, ipotizzato al 10% del costo unitario d'investimento dell'impianto ($10\%IB_U$) (Budzianowski 2017).

Si sottolinea come l'espressione *costo fisso* vada qui inteso nell'accezione economica del termine, ovvero come costo indipendente dai ritmi di produzione annua, poiché è invece variabile secondo la dimensione dell'impianto.

Costi variabili annuali- impianto biogas

Questi costi dipendono non solo dalle dimensioni dell'impianto, ma anche dal gas effettivamente prodotto durante l'anno; con i precedenti vanno a completare il conteggio dei costi totali nel calcolo del flusso di cassa annuale. Fanno parte di questi costi i costi di trasporto e gestione della biomassa che genera il biogas, le spese elettriche dell'impianto, i costi di trasporto e gestione del digestato residuo al processo. Poiché fra questi costi è presente quello della biomassa, variabile durante l'anno secondo i trimestri di produzione, i costi vengono calcolati trimestralmente e poi sommati.

$$\text{costi variabili annuali} = CV_a = \sum_{i=1}^4 CV_{ti}$$

$$\text{costi variabili per } i - \text{esimo trimestre} = CV_{ti} = \frac{h}{4} * \frac{P}{c} * c_e * CE_u + P * \frac{CD_u}{4} + CB_i$$

- $h=8000$ ore, ore di lavoro annue dell'impianto, ipotizzando una produzione costante lungo lo stesso (Chinicci et al. 2018);
- P , potenza impianto in kW, variabile principale del modello;
- $c=1,9$ kWh/m³, coefficiente di conversione energetica del biogas (IRENA 2017);
- $c_e=0,13$ €/kWh, costo energia elettrica (SgROI 2015);
- $CE_u=0,13$ €/m³, consumo elettrico dell'impianto per metro cubo di biogas prodotto (Bortoluzzi et al. 2014);
- $CD_u=0,25$ €/kW*y, costo annuo di gestione del digestato per unità di potenza dell'impianto (Hagman, 2018);
- CB_i , costi trimestrali di trasporto e gestione della biomassa.

I costi trimestrali per la biomassa sono proporzionali alla quantità di biomassa necessaria per raggiungere le capacità dell'impianto e alla sua composizione percentuale: sebbene la potenza prodotta dall'impianto sia costante durante l'anno, la materia prima disponibile è differente secondo la stagione, e differisce quindi anche il rendimento della stessa. La Tabella 8 illustra i rendimenti delle possibili componenti della biomassa finale, suddivise in 3 macroclassi.

| | | | | | | |
|--|---------------|--------------|---------------------------|--------------|----------------|----------------------------|
| rendimento substrato m ³ /ton | 13,6 | 14,4 | 15,6 | 48 | 167,5 | 51,2 |
| | scarti bovini | scarti suini | scarti industria casearia | scarti ovini | insilato misto | scarti allevamento pollame |
| | classe 1 | | | altro | insilato | altro |

Tabella 8 Rendimento di biogas per le possibili componenti di biomassa nel fermentatore (fonti ENAMA).

Il calcolo della quantità di biomassa necessaria a raggiungere la potenza P dell'impianto è quindi stato eseguito ipotizzando un profilo di composizione percentuale (Tabella 9) per ognuno dei trimestri, che permettesse di sfruttare nelle stagioni centrali la disponibilità di scarti delle culture agricole basandosi invece sugli scarti animali il resto dell'anno. In questo modo è stato possibile ricavare la quantità di biomassa necessaria alla produzione in ogni trimestre attraverso il rapporto:

$$\text{biomassa per } i - \text{esimo trimestre} = BM_{ti} = \frac{P/c}{\text{rendimento medio } i - \text{esimo trimestre}}$$

| rendimento | trimestri | | | | | |
|--------------------------|-----------|-----------|---------|-----------|-----------|-----|
| | I | II | III | IV | | |
| classe 1 | 14,53 | 80% | 60% | 40% | 80% | 73% |
| insilato | 167,5 | 0% | 20% | 40% | 0% | 7% |
| altro | 49,6 | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| rendimento medio | 21,55 | 52,14 | 82,73 | 21,55 | 32,24 | |
| quantità substrato ton/y | 36.640,18 | 15.141,42 | 9542,39 | 36.640,18 | 97.964,16 | |

Tabella 9 Profili di composizione della biomassa e quantità trimestrale di biomassa necessari per impianto con P=300kW.

[LB12] Il costo di trasporto trimestrale viene quindi calcolato moltiplicando la biomassa trimestrale per $c_t=1$ €/ton, costo di trasporto specifico (Ferrella et al. 2017).

Il costo proprio della materia prima deriva dal contesto in cui il modello si sviluppa: l'impianto è gestito da un consorzio di società agricole che forniscono il fermentatore con gli scarti del proprio bestiame e additionally con insilato acquistato da terzi o di propria produzione. Si ipotizza che il costo degli scarti animali sia quindi pari a 0 €/ton per quanto riguarda gli scarti

animali, e di 40€/ton per l'insilato (fonte ANEMA). Associando i valori al profilo trimestrale della biomassa è possibile quindi ricavare il costo unitario e totale della stessa.

| | trimestri | | | |
|---------------------------|-----------|----|-----|----|
| | I | II | III | IV |
| costo materia prima €/ton | 0 | 8 | 16 | 0 |

Tabella 10 Prospetto finale di costo della biomassa (€/ton) nei diversi trimestri.

Ricavo annuale- caso biogas

Il ricavo annuale costituisce la componente positiva nel calcolo del flusso di cassa, si ripete annualmente a partire dall'anno di primo avviamento dell'impianto, in questo caso l'anno uno, ed è ipotizzato costante fino alla fine della vita utile del progetto. Esso è costituito da due parti, il ricavo dal digestato prodotto e quello da energia prodotta, entrambi proporzionali ai ritmi di produzione e quindi catalogabili come *ricavi variabili*.

Il ricavo dal digestato dipende dalla rivendita di quest'ultimo alle varie aziende agricole: già è stato illustrato come quest'ultimo, adeguatamente sterilizzato, sia un ottimo fertilizzante, con altri contenuti di azoto e granulometria che ne favorisce trasporto e distribuzione nei campi.

$$\text{ricavo da digestato annuo} = RD_a = P * p_d * D_u$$

- P, potenza impianto in kW, variabile principale del modello;
- $P_d=50$ €/ton, prezzo di rivendita del digestato (Hagman et al. 2018);
- $D_u=10$ ton /kW quantità annua di digestato prodotto per unità di potenza dell'impianto.

Il ricavo dalla produzione di energie si basa su un elemento fondamentale per la sostenibilità dei progetti bioenergetici: gli incentivi statali. Come verrà mostrato anche per l'impianto di upgrading del biometano, gli incentivi statali sono la componente di ricavo più consistente, e permette di sostenere l'investimento dal punto di vista economico e non solamente da quello dell'impianto ambientale; in molti paesi della comunità europea la mancanza di incentivi pari o superiori a quelli garantiti dallo Stato Italiano hanno inibito la crescita del settore del biogas (Baena-Moreno et al. 2020). Per quanto riguarda l'Italia, la legge di bilancio del 2019 ha riconfermato gli incentivi introdotti dal decreto ministeriale 23/03/2016 in materia di energie rinnovabili, che garantiscono ai produttori di biogas un incentivo pari a 0.233€/kWh prodotto, per un periodo di 15 anni dal primo avviamento dell'impianto. Per accedere a questo incentivo l'impianto deve essere posseduto da un impresario agricolo o da un consorzio di impresari agricoli, con potenza di targa minore di 300 kWh, costi di produzione annui minori di

25.000.000€, rifornito di biomassa di origine agricola con porzione da coltivazioni dedicate minore del 20%; il modello qui esposto opera in un contesto in cui è possibile l'usufrutto dell'incentivo. Il ricavo da energia è così calcolato:

$$\text{ricavo da energia annuo} = RE_a = I_{\text{biogas}} * P * h * \eta * \eta_{al}$$

- $I_{\text{biogas}}=0,233$ €/kWh, incentivo statale per la produzione biogas;
- P, potenza impianto in kW, variabile principale del modello;
- $h=8000$ ore, ore di lavoro annue dell'impianto (Chinicci et al. 2018);
- $\eta=0,94$, rendimento impianto (Ferella et al. 2019);
- $\eta_{al}=0,97$, riduzione per ulteriori perdite generiche (Ferella et al. 2019).

Si procederà ora con l'illustrazione delle equivalenti formule necessarie per il calcolo dell'NPV nel caso in cui all'impianto di produzione di biogas venga accostato un impianto per l'upgrading in biometano; non solo la struttura, ma anche parte integranti delle formule verrà ripetuta rispetto al modello fin qui esposto, eventuali differenze saranno opportunamente evidenziate.

Costo di investimento- caso biometano

In questo caso, al computo del costo di costruzione dell'impianto per la produzione di biogas e di quello di gestione del digestato si aggiunge quello di costruzione dell'impianto di upgrading e quello per l'impianto di distribuzione; nello scenario analizzato infatti il biometano prodotto è ridistribuito nella rete pubblica del gas naturale.

$$\text{costi d'investimento} = CI = P * IB_U + ID + IP + P_{bm} * IBM_u$$

- $IP=53.000$ €, costo impianto di distribuzione (Ferella et al. 2019);
- P_{bm} , dimensione impianto di upgrading, espresso in m^3 teorici prodotti all'ora, variabile principale del modello. Empiricamente, il rapporto $P/P_{bm}=3$;
- $IBM_u= 4100$ €/ m^3 , costo unitario d'impianto per unità orarie prodotte (Hagman et al. 2018). L'impianto di upgrading ipotizzato nel modello si basa sulle tecnologie di *Pressure Swing Adsorption* (PSA), già illustrate nei capitoli precedenti e che rappresentano l'opzione più comune per questo tipo di impianti, la dimensione stimata è tra i 750 e i 1050 m^3/h . Il valore qui illustrato comprende l'impianto in sé e le tecnologie accessorie necessarie al suo funzionamento.

Si sottolinea come in questo secondo caso la variabile principale sia $P_{bm}(m^3/h)$, con il valore di $P(kW)$ calcolato in funzione di quest'ultimo secondo il rapporto sopra illustrato; posto questo rapporto alcune delle formule presenteranno alternativamente funzioni in P o P_{bm} .

Costo fisso annuale- caso biometano

In questo secondo modello, alle voci già illustrate si aggiungono i costi fissi di distribuzione ed i costi annui di affitto del sistema di stoccaggio, mentre crescono proporzionalmente i costi per le voci già presenti di forza lavoro, assicurazione e manutenzione.

$$\begin{aligned} \text{costi fissi annuali} &= CF_a \\ &= n_l * CM_u + P * (CA_u + CM_u) + P_{bm} * (CA_{bm-u} + CM_{bm-u}) \\ &\quad + CST_a + CD_a \end{aligned}$$

- P_{bm} , dimensione impianto di upgrading, espresso in m^3 teorici prodotti all'ora, variabile principale del modello;
- $n_l=10$, numero di lavoratori allocati alla gestione dell'impianto adattati alle maggiori dimensioni dello stesso;
- $CA_{bm-u}=45 \text{ €/kW}$, costo unitario d'assicurazione per unità di potenza, ipotizzato all'1% del costo unitario d'investimento dell'impianto ($1\%IBM_u$) (Budzianowski 2017);
- $CM_{bm-u}=450 \text{ €/kW}$, costo unitario di manutenzione per unità di potenza, ipotizzato al 10% del costo unitario d'investimento dell'impianto ($10\%IBM_u$) (Budzianowski 2017);
- $CST_a=23.000\text{€}$, costo annuo di affitto dell'impianto per compressione e stoccaggio (ECOMAX);
- $CD_a=20.000 \text{ €}$, costo annuo per la distribuzione (Ferella et al. 2019).

Costi variabili annuali- impianto biometano

Anche in questo caso, il costo variabile annuale è ottenuto dalla somma dei costi nei quattro trimestri, che presentano spese differenti secondo la biomassa disponibile. Il calcolo di questa componente è analogo a quello già illustrato per il primo modello e non verrà riproposto, ma è importante notare come, in impianti di dimensioni maggiori come quelli qui considerati, essa diventa parte considerevole dei costi totali e necessita quindi di una attenta previsione, in particolar modo nella scelta dei profili percentuali della biomassa. Oltre a questa componente, ritroviamo le spese energetiche, accresciute della componente dell'impianto di upgrading, e

quella di gestione del digestato, oltre alle quali si aggiunge la spesa annua per la rigenerazione o sostituzione del materiale adsorbente.

$$\text{costi variabili annuali} = CV_a = \sum_{i=1}^4 CV_{ti}$$

$$\text{costi variabili per } i - \text{esimo trimestre} = CV_{ti}$$

$$= \frac{h}{4} * \frac{P}{c} * c_e * (CE_u + CE_{bm-u}) + P * \frac{CD_u}{4} + CB_i + Z_a * c_z$$

- $CE_{bm-u}=0,29$ €/kW, consumo energetico dell'impianto di upgrading per unità di potenza del relativo impianto biogas (Bortoluzzi et al. 2014);
- $Z_a=50$ ton/y, consumo di zeolite annua (Ferella et al. 2017). La zeolite è il materiale adsorbente selezionato per l'impianto di upgrading;
- $c_z= 800$ €/ton, costo alla tonnellata della zeolite per l'impianto di upgrading, comprensiva dei costi di applicazione (Ferella et al. 2017).

Ricavo annuale- caso biometano

In questo secondo modello, i ricavi non sono costituiti da due, bensì da tre componenti differenti: oltre alla componente del digestato, calcolata come già illustrato, e quella dell'energia, che presenta nuovi incentivi, abbiamo anche i ricavi della vendita dell'anidride carbonica estratta. La CO₂ infatti, se adeguatamente purificata, può essere rivenduta alle aziende alimentari per la produzione di bevande gassate.

$$\text{ricavo anidride carbonica} = RA_a = p_{CO_2} * P * c * h * c_{CO_2} * f_{CO_2} * \eta_{CO_2}$$

- $p_{CO_2}=0,01$ €/kg, prezzo di rivendita dell'anidride carbonica (De Clercq et al. 2017);
- $h=8000$ ore, ore di lavoro annue dell'impianto, ipotizzando una produzione costante lungo lo stesso (Chinicci et al. 2018);
- P , potenza impianto di produzione di biogas di partenza in kW;
- $c=1,9$ kWh/m³, coefficiente di conversione energetica del biogas (IRENA 2017);
- $c_{CO_2}= 1,84$ kg/m³, densità dell'anidride carbonica in condizioni di esercizio impianto (De Clercq et al. 2017);
- $f_{CO_2}=47\%$, frazione di anidride presente nel biogas immesso nell'impianto di upgrading (Morero et al. 2017);
- $\eta_{CO_2}=0,97$, rendimento impianto di depurazione anidride (Ferella et al. 2017).

I ricavi per la rivendita dell'energia sono ancora una volta fortemente sostenuti dalla componente di incentivo statale. Il decreto per la produzione del biometano 03/18 riconfermato 2020 infatti garantisce ai produttori di biometano due condizioni per i primi 10 anni di produzione:

- l'emissione di CIC, certificati di immissione in consumo, del valore garantito di 375€, al ritmo di un certificato ogni 10 Gcal di energia prodotta (considerando necessari 1231 m³ di biometano per raggiungere il valore energetico necessario, i certificati garantiscono un rendimento di 0,305 €/m³). il ritmo di acquisizione dei certificati può inoltre raddoppiare nel caso di utilizzo di particolari biomasse come materie prima, per favorire la loro rigenerazione;
- l'acquisizione garantita di tutto il biometano prodotto al 95% del prezzo del prezzo medio ponderato sul mercato dei pronti del gas naturale, fornito mensilmente sul sito del GSE.

Il primo di questi incentivi è in particolare la fondamentale per la riuscita economica del progetto: anticipando i risultati successivi, un impianto da 1000 m³/h diventa economicamente fruttuoso al terzo anno potendo usufruire dei CIC, rimane in perdita per tutti i 15 anni di incentivo senza. I ricavi energetici sono così calcolati:

$$ricavi\ energetici\ annui = RE_a = (R_{CIC} + R_v) * P * h * c * f_{CH_4} * (1 - p_{loss}) * \eta_{up} * \eta_{al}$$

- $R_{CIC}=0,305€/m^3$, rendimento garantito dai certificati CIC, questa componente è valida solo per i primi 10 anni dell'impianto;
- $R_v=0,1585 €/m^3$, prezzo di acquisto garantito dallo stato, calcolato come media dei prezzi mensili offerti a partire dal marzo 2018, momento di entrata in vigore del decreto (GSE). Si ipotizza che al termine degli incentivi il mercato sia tale da permettere la vendita del gas a questo prezzo;
- $h=8000$ ore, ore di lavoro annue dell'impianto, ipotizzando una produzione costante lungo lo stesso (Chinicci et al. 2018);
- P , potenza impianto di produzione di biogas di partenza in kW;
- $c=1,9kWh/m^3$, coefficiente di conversione energetica del biogas (IRENA 2017);
- $f_{CH_4}=55\%$, frazione di metano presente nel biogas immesso nell'impianto di upgrading (Morero et al. 2017);
- $\eta_{up}=0,95$, rendimento impianto di upgrading (Ferella et al. 2017);
- $\eta_{al}=0,97$, riduzione per ulteriori perdite generiche (Ferella et al. 2019);

- $p_{\text{loss}}=0,015$, perdite di biometano nel sistema di upgrading (Ferella et al.2017).

Valori rimanenti per il calcolo dell'NPV

Sono state illustrate le formule per il calcolo delle componenti dei flussi di cassa nei due modelli NPV; malgrado la differenza fra le suddette formule, una volta formalizzate esse permettono poi di procedere nel calcolo dell'indice in parallelo per entrambi i casi. Oltre ai dati necessari per il calcolo pratico di costi e ricavi, sono necessarie alcune ulteriori ipotesi standard che definiscano le componenti finali del modello:

- vita utile del progetto, pari a 15 anni per il solo impianto biogas (caso 1) e pari a 20 anni per l'impianto di biogas con upgrading (caso 2);
- ammortamento a fini fiscali per 5 anni. L'ammortamento permette di ridistribuire il vantaggio dell'abbassamento delle tasse per mancato utile per gli anni successivi a quello di investimento, la sua durata è normata dalla legge e varia per questi impianti fra i 5 ed i 7 anni;
- Aliquota al 22%, dal calcolarsi sull'imponibile qualora sia positivo, corrisponde al valore standard delle tasse in materia di energie rinnovabili;
- Tasso di attualizzazione $i=3\%$, valore standard sulle simulazioni NPV, ricavabile come media fra i rendimenti su titoli a lunga scadenza e rendimenti di capitale affidati al settore bancario.

Con questi presupposti, è possibile calcolare il flusso di cassa per ogni anno:

$$\text{flusso di cassa} = \sum \text{ricavi} + \text{prestiti ricevuto} - \sum \text{costi} - \text{quote prestito in scadenza} - \text{aliquota} * \text{imponibile}^*$$

*qualora l'imponibile sia positivo

$$\begin{aligned} \text{imponibile} = & \sum \text{ricavi} - \sum \text{costi} - \text{quota di ammortamento} \\ & - \text{quota interesse prestito} \end{aligned}$$

I flussi di cassa possono quindi essere attualizzati moltiplicandoli per il PVSP e sommati fra loro a trovare il valore dell'NPV; il progetto è considerato positivo se $\text{NPV} > 0$, il calcolo dello stesso anno per anno permette di scoprire in che momento il progetto inizia ad essere redditizio (*break even point* raggiunto).

Indagine sui possibili utilizzi del biometano

Si passerà ora ad analizzare come il biometano dall'impianto analizzato nel "caso 2" sopracitato possa essere rimpiegato una volta prodotto. La semplice rivendita allo Stato o a generici clienti terzi permette infatti un effettivo guadagno economico, ma non riduce necessariamente l'impatto ambientale della produzione e del consumo energetico sul territorio dell'impianto; al contrario, l'autoconsumo del biometano permette di bypassare il trasporto del gas naturale, passaggio di fondamentale importanza per ridurre l'inquinamento derivato dalla gestione energetica.

“L'autoconsumatore di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale.”

Delibera Arera 4 agosto 2020 (318/2020/R/EEL)

Subito viene quindi sottolineato come la produzione di bioenergie, in questo od altri metodi, non deve essere il fine ultimo commerciale dell'impresa, bensì un aspetto della stessa, necessario a limitarne l'impatto ambientale; il caso qui analizzato concerne un impianto di produzione ed upgrading biogas-biometano con potenza pari a 750 kW, modellizzato come esposto nel caso precedente; per un impianto simile la produzione di biometano annuo è così calcolata:

$$\text{produzione annua} = P * h * c * f_{CH_4} * (1 - p_{loss}) * \eta_{up} * \eta_{al} = 5'691'140Sm^3$$

- $h=8000$ ore, ore di lavoro annue dell'impianto, ipotizzando una produzione costante lungo lo stesso (Chinicci et al. 2018);
- P , potenza impianto di produzione di biogas di partenza in kW;
- $c=1,9kWh/m^3$, coefficiente di conversione energetica del biogas (IRENA 2017);
- $f_{CH_4}=55\%$, frazione di metano presente nel biogas immesso nell'impianto di upgrading (Morero et al. 2017);
- $\eta_{up}=0,95$, rendimento impianto di upgrading (Ferella et al. 2017);
- $\eta_{al}=0,97$, riduzione per ulteriori perdite generiche (Ferella et al. 2019);

- $p_{\text{loss}}=0,015$, perdite di biometano nel sistema di upgrading (Ferella et al.2017).

Una tale quantità di biometano prodotta è superiore alle normali necessità di una impresa agricola singola, come quella teorizzata nel modello come produttrice, per questo motivo il concetto di autoconsumo viene esteso a quello di *autoconsumo collettivo e comunità energetica*. La delibera ARERA già citata definisce comunità energetica, o più correttamente comunità di energia rinnovabile, un soggetto giuridico con le seguenti caratteristiche:

- soggetto giuridico autonomo effettivamente controllato da azionisti/membri situati nelle vicinanze degli impianti di produzione dell'energia;
- azionisti possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese, autorità locali;
- partecipazione dei membri aperta e volontaria;
- obiettivi devono essere primariamente benefici ambientali, economici e sociali.

All'interno di questi punti vediamo come vengono ripresi i concetti necessari a valorizzare l'impatto ecologico nella produzione di bioenergie: la prossimità dei fruitori di energia e la priorità sulle tematiche ambientali. La giurisdizione in fatto di comunità energetiche a livello Italiano non è ancora pienamente sviluppata, la delibera ARERA delinea i metodi di recezione della Direttiva Europea 2001/2018/EU sullo sviluppo delle fonti rinnovabili; per questo motivo il concetto di comunità energetica che da ora verrà più volte riproposto si limita ai principio della priorità dell'autoconsumo dei membri sull'energia rinnovabile prodotta, autoconsumo che avviene a titolo gratuito e va a sostituire le normali esigenze energetiche.

Verranno ora illustrati dei modelli di gestione del biometano prodotto in ottica di consumo da comunità energetica, con l'obiettivo di evidenziare l'effettiva fattibilità del progetto ed eventuali valutazioni necessarie sullo stoccaggio.

Confronto con profilo di consumo domestico

L'ipotesi del modello:

- impianto di produzione di biogas da 750kW di potenza con annesso impianto di upgrading secondo le specifiche illustrate nei precedenti paragrafi;
- produzione annua di 5.691.140 ^[LB13] Sm³ di gas naturale, distribuiti uniformemente durante l'anno. La stagionalità influisce infatti sulla quantità ed il genere di biomassa necessaria per l'alimentazione, ed il conseguente prezzo di produzione, ma è calcolata per mantenere la produzione costante lungo i trimestri. La conseguente produzione giornaliera è di 15.592 Sm³;

- ipotesi di semplificazione del processo di distribuzione, per cui il gas prodotto in una determinata fascia oraria può essere sfruttato senza tempi di attesa;
- priorità nell'utilizzo del gas prodotto così definita: 1) utilizzo in presa diretta 2) stoccaggio per futuri consumi previsti 3) rivendita allo Stato.

Partendo da queste due ipotesi è stato ipotizzato un profilo di produzione del biometano giornaliero, suddiviso secondo la produzione oraria, come illustrato nel Grafico 2. Mentre il digestore lavora a ritmo costante, l'impianto di upgrading è ipotizzato come funzionante a due diversi ritmi di produzione:

1. 100% della capacità produttiva per le ore centrali della giornata (fascia 4:00-19:59);
2. 75% della capacità produttiva per l'orario notturno (fascia 20:00-03:59).

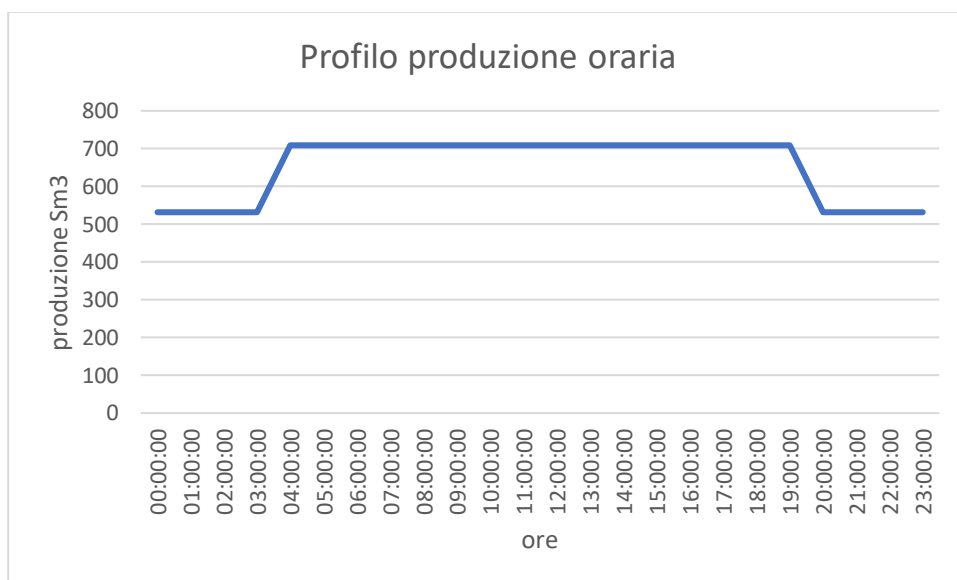


Grafico 2 Profilo di produzione oraria di biometano ipotizzato per l'impianto.

Il modello prevede come punto di partenza questo profilo di produzione oraria, modificabile secondo variazioni di dimensione o di ritmi di produzione dell'impianto; da questo punto i successivi confronti con profili di richiesta di biogas faranno riferimento al profilo appena illustrato.

Il metodo di analisi prevede il confronto con differenti profili di domanda da possibili utenze della comunità energetica di dimensioni variabili: il confronto fra i profili di domanda ed offerta permette di osservare i casi in cui la domanda sia soddisfatta in continuo o attraverso l'immagazzinamento in periodi dell'anno a basso consumo, e la variazione del profitto dell'impianto derivata dalla mancata vendita del gas prodotto. Nel modello di analisi NPV il ricavo energetico precedentemente definito perderà la componente di rivendita del gas allo

Stato nella frazione utilizzata per la distribuzione; si mantiene invece la componente di ricavo generata dall'emissione dei certificati CIC per il periodo di incentivo.

Il primo profilo di domanda analizzato è quello di utenza domestica, ricreato secondo i dati così raccolti:

- Consumo medio annuo di gas naturale per riscaldamento pari a 700 m³ (ISTAT 2019);
- Giorni di utilizzo indicativo del riscaldamento pari a 183 (secondo le normative per la gestione riscaldamento condominiale, D.P.R 412/1993, ipotesi regione “nord-est”), con consumo uniforme lungo il periodo. In base a questi dati, il consumo giornaliero per nucleo familiare è pari a 4,21 Sm³;
- Ipotesi di utilizzo del gas per riscaldamento per 14 ore giornaliere, secondo due fasce differenti di consumo.

Secondo queste ipotesi il profilo qui ipotizzato è riportato in Grafico 3:

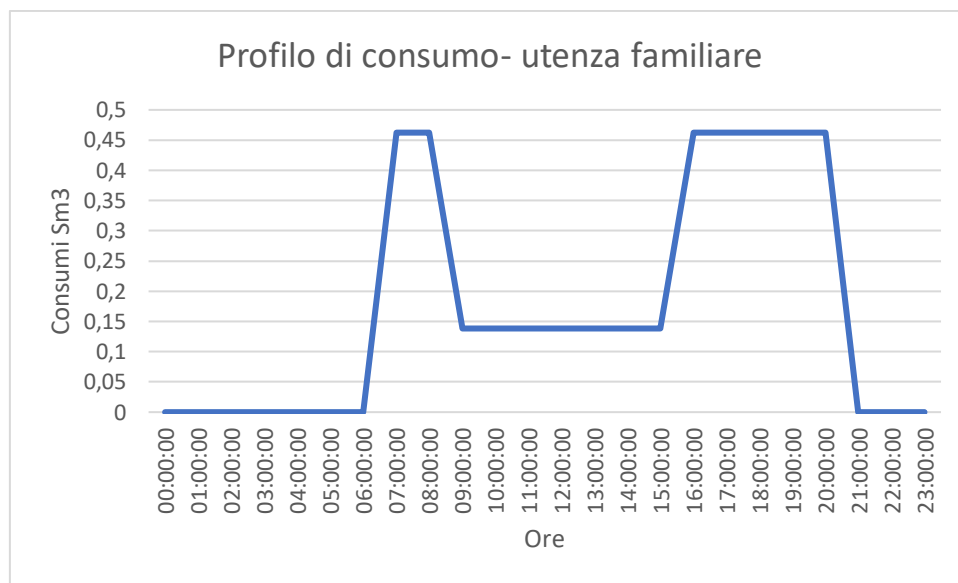


Grafico 3 Profilo di consumo orario per singola utenza familiare.

Questo profilo può essere poi esteso ad un generico caso significativo, nelle quali la dimensione del gruppo di utenze cresce fino alla generica dimensione n , e proporzionalmente i consumi. Anticipando i risultati delle simulazioni che saranno successivamente esposte, è possibile notare come questo tipo di utenze sfrutta una minima parte della produzione giornaliera, eventuali variazioni delle ipotesi di profilo di consumo non genererebbero quindi risultati apprezzabili.

Confronto con profilo di consumo industriale

Le ipotesi sul profilo di domanda per consumo industriali puntano a creare uno scenario in cui offerta e consumi si equivalgono a livello annuale, ma non lungo i trimestri; in questo modo sono due i fattori che vengono presi in considerazione, ovvero la stagionalità dei consumi e la necessità di stoccaggio per coprire gli stessi nei trimestri in cui la domanda supera l'offerta. Uguagliando la domanda e l'offerta annua, la voce Ricavi Energetici come precedentemente definita si riduce alla sola componente derivata dai certificati CIC, poiché si esaurisce il gas disponibile per la rivendita. Seguendo questi principi, il profilo di consumo industriale è stato prodotto secondo le seguenti ipotesi e dati:

- Consumo annuo pari a 5.691.140 standard metri cubi di gas naturale, equivalente alla produzione annuo dell'impianto preso in esame;
- Consumo stagionale distribuito secondo Tabella 14;

| Trimestre | I | II | III | IV |
|------------------------------------|-----------|-----------|---------|-----------|
| Frazione di consumo % | 35% | 20% | 10% | 35% |
| Consumo trimestrale m ³ | 1.991.899 | 1.138.228 | 569.114 | 1.991.899 |

Tabella 11 Ipotesi di suddivisione trimestrale dei consumi annui ipotizzati, percentuali e assoluti (m3).

- Nessun limite di scorta;
- Consumo giornaliero costante lungo il trimestre;
- Profilo di consumo proporzionale lungo l'anno, con valori assoluti ricavati dai consumi trimestrali.

Secondo queste ipotesi, il profilo di consumo giornaliero, qui riportato a titolo esemplificativo per il primo trimestre, è riportato in Grafico 4.

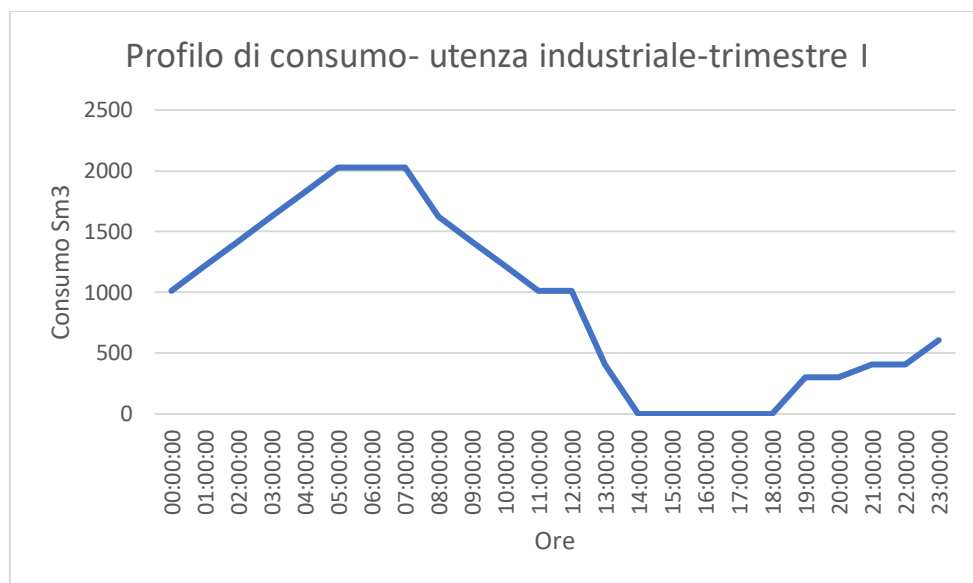


Grafico 4 Profilo di consumo orario per utenza domestica, trimestre I.

Si sottolinea come, al contrario dei valori di consumo orario assoluto, le percentuali relative rispetto al consumo giornaliero si mantengono invariate per tutti i trimestri, ricavate dalla letteratura¹.

Il confronto fra i profili di domanda e offerta mostra con cadenza oraria come il fabbisogno energetico debba essere soddisfatto, se con autoconsumo diretto o piuttosto attingendo alla scorta accumulata in periodi precedenti; l'entità di gas non utilizzato giornalmente, quando presente, permette poi di prevedere giorno per giorno le dimensioni della scorta in stoccaggio e stimare le dimensioni di scorta massima.

Modello generale per la programmazione lineare

I due modelli di confronto finora proposti offrono come variabile principale le proporzioni percentuali dei profili di consumo, sia a livello giornaliero sia a livello trimestrale; una ottica simile offre il vantaggio di poter analizzare le scelte di impiego del biogas prodotto fino ad un livello di risoluzione pari al consumo orario. Il modello che viene ora proposto sacrifica la precisione su un così ristretto spazio temporale, che viene esteso al trimestre, in favore di poter operare liberamente sui valori di consumo annuo, posto invece fisso il livello di produzione. Il

¹ Rossi F., Nicolini A., Filipponi M., *Analisi dei fabbisogni energetici di un'azienda agroalimentare*, Università degli Studi di Perugia.

problema che viene ora a presentarsi è un problema di allocazione delle risorse con l'obiettivo di massimizzazione del profitto:

- Posta la priorità sull'autoconsumo, si vuole scegliere trimestre per trimestre come impiegare il gas prodotto (rivendita a terzi, scorta, autoconsumo), il gas a scorta (autoconsumo, rivendita a terzi) ed il gas dei fornitori (eventuale acquisto per coprire i consumi);
- La scelta avviene con l'obiettivo di massimizzare la differenza tra profitto, ottenuto come risparmio di gas acquistato e guadagno dall'eventuale rivendita, e costi, che in questo caso si riducono ai costi di stoccaggio, essendo i costi di produzione costi cosiddetti *inevitabili*, poiché indipendenti dalle scelte prese in considerazione.

La risoluzione di questo problema è affidata in questo caso al metodo computazionale di *analisi lineare*. Una volta definite le variabili, il problema è detto lineare poiché la funzione obiettivo, da massimizzare o minimizzare, è esprimibile attraverso le stesse in un polinomio di primo grado; in particolare parliamo in questo caso di problema lineare continuo, poiché le variabili possono assumere qualunque valore all'interno del dominio, e non solo valori discreti. A livello pratico, il metodo consiste nel selezionare delle variabili, una funzione esprimibile attraverso esse da massimizzare o minimizzare, ed esprimere i limiti di esistenza delle variabili attraverso delle disequazioni lineari; la computazione è stata affidata poi al risolutore di Excel.

I dati economici esterni necessari per la risoluzione, definiti per ogni trimestre, sono definiti nella Tabella 12:

| trimestre | I | II | III | IV |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| prezzo garantito RIVENDITA allo Stato €/m ³ | 0,1522 | 0,1273 | 0,1694 | 0,1908 |
| ipotesi costo ACQUISTO da fornitore €/m ³ | 0,2492 | 0,1998 | 0,2255 | 0,2453 |
| costo trimestrale unitario di scorta €/m ³ | <i>Da definirsi</i> | <i>Da definirsi</i> | <i>Da definirsi</i> | <i>Da definirsi</i> |

Tabella 12 Schema costi di acquisto, rivendita e stoccaggio biogas.

Il prezzo di rivendita allo Stato è definito da incentivo e riportato mensilmente dal portale GSE, in questo caso sono state riportate le medie dei prezzi forniti dall'avvio dell'incentivo (periodo marzo 2018-luglio 2020); il possibile costo di acquisto da terzi è stato calcolato partendo dalla media della spesa di acquisto di gas naturale nell'anno 2019, fornita dal portale GSE e pari a 0,23€/m³, rimodulati sui trimestri secondo la oscillazione media osservata negli anni precedenti. Il valore del costo di stoccaggio, non univoco dalla letteratura, è stato soggetto di una ulteriore analisi, in prima istanza è posto pari a 0 €/m³.

Come introdotto, i valori di domanda ed offerta sono le variabili del modello e non hanno valore di partenza: il valore di produzione annua una volta selezionato è distribuito equamente lungo i 4 trimestri, mentre il profilo di domanda è ridistribuito secondo stagionalità, seguendo le percentuali già utilizzate sul profilo industriale (Grafico 4).

Definite i precedenti dati, le variabili selezionate, espresse in m³, sono le seguenti:

- Frazione di gas prodotto direttamente consumato (D_a);
- Gas acquistato per sopperire alla domanda (A_a);
- Frazione di gas prodotto messo a scorta (D_s);
- Frazione di gas prodotto rivenduto (D_r);
- Frazione di gas da scorta estratto per consumo (S_a);
- Frazione di gas da scorta estratto per rivendita (S_r);
- Scorta fine trimestre (S_{fin}).

Questa impostazione, ripetuta per i 4 trimestri, è quindi basata su 32 variabili differenti, poste non negative e continue.

Selezionate le variabili, è stata predisposta la funzione obiettivo: si sottolinea in questo caso come nel processo computazionale non si dà importanza al valore assoluto ottenuto dalla funzione obiettivo, che può essere analizzato in altre sedi, bensì alla sua massimizzazione o minimizzazione attraverso la variazione delle variabili che la definiscono. Fra le due opzioni si è scelta la funzione obiettivo "utile", che va quindi massimizzata; essa è così definita:

$$utile \text{ [€]} = U = Ricavi - costi = \sum_{i=1}^4 p_r * (D_r + S_r) - \left(\sum_{i=1}^4 c_s * S_{fin} + \sum_{i=1}^4 c_a * A_a \right)$$

- p_r prezzo garantito RIVENDITA allo Stato €/m³;
- c_s costo trimestrale unitario di scorta €/m³;

- c_a ipotesi costo ACQUISTO da fornitore €/m³ (esposti secondo Tabella 16).

I ricavi sono quindi generati dalla rivendita del biometano, sia esso prodotto nel trimestre stesso o preso dalle scorte, mentre i costi sono quelli di stoccaggio e quelli dell'acquisto di gas mancante, dove necessario. Definire la funzione utile come funzione da massimizzare non implica necessariamente la positività della stessa: si può ipotizzare che nei casi in cui la domanda superi di molto l'offerta, la necessità di acquistare gas da terzi per soddisfare i fabbisogni energetici porti la funzione in negativo; in questo caso la massimizzazione dell'utile coinciderà con la minimizzazione delle perdite.

I limiti delle variabili definiscono il campo di ricerca per il la computazione, possono riferirsi ad un'unica variabile o a combinazioni lineari delle stesse, e vengono espresse sotto forma di uguaglianze o disuguaglianze. In questo caso vengono sono limiti di coerenza, selezionate in modo che le variabili che rappresentano la frazione di un insieme sommate raggiungano l'esatta dimensione dell'insieme stesso. Esse vanno definito per l'i-esimo trimestre, e ad esse si aggiunge automaticamente la condizione di non negatività. L'esposizione delle variabili è la seguente:

- D_{r-i} < produzione i-esimo trimestre;
- A_{a-i} < domanda i-esimo trimestre;
- D_{s-i} < produzione i-esimo trimestre;
- S_{r-i} < scorta del trimestre i-1;
- S_{a-i} < scorta del trimestre i-1;
- $A_{a-i} + D_{a-i} + S_{a-i} =$ domanda i-esimo trimestre;
- $D_{a-i} + D_{r-i} + D_{s-i} =$ produzione i-esimo trimestre;
- $S_{fin-i} = S_{fin-(i-1)} - S_{r-i} - S_{a-i} + D_{s-i}$ (la scorta in un trimestre è quindi pari alla scorta del trimestre precedente più la componente di produzione messa a scorta meno la componente di scorta estratta per consumo o rivendita; questo evidenzia come la variabile S_{fin} sia quindi una variabile dipendente nella risoluzione del problema).

Anche in questo caso, le condizioni sono 8 per ogni trimestre, per un totale di 32 limiti; definiti questi limiti e la funzione obiettivo da massimizzare, il problema di programmazione lineare è risolvibile automaticamente dal risolutore di Excel.

Analisi di sensitività per i costi di stoccaggio

La ricerca di valori di costo di stoccaggio mensili o trimestrali in letteratura o attraverso fonti commerciali di questo servizio non ha offerto dati certi ed univoci; si è quindi deciso di procedere attraverso una analisi di sensitività dei valori di costo di stoccaggio: osservare come il modello di programmazione lineare si comporti al variare dei suddetti valori, così da trovare una soglia limite che renda sconveniente mantenere a scorta il biometano per utilizzi in trimestri diversi da quello di produzione.

Dovendo in questo caso aggiungere una nuova variabile al sistema, si è imposto come fisso il rapporto tra fabbisogno di biometano e biometano prodotto, così da operare solamente sui valori di costo di stoccaggio; posto il valore di produzione annua pari di 5.691.140 Sm³ di gas naturale, produzione dell'impianto da 750 kW già analizzati, sono poi stati analizzati 3 casi:

- Fabbisogno annuale pari alla produzione annuale;
- Fabbisogno annuale doppio rispetto alla produzione annuale;
- Fabbisogno annuale pari al 50% della produzione annuale.

Posti questi dati, sono stati analizzati gli scenari limite di costo di produzione pari a 0 €/m³*trimestre, che offre uno scenario con scorta non nulla nei trimestri, e 0,1€/m³*trimestre, che offre invece uno scenario ottimizzato per scorta nulla, procedendo poi secondo il metodo di bisezione per trovare il valore limite per cui la scorta si azzerasse, con livello di risoluzione pari a 0,0005€/m³*trimestre.

Risultati

Impianto Biogas

Il modello NPV offerto permette di valutare la fattibilità economica di un impianto di produzione di biogas da biomassa agricola lungo 15 anni di vita utile. La durata del progetto è stata stabilita per coincidere con il periodo di incentivazione statale garantita dallo Stato Italiano, mentre la taglia dell'impianto valutata è fra i 100 ed i 300 kW: tale è la fascia per cui sono ritenuti affidabili i dati ritrovati in letteratura, ed inoltre 300 kW è il limite massimo per accedere all'incentivo. Verranno ora esposti degli scenari simbolo significativi dal punto di vista economico.

| Taglia impianto (kW) | NPV (€) | Break Even Point (y) |
|----------------------|-------------|----------------------|
| 100 | -1.499.289€ | // |
| 200 | -537.441€ | // |
| 259,5 | 0 | 20 |
| 300 | 360.831€ | 12 |

Tabella 13 Risultati NPV per vari impianti-caso base.

Come illustrato dalla Tabella 13, non tutta la fascia di potenza degli impianti qui analizzata offre un rendimento utile in termini economici: in particolare la soglia limite per raggiungere il pareggio di bilancio si raggiunge a circa 260kW. Il meccanismo di economia di scala rende sempre più redditizio l'investimento ad aumentare della dimensione dell'impianto, essendo la componente positiva del margine di guadagno, ottenuta come differenza tra ricavi e costi annui, proporzionale alla potenza dello stesso (Tabella 14). Interessante notare come il margine di guadagno diventi positivo già a valori molto bassi, sotto i 150kW, ma questo non è condizione sufficiente per il raggiungimento del pareggio di bilancio a fine progetto: un impianto da 200 kW offre ampi margini di guadagno annuo, ma il flusso di cassa attualizzato dopo 15 anni rimane negativo per oltre mezzo milione di euro, a causa dell'alto investimento iniziale.

| Taglia impianto (kW) | Margine guadagno annuo € |
|----------------------|--------------------------|
| 100 | -40.651€ |
| 137,2 | 0€ |
| 200 | 68.697€ |
| 300 | 178.046€ |

Tabella 14 Margini di guadagno previsti (€) per vari impianti.

Il Grafico 5 mostra l'andamento del flusso di cassa attualizzato per il caso più virtuoso, da 300 kW: è possibile osservare come nei primi anni la restituzione delle quote di prestito mantiene molto basso il margine di guadagno, che diventa poi evidente a partire dall'anno 6 e permette il raggiungimento del pareggio di bilancio all'anno 12. In questo caso, il ROI, *Return on Investment*, calcolato come rapporto tra NPV e investimento iniziale, è del 24%.

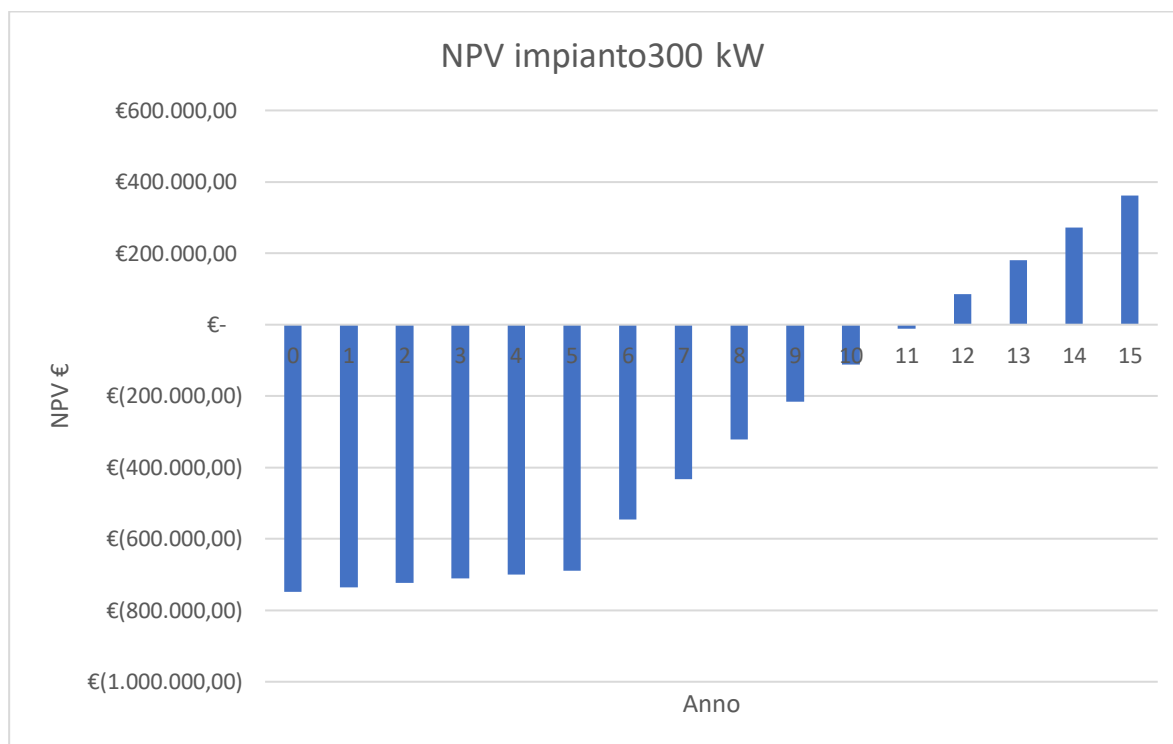


Grafico 5 Progressione della sommatoria di cassa attualizzata per impianto da 300kW.

Due ulteriori considerazioni si possono fare riguardo la biomassa utilizzata ed il valore dell'incentivo.

Impianti di dimensioni relativamente basse come quelli nella fascia qui analizzata possono essere alimentati anche con solo scarto animale, senza ricorrere agli energy crops. Dal punto di vista ecologico, inoltre, l'utilizzo di scarti favorisce la chiusura del ciclo dell'economia circolare, tramutando una spesa di gestione e trattamento di vero e proprio rifiuto in guadagno; al contrario l'abuso di colture specifiche potrebbe portare a privilegiare quest'ultime, che potrebbe addirittura prendere il sopravvento sulle normali colture del territorio. Il nostro modello presenta costo di acquisizione zero per la biomassa formata da soli scarti animali, ed in questo caso il rendimento aumenta generando migliori valori di NPV (Tabella 15).

| Taglia impianto (kW) | NPC (€) | Break Even Point (y) |
|----------------------|-------------|----------------------|
| 100 | -1.063.460€ | // |

| | | |
|-------|------------|----|
| 158.3 | 0€ | 0 |
| 200 | 217.368€ | 13 |
| 300 | 1'467.916€ | 6 |

Tabella 15 Risultati NPV per vari impianti- caso con costi materie prime azzerati.

Se si analizza, ad esempio, l'impianto di taglia media, da 200 kW (Grafico 6), vediamo come il costo delle materie prime sia il discriminante tra un imprendimento economicamente sostenibile piuttosto che fallimentare. Si sottolinea nuovamente l'effetto della riscossione delle quote del prestito, che in questo caso abbassa addirittura il valore di sommatoria dei flussi di cassa durante i primi cinque anni.

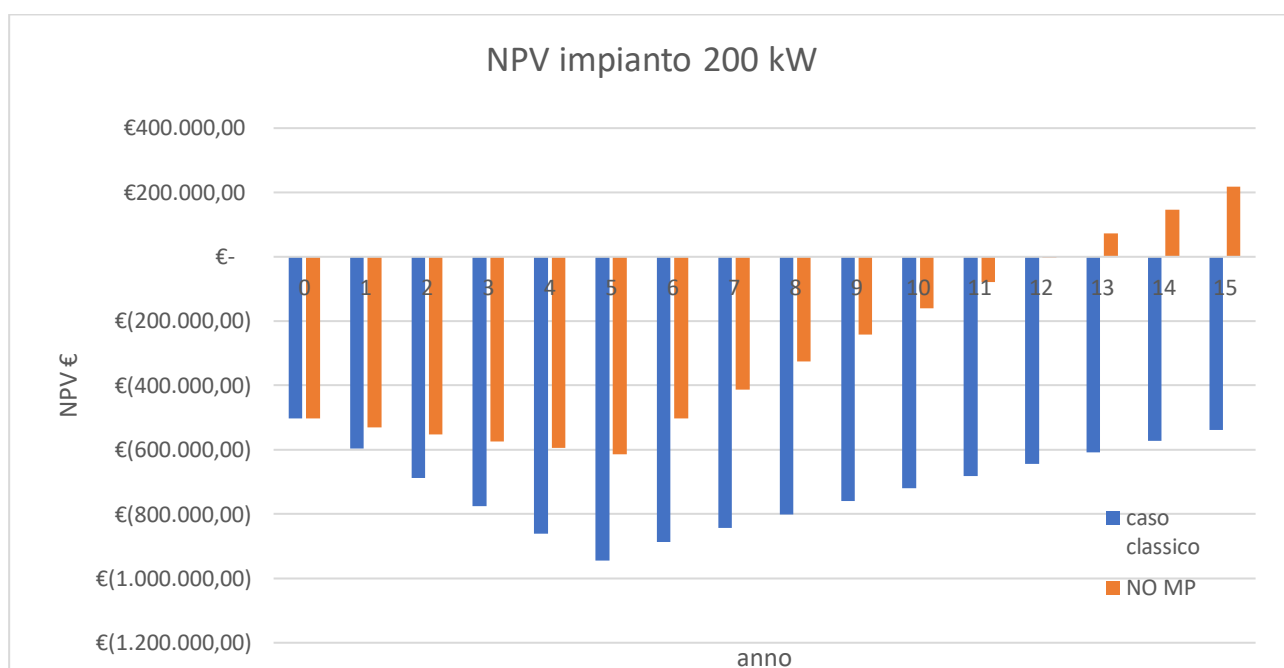


Grafico 6 Confronto flussi di cassa nell'impianto 200 kW.

Come anticipato, la presenza di incentivi statali sono inoltre di fondamentale importanza per questo investimento: l'incentivo attuale tuttora usufruibile permette la rivendita garantita a 0,233€/kW, se esso non fosse presente potremmo ipotizzare una vendita a prezzo di mercato, in prima istanza pari a 0,13€/kW. Con tale prezzo di mercato, il modello mostra NPV negativo anche per l'impianto di maggior resa, quello da 300kW; nemmeno l'azzeramento dei costi delle materie prima sopra ipotizzato permetterebbe il raggiungimento del pareggio di bilancio. Altre considerazioni sugli incentivi saranno analizzate nel secondo modello.

Impianto Biogas con upgrading a Biometano

Il secondo modello affianca all'impianto di produzione di biogas già analizzato un impianto di upgrading a biometano. Il maggior investimento economico sposta la fascia di analisi su impianti di dimensione maggiori, tra i 750 ed i 1050 kW, e su tempi più lunghi, pari a 20 anni di vita utile; si ricorda inoltre che gli incentivi per questo tipo di impianti hanno una durata minore, di soli 10 anni.

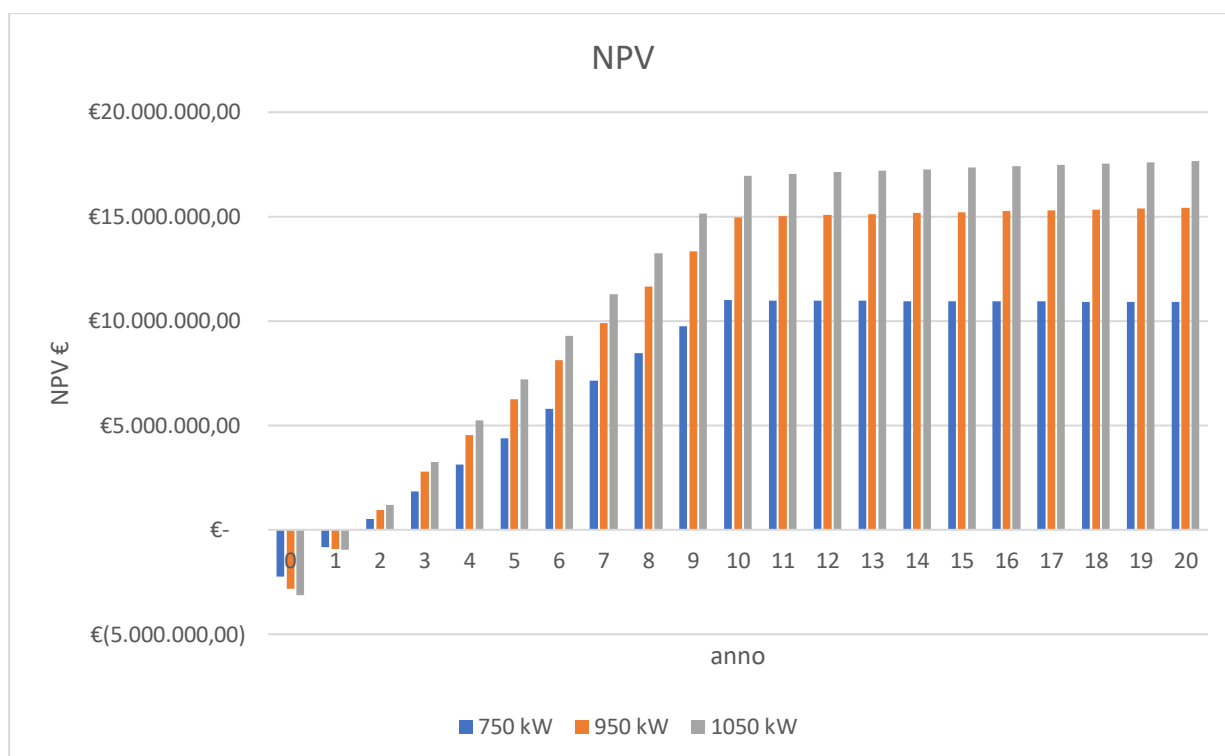


Grafico 7 Progressione flussi di cassa attualizzato per ipotetici scenari di impianti di produzione biometano nella fascia analizzata.

L'impianto di produzione di biometano, anche se con costi di investimento molto più alti, permette un ritorno nell'investimento in brevissimo tempo (Grafico 7), con un *break even point* raggiunto già al secondo anno di esercizio; si possono in particolare osservare due fasi dell'investimento:

- Fasi 1 (periodo 0-10 anni) con incentivo statale, durante la quale si concentra tutto il periodo di guadagno economico del progetto, trainato dall'incentivo statale tramite emissione di certificati CIC;
- Fase 2 (periodo 11-20 anni) a cessazione dell'incentivo, in cui il margine di guadagno è sostanzialmente annullato, ricavi e costi di mantenimento si equivalgono.

Anche in questo caso sono quindi gli incentivi a sostenere il guadagno dell'impianto. Se infatti annullassimo l'emissione di certificati CIC anche l'impianto da 1050 kW, pur mantenendo un margine di guadagno positivo, non rientrerebbe nell'investimento iniziale; al contrario, i CIC assicurano un ricavo talmente alto che se anche il gas fosse ridistribuito gratuitamente in rete l'impianto rimarrebbe profittevole. Si viene a mostrare quindi uno squilibrio sull'entità dell'incentivo, da una parte necessario per sostenere un'impresa ecologicamente virtuosa, dall'altra sproporzionato rispetto all'effettiva necessità. Casi analoghi in stati della comunità europea (Moreno et al 2020) hanno evidenziato come un sistema di incentivazione sia effettivamente necessario, potrebbe quindi essere valutabile una sua modifica nel valore assoluto, legandola per esempio alle dimensioni dell'impianto così da non renderlo eccessivo.

Comunità energetica- utenza domestica

L'ipotesi di comunità energetica basata su utenze domestiche appare dal modello come non ottimale: come illustrato in Grafico 8, anche un gran numero di utenze, in questo caso 50, incidono solo per l'1% sulla produzione annuale di gas. Da una parte, questo significa che l'impatto negativo sul rendimento economico dell'impianto è minimo, con una calo di guadagni pari a 6900€; l'obiettivo delle comunità energetiche, sia per definizione legislativa sia per ottica etico-ambientale, non è però ottenere profitto dalla produzione energetica, bensì ridistribuire al meglio energia prodotta da fonti rinnovabili per sopperire alle esigenze delle comunità più prossime, scenario che in questo caso non viene ad avverarsi. Un numero superiore di utenze estenderebbe presumibilmente il territorio d'interesse oltre le prossimità dell'impianto, escludendo la clausola di prossimità necessaria per definizione in una comunità energetica. In questo caso le utenze domestiche, quindi, non possono essere le uniche recepti dell'energia prodotta, ma possono piuttosto essere delle usufruttuarie secondarie accostati a dei consumatori di energia maggiori.

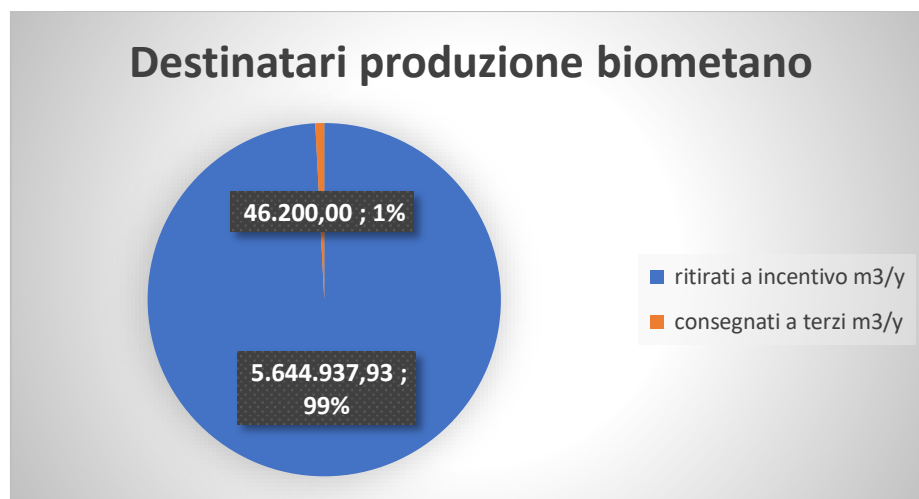


Grafico 8 Ridistribuzione prevista del biometano prodotto annualmente, caso 50 nuclei familiari.

Comunità energetica- utenza industriale

In questo caso l'analisi è progettata su una generica utenza industriale i cui consumi annui sono intenzionalmente posti uguali al valore di produzione dell'impianto da noi selezionato, con potenza di 750 kW. Questa è quindi l'utenza ideale per una ipotetica comunità energetica dal punto di vista ambientale, perché permetterebbe di utilizzare tutta l'energia da fonti rinnovabile in loco, coprendo un fabbisogno che prima soddisfatto con risorse più inquinanti. Dal punto di vista economico, i certificati CIC assicurano un ricavo così alto che il PNV si mantiene positivo (3'225'674 € al ventesimo anno), rendendo l'investimento profittevole anche dal punto di vista economico. Il punto critico dello scenario è la gestione delle scorte (Grafico 9).

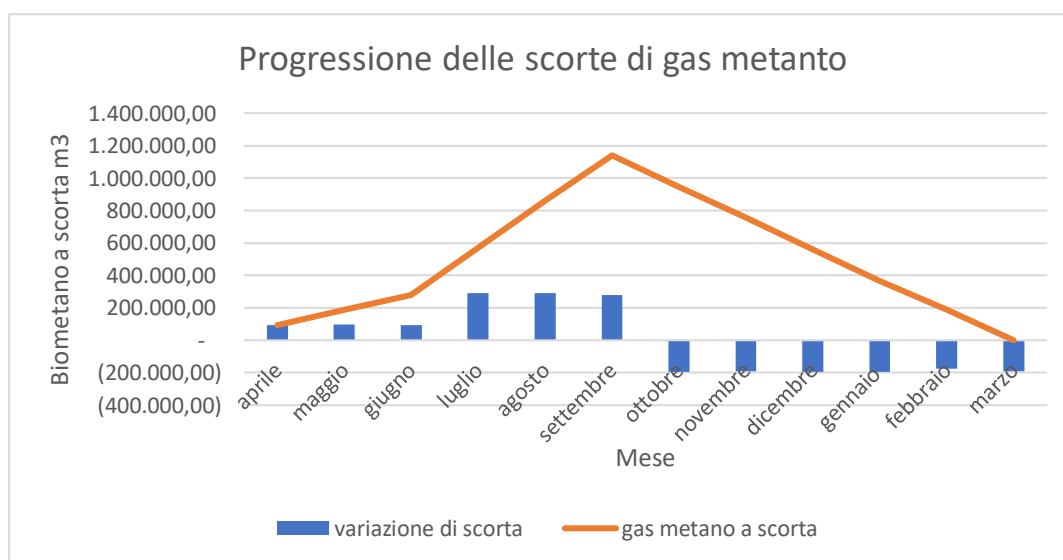


Grafico 9 Scenario comunità energetica di utenze industriali- ipotetica progressione temporale del livello di scorta.

Riutilizzare tutto il gas prodotto necessiterebbe infatti di una grande capienza di scorta, tale da poter accumulare il più possibile nei due trimestri centrali dell'anno il biometano da poter poi utilizzare negli altri mesi. In questo caso la scorta massima raggiunta dovrebbe essere di 1.139.000 Sm³; il modello inoltre prevede un costo fisso annuale legato all'impianto di stoccaggio, secondo letteratura, ma potrebbe essere necessario legarlo ai volumi, soprattutto se alti come in questo caso. Un'alternativa sarebbe cercare un'utenza, o un gruppo di utenze, con consumi costanti o pressoché costanti durante l'anno, in modo da dovere accumulare volumi di scorta minimi.

Programmazione lineare e analisi di sensitività dei costi di stoccaggio

Il modello di programmazione lineare permette di gestire con più attenzione il biometano in stoccaggio: come già evidenziato i certificati CIC rendono il progetto sostenibile anche quando il fabbisogno di gas raggiunga il livello di produzione annuo, il soggetto del problema è quindi come ottimizzare la scorta in modo da migliorarne la gestione dal punto di vista economico.

La Tabella 16 recupera il caso di utenza industriale precedentemente analizzato, con domanda di gas pari alla produzione e costo di stoccaggio nullo: come atteso, gli eccessi dei trimestri centrali vengono messi a scorta per sostenere i fabbisogni del resto dell'anno, con acquisto da terzi pari a zero.

| | trimestri | | | |
|------------------------------------|--------------|-----------|-----------|---------------|
| | I | II | III | IV |
| richiesta % | 35% | 20% | 10% | 35% |
| richiesta m3 | 1.991.898,27 | 1.138.228 | 569.113,8 | 1.991.898,274 |
| produzione m3 | 1.422.784 | 1.422.784 | 1.422.784 | 1.422.784 |
| autoconsumo | 1.422.784 | 1.138.228 | 569.113,8 | 1.422.784 |
| rivenduti | 0 | 0 | 0 | 0 |
| acquistati da terzi | 0 | 0 | 0 | 0 |
| messi a scorta | 0 | 284.556,9 | 853.670,7 | 0 |
| estratti da scorta PER RIVENDITA | 0 | 0 | 0 | 0 |
| estratti da scorta PER AUTOCONSUMO | 569.113,79 | 0 | 0 | 569.113,79 |
| scorta | 569.113,79 | 853.670,7 | 1.707.341 | 1.138.227,58 |

Tabella 16 Risoluzione in programmazione lineare, fabbisogni pari alla produzione, costo di stoccaggio nullo.

Quando invece i fabbisogni sono minori alla produzione annuale (Tabella 17) l'eccesso viene messo a scorta per la rivendita successiva: il costo di stoccaggio nullo permette di mantenere a scorta fino al trimestre in cui la rivendita ha il massimo rendimento, senza avere costi aggiuntivi.

| | trimestri | | | |
|------------------------------------|--------------|-----------|-----------|--------------|
| | I | II | III | IV |
| richiesta % | 35% | 20% | 10% | 35% |
| richiesta m3 | 995.949,14 | 569.113,8 | 284.556,9 | 995.949,14 |
| produzione m3 | 1.422.784 | 1.422.784 | 1.422.784 | 1.422.784 |
| autoconsumo | 995.949,137 | 569.113,8 | 284.556,9 | 0 |
| rivenduti | 0 | 0 | 0 | 1.422.784 |
| acquistati da terzi | 0 | 0 | 0 | 0 |
| messi a scorta | 426.835,34 | 853.670,7 | 1.138.228 | 0 |
| estratti da scorta PER RIVENDITA | 0 | 0 | 0 | 1.422.784 |
| estratti da scorta PER AUTOCONSUMO | 0 | 0 | 0 | 995.949,14 |
| scorta | 1.849.619,83 | 2.703.291 | 3.841.518 | 1.422.784,48 |

Tabella 17 Risoluzione in programmazione lineare, fabbisogni pari al 50% della produzione, costo di stoccaggio nullo.

Questo modello permette altresì di verificare quali siano i valori soglia per i costi di stoccaggio, a che livello non sia più conveniente mantenere scorta.

| CASI | | prezzo stoccaggio €/m ³ *trimestre | | | | | | | |
|-----------------------------|-----|---|-------|---------|----------|--------|---------|------|-----|
| | | 0 | 0,025 | 0,03125 | 0,034375 | 0,0375 | 0,04925 | 0,05 | 0,1 |
| rapporto produzione/domanda | 1 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| | 2 | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| | 1/2 | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |

Tabella 18 Schema di analisi di sensitività dei costi di stoccaggio: in verde i casi in cui la scorta è maggiore di zero per almeno un trimestre, in rosso i restanti.

Costo di stoccaggio nullo rende conveniente mettere del gas a scorta anche nel caso in cui i fabbisogni siano maggiori della produzione: il gas a scorta viene usato poi nei trimestri in cui il costo di acquisto da fornitori terzi è più alto, in modo da abbassare il più possibile i costi totali. Al contrario, costi di 0,1 €/m³*trimestre rendono sconveniente la scorta anche con fabbisogni minori della produzione: è più conveniente rivendere subito l'eccesso e acquistare ciò che manca successivamente che tenere una scorta per i mesi coi consumi più alti.

Partendo da questi costi limite si è proceduto con il metodo di bisezione sui 3 scenari per scoprire il valore per cui la scorta conveniente era pari a zero (Tabella 18): tra 0,031 e 0,035 €/m³*trimestre il costo di stoccaggio diventa insostenibile anche nel caso di produzione superiore ai fabbisogni.

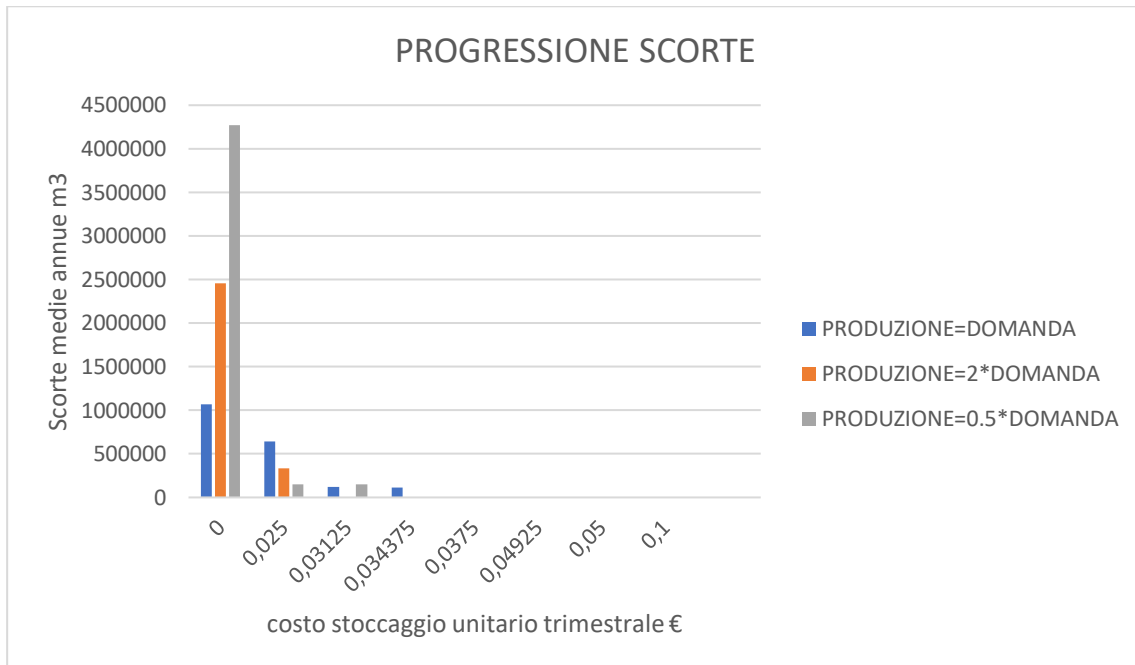


Grafico 10 Progressione della scorta trimestrale media al variare dei costi di stoccaggio, nei tre diversi scenari.

Il Grafico 10 mostra, in sintesi, i risultati dell'analisi: l'utilità della scorta cala molto rapidamente al crescere dei costi di stoccaggio, ed è nulla superati i 0,036 €/m³*trimestre. Il gas stoccato è solitamente messo a scorta in forma liquida (L-BNG), dopo un processo di pressurizzazione e raffreddamento tramite tecnologie apposite: un processo così complesso, unito a dei costi di stoccaggio limite così basso, pare quindi suggerire come migliore l'ipotesi di utilizzo diretto del biogas, sia esso per consumi interni o per rivendita, anche a costo di doverne riacquistare successivamente.

Conclusioni

L'economia circolare dalla seconda metà degli anni Novanta si sta affermando a livello globale come il miglior compromesso tra crescita economica e sostenibilità ambientale: creare dei flussi chiusi di materiale ed energia, sfruttati a livello locale, permette di abbassare il costo di gestione degli scarti, quello di rifornimento di materie prime, e diminuisce l'impatto del sistema industria nell'ambiente in cui si colloca. In particolar modo, nel territorio della comunità Europea, che offre risorse scarse dal punto di vista energetico e di affida a Stati terzi in complesse situazioni geopolitiche come fornitori, un modello di economia circolare e sfruttamento di bioenergie permetterebbe di garantire stabilità economica e ridurre l'inquinamento derivato dal trasporto di gas naturale e petrolio.

In quest'ottica, il biogas e biometano possono essere una opzione estremamente favorevole. Il gas è ricavato dal trattamento tramite fermentazione anaerobica di scarti organici (scarti animali, scarti agricoli, rifiuto umido municipale, fanghi di depurazione delle acque), ed il suo sfruttamento come carburante o generatore di energia o calore riduce le emissioni di gas serra rispetto ai normali combustibili fossili. La tecnica di produzione del biogas è di semplice applicazione tecnologica, poiché basata su fermentazione anaerobica spontanea in condizioni controllate della biomassa: ciò che si ottiene è un gas con tenore di metano fra il 30 ed il 40%, tenore di anidride carbonica fino al 50% e tracce minori di vapore, acido solfidrico e nitriti; la biomassa fermentata viene definita digestato e può essere utilizzata come fertilizzante agricolo. Il biogas prodotto può essere raffinato per elevarne il tenore di metano fino al 95-99% tramite pretrattamenti ed estrazione dell'anidride, così da poter essere immesso nella rete di distribuzione nazionale del gas naturale. Le tecnologie di upgrading sono di diverso genere, tra le più mature abbiamo quelle di adsorbimento (PSA) e assorbimento (HPWS), mentre la ricerca è ancora in atto sui materiali per la separazione a membrana (MS) e sui costi degli impianti criogenici (CS).

I modelli di analisi economica qui presentati hanno mostrato come:

- Con il sistema di incentivazione Italiano, un impianto di produzione di biogas da biomassa agricola debba raggiungere taglia minima tra i 140 ed i 260 kW, a seconda del costo della biomassa, per essere economicamente sostenibile. Il sistema di incentivi, che garantisce un prezzo di acquisto dell'energia, è fondamentale per la sostenibilità del sistema.

- Nella fascia analizzata, tra i 750 ed i 1050 kW, gli impianti di produzione di biometano risultano sempre economicamente sostenibili, con Break Even Point entro i due anni ed alto ritorno sull'investimento. Il sistema di Incentivi, che garantisce una rendita per la produzione di energia elettrica tramite certificati CIC e un prezzo di acquisto garantito, è fondamentale anche in questo secondo caso, ma appare sproporzionato rispetto alle esigenze economiche; un sistema a scaglioni rispetto alla dimensione degli impianti, che abbassi proporzionalmente il ritmo di emissione degli impianti, potrebbe quindi essere più proporzionato rispetto alle reali necessità dell'impianto.

Dal punto di vista ambientale, la sostenibilità dell'impresa potrebbe essere massimizzata tramite la creazione delle cosiddette comunità energetiche, gruppi di utenze che sfruttano a titolo gratuito l'energia da fonti rinnovabile prodotta da un impianto a loro prossimo; in questo modo, energia prodotta da combustibili fossili viene sostituita da energia pulita, che ha inoltre il vantaggio di non necessitare di particolari infrastrutture per il trasporto della stessa grazie al fattore prossimità.

L'impianto di produzione di biometano qui ipotizzato, con taglia pari a 750kW, non è compatibile con una comunità energetica di sole utenze domestiche, i cui consumi sono troppo bassi per usufruire al pieno dell'energia prodotta. Utenze industriali dai consumi maggiori potrebbero quindi essere più adatte; in questo caso però la differenza tra il profilo di produzione energetico (costante durante l'anno) e il profilo di domanda di gas dell'azienda (variabile a ritmo stagionale), rende necessario un sistema di stoccaggio di grosse dimensioni, tale da permettere di non fare affidamento a fornitori di energia terzi.

Il modello di programmazione lineare proposto permette quindi di risolvere le criticità della gestione del biometano prodotto, fornendo a ritmo trimestrale la soluzione di impiego ottimale in funzione della produzione di gas, della domanda, dei costi di acquisto da terzi, dei costi di rivendita garantiti e dei costi di stoccaggio. In questo modo diviene evidente in quali casi la produzione di gas in eccedenza debba essere rivenduta direttamente, piuttosto che messa a scorta per esigenze già preventivate. Il modello permette inoltre di indagare sui costi unitari di stoccaggio trimestrale, la cui quantificazione non è chiara in letteratura: si evidenzia come costi superiori ai $3,5\text{€}/\text{m}^3 \cdot \text{trimestre}$ rendano sconveniente la scorta anche in casi di produzione di gas superiore al fabbisogno.

Studi successivi potrebbero quindi concentrarsi su studi di sensitività sui valori dell'incentivazione, così da proporre una fascia di valori variabile, più accurata rispetto alle

reali necessità economiche dell'impresa; sarebbe inoltre utile confrontarsi con realtà del territorio, sia a livello di produttori di biogas sia a livello di fornitori di servizi per quest'ultimi, così da verificare nella pratica la veridicità di questi ed altri modelli presenti in letteratura.

Bibliografia

- Amon T, Amon B, Kryvoruchko V, MachMuller A, Hopfner- Sixt K, Boriroza V, Hrbek R, Friedel J, Potsch E, Wagentristel H, Schreiner M, Zollitsch W (2007) *Methane production through anaerobic digestion of various energy crop grown in sustainable crop rotations*. *Bioresour Technol* 98:3204-3212.
- Andersen, M.S, *An introduction note on the environmental economics fo the circular economy*. *Sustain. Sci.* (2007) 2, 133-140.
- Angelidaki I, Treu L, Tsapekos P, Luo G, Campanaro S, Wenzel H, Kougias P. G, *Biogas upgrading and utilization: Current status and perspective*. *Biotechnology Advances* (2018) 36: 452-466.
- Appels L, J. Baeyens, J. Degreve, R. Dewil. *Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge*. *Progress in Energy and Combustion Science* 34 (2008) 755-781.
- Baena-Moreno F. M, Sebastia-Saez D, Wang Q, Reina T. R, *Is the production of biofuels and bio-chemicals always profitable? Co-production of biomethane and urea biogas as case study*. *Energy Conversion and Management* 220 (2020) 113058.
- Bagi Z, Acs N, Balint B, Hovrath L, Dobo K, Perei KR, Rakhely G, Kovacs KI. *Biotechnological intensification of biogas production*. *Appl. Microbiol. Biotechnol* (2007) 76: 473-482.
- Bauer F, Persson T, Hulteberg C. *Biogas upgrading–technology overview, comparison and perspectives for the future*. *Biofuels, Bioprod Biorefining* (2013) 7(5):499–511.
- Bortoluzzi, G., Gatti, M., Sogni, A., Consonni, S., *Biomethane production from agricultural resources in the Italian scenario: techno-Economic analysis of water wash*. *Chem. Eng. Trans.* (2014).
- Braun R. *Biogas from energy crop digestion*. IEA Task 37 Brochure (2009), International Energy Agency, Paris France.
- Budzianowski, W.M., Brodacka, M., *Biomethane storage: evaluation of technologies end uses, business models, and sustainability*. *Energy Convers. Manag.* (2017)

Chinnici, G., Selvaggi, R., D'Amico, M., Pecorino, B., *Assessment of the potential energy supply and biomethane from the anaerobic digestion of agrofood feedstocks in Sicily*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* (2018).

Cucchiella F, D'Adamo I, Gastaldi M. *An economic analysis of biogas-biomethane chain from animal residues in Italy*. *Journal of Cleaner Production* 230 (2019) 888-897.

Cucchiella, F., D'Adamo, I., Gastaldi, M., Miliacca, M., *A profitability analysis of small-scale plants for biomethane injection into the gas grid*. *J. Clean. Prod* (2018).

Daly H, *Ecological Economics and Sustainable Development: Selected Essays* Edward Elgar Publishing, Cheltenham (2007).

De Clercq, D., Wen, Z., Fan, F., *Performance evaluation of restaurant food waste and biowaste to biogas pilot projects in China and implications for national policy*. *J. Environ. Manag* (2017).

Domack C. *Stickstoff in Biogasanlagen*. VDI-Ver (2009) 2057:155-171.

Ellen Macarthur Foundation, 2013. *Towards the Circular Economy*. <http://www.ellenmacarthurfoundation.org/business/reports>.

Ferella F., Cucchiella F., D'Adamo I., Gallucci K., *A techno-economic assessment of biogas upgrading in a development market*, *J. Clean. Prod* (2019) 210. 945-957.

Ferella F., Puca., Taglieri G., Rossi L., Gallucci K., *separation of carbon dioxide for biogas upgrading to biomethane*, *J. Clean. Prod* (2017).

Geissdoerfer M, P. Savaget N. M. P. Bocken, E. J. Hultink. *The circular economy – A new sustainability paradigm?*. *Journal of Cleaner Production* 143 (2017) 757-768.

Gemmeke B, Rieger C, Weiland P. *Biogas-Messprogramm II*, 61 Biogasanlagen im Vergleich (2009) FNR, Gulzow.

Ghisellini P, C. Cialani, S: Ulgiati, *A review on circular economy: the expected transition to a balanced interplay of environmental and economic systems*, *Journal of Cleaner Production* 114 (2016) 11-32.

Gujer W., Zehnder AJB, *Conversion process in anaerobic digestion*. *Water Sci. Technol.* (1983) 15:127-167.

- Gwehenberger, G., Erler, B., Schnitzer, H., 2003. *A Multi-Strategy approach to zero emissions*. Article presented at technology foresight summit 2003, Budapest 27-29 March 2003. United Nations Industrial Development Organization.
- Hagman I., Blumenthal A., Eklund M., Svensson N., *The role of biogas solutions in sustainable biorefineries*. J. Clean. Prod (2018).
- Hullu J, Waassen J, Van Meel P. *Comparing different biogas upgrading techniques*. Eindhoven Univ Technol (2008) 56:56–100.
- James D. Browne, Eoin Allen & Jerry D. Murphy (2013) *Evaluation of the biomethane potential from multiple waste streams for a proposed community scale anaerobic digester*, Environmental Technology, 34:13-14, 2027-2038.
- Khan I. U, Othman M. H. D, Hashim H, Matsuura T, Ismail A.F, Rezai-DashtArzhandi M, Wan Azelee I, *Biogas as a renewable energy fuel- A review of biogas upgrading, utilisation and storage*. Energy Conversion and Management 150 (2017) 277-294.
- Kircherr J, D. Reike, M. Hekkert. *Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions*. Resources, Conservation & Recycling 127 (2017) 221-232.
- Korhonen J, A. Honkasalo, J. Seppala. *Circular Economy: The Concept and Its Limitations*. Ecological Economics 143 (2018) 37-46.
- Li., H., Bao, W., Xiu, C., Zhang, Y., Xu, H., 2010. *Energy conservation and circular economy in China's process industries*. Energy 32, 4237-4281.
- Lieder M, A. Rashid. *Towards circular economy implementation: a comprehensive review in context of manufacturing industry*. Journal of Cleaner Production 115 (2016) 36-51.
- Liu C, Wang J, Ji X, Qian H, Huang L, Lu X. *The biomethane producing potential in China: a Theoretical and practical estimation*. Chinese Journal of Chemical Engineering 24 (2016) 920-928.
- Marion, A., 2012. *Chinese Eco-cities: the Implementation of a New Economic Model?* <http://ecocitynotes.com/2012/06/chinese-eco-cities-new-economic-model/>
- Mathews, J.A., Tan, H., 2011. *Progress towards a circular economy: the drivers and inhibitors of eco-industrial initiative*. J. Ind. Ecol. 15, 435-457.

McKendry P. *Energy production from biomass (part 3): gasification Technologies*. Bioresource Technology 83 (2002) 55-63.

Morero, B., Vicentin, R., Campanella, E.A., *Assessment of biogas production in Argentina from co-digestion of sludge and municipal solid waste*. Waste Manag. (2017).

Mshandete A, Bjornsson L, Kivaisi AK, Rubindamayugi MST, Matthiasson B. *Effect of particle size on biogas yield from sisal fibre waste*. Renew energy 31: 2385-2392.

Munoz R, Meier L, Diaz I, *A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading*. Rev Environ Sci Biotechnol (2015) 14: 727-759.

Murray A, K. Skene, K. Haynes. *The Circular Economy: an Interdisciplinary Exploration of the Concept and Application in a Global Context*. J. Bus. Ethics (2017) 140:369-380

Odum, H.T., Odum, E.C., 2001. *A Prosperous Way Down*. University Press of Colorado, Boulder, Co.

Odum, H.T., Odum, E.C., 2006. *A Prosperous Way Down*. Energy 31, 21-32

Patterson T, Esteves S, Dinsdale R, Guwy A. *An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK*. Energy Policy (2011) 39:1806–16.

Pertl A, Mostbauer P, Obersteiner G. *Climate balance of biogas upgrading systems*. Waste Manage. (2010) 30:92–9.

Poschl M, Ward S, Owende P, *Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways*. Applied Energy (2010) 87: 3305-3321.

Schmid C, Horschig T, Pfeiffer A, Szarka N, Thran D. *Biogas upgrading: a Review of national biomethane strategies and support policies in selected countries*. Energies (2019) 12: 3803.

Scotto di Perta E, Cervelli E, Pironti di Campagna M, Pindozi S, *From biogas to biomethane: Techno-economic analysis of an anaerobic digestion power plant in a cattle/buffalo farm in central Italy*. Journal of Agricultural Engineering 2019; vol. L:939.

Sgroi, F., Foder_a, M., Di Trapani, A.M., Tudisca, S., Testa, R., *Cost-benefit analysis: a comparison between conventional and organic olive growing in the Mediterranean Area*. Ecol. Eng. (2015).

Sherwin, C., Evans, S., 2000. *Ecodesign innovation: is “early” always “best”?*. International Symposium on Electronics and the Environment, pp. 112-117.

Stahel W. R., *The circular economy*. (25-6-2020) Nature News & Comment.

Tukker A. *Product services for a resource-efficient and circular economy – a review*. Journal of Cleaner Production 97 (2015) 76-91.

Weiland P. *Biogas production: current state and perspective*. Appl. Microbio. Biotechnol (2010) 85: 849-860.

Yu, F., Han, F., Cui, Zhaojie, C., 2015. *Evolution of industrial symbiosis in an eco-industrial park in China*. J. Clean. Prod. 87, 339-347.

Zhu, D., Wu, Y., 2007. *Plan C: China’s development under the scarcity of natural capital*. Chin. J. Popul. Resour. Environ. 5 (2), 31-42.

Questo lavoro non sarebbe stato possibile senza l'aiuto del Professor Zavanella e di Laura, che mi hanno seguito paragrafo per paragrafo nella scrittura della tesi, spero sappiano quanto io sia grato della loro disponibilità e pazienza.

Ringrazio i miei genitori, mi hanno lasciato libero di seguire il percorso che mi ha portato fino a qui, con il mio ritmo e senza pressioni; questa tesi è soprattutto per loro. Ringrazio poi Paola: grazie a lei ho vissuto il mio giorno di università di gran lunga più emozionante, mi ha ricordato quali siano le cose che contano davvero.

Ringrazio Clotilde, hai percorso con me, passo per passo, ogni momento di questi anni, tu più di tutti conosci le difficoltà che ho vissuto. Grazie di cuore.

Infine, ringrazio tutti i miei amici, con cui ho condiviso pause, aperitivi e serate. Mi auguro ne passeremo molte altre insieme, lamentandoci del lavoro invece che dell'università.

