



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTÀ DI ECONOMIA “GIORGIO FUÀ”

Corso di Laurea Magistrale o Specialistica in Management della Sostenibilità ed Economia
Circolare

**Biometano: Il suo ruolo strategico nella competitività
aziendale agricola e negli obiettivi di transizione
energetica**

Biomethane: Its strategic role in agriculture corporate
competitiveness and energy transition objectives

Relatore: Chiar.mo
Prof. Duca Daniele

Tesi di Laurea di:
Nigro Alessia

Anno Accademico 2021 – 2022

INDICE:

INTRODUZIONE.....	6
CAPITOLO 1 - BIOMETANO E BIOGAS: TRA CRISI E TRANSIZIONE ENERGETICA.....	7
1.1 LA REALTÀ ITALIANA OGGI.....	9
1.2 IL DDS19.....	12
CAPITOLO 2 - BIOGAS E BIOMETANO.....	15
2.1 DEFINIZIONI E POSSIBILI APPLICAZIONI.....	15
2.2 LA PRODUZIONE AGRICOLA DI BIOMETANO COME ESEMPIO DI BIOECONOMIA CIRCOLARE.....	17
2.3 L'ANALISI DEL CONTESTO ATTUALE.....	18
2.4 NATIONAL BIOMETHANE STRATEGIES 2022.....	20
CAPITOLO 3 - IL COMPARTO AGRICOLO PRODUTTORE DI ENERGIA.....	22
3.1 DEFINIZIONI E VINCOLI.....	22
3.2 IL VANTAGGIO COMPETITIVO DI UN'AZIENDA AGRICOLA PRODUTTRICE DI ENERGIA.....	25
CAPITOLO 4 - BIOMASSE E PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOMETANO.....	27
4.1 DEFINIZIONE DI BIOMASSA.....	27
4.2 LA SCELTA E L'UTILIZZO BIOCHIMICO DELLE BIOMASSE.....	28

4.3 LE FASI DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA E FATTORI CRITICI DI PROCESSO.....	30
4.4 IL BMP: TRE APPROCCI PER LA SUA DETERMINAZIONE.....	33
4.4.1 I parametri integrativi al BMP.....	36
4.5 LA DETERMINAZIONE DELL'EFFICIENZA DI CONVERSIONE DA BIOMASSA IN BIOMETANO TRAMITE ANALISI DIGESTATO.....	40
4.6 LE COLTURE ENERGETICHE DEDICATE.....	41
4.6.1 Land efficiency.....	43
4.6.2 Le colture d'integrazione.....	44
4.6.3 La biomassa energetica dedicata come commodity.....	46
4.7 LE BIOMASSE RESIDUALI.....	48
4.7.1 Gli effluenti zootecnici.....	48
4.7.2 I residui delle coltivazioni erbacee ed arboree.....	52
4.7.3 I sottoprodotti agro-industriali.....	53
4.8 I TRATTAMENTI DELLE BIOMASSE: VANTAGGI E POSSIBILI PROBLEMATICHE.....	55
4.9 "FOOD-ENERGY ENVIRONMENT TRILEMMA".....	59
4.9.1 La politica agricola comunitaria e la sua influenza sul dibattito.....	63
CAPITOLO 5 - VALUTAZIONE E PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO A DIGESTIONE ANAEROBICA.....	65
5.1 L'IDEA PROGETTUALE.....	67
5.2 LO STUDIO DI FATTIBILITÀ.....	68
5.2.1 L'upgrading del biometano.....	80

5.2.2 Parametri di performance di upgrading.....	86
5.2.3 Impianti a biogas in assenza di upgrading.....	87
5.3 IL BUSINESS PLAN.....	89
5.3.1 Valorizzazione dell'output elettrico.....	89
5.3.2 Valorizzazione dell'output biometano.....	92
5.3.3 Valorizzazione dell'output CO ₂	101
5.3.4 Valorizzazione dell'output digestato.....	104
5.4 REALIZZAZIONE PROGETTO.....	108
5.5 FASE OPERATIVA E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO.....	109
CAPITOLO 6 - POLI CONSORTILI: IL CASO BIOGAS WIPPTAL.....	110
CAPITOLO 7 - IL QUADRO NORMATIVO E LA SUA EVOLUZIONE NEGLI ANNI.....	115
7.1 PACCHETTO 20-20-20, CERTIFICATI BIANCHI E CERTIFICATI VERDI.....	115
7.2 LEGGE 22/11/2007 E DLGS 28/2011.....	117
7.3 SOSTENIBILITÀ DEI CARBURANTI DIRETTIVA 2009/28 E 30 CE.....	119
7.4 DM SVILUPPO ECONOMICO 5/12/2013 E DECRETO BIOMETANO I.....	123
7.5 DECRETO BIOMETANO II E DECRETO LEGISLATIVO 08/11/2021.....	125
7.5.1 Biometano e sistema ETS.....	128
7.6 “IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIOMETHANE TARGETS” 18.05.2022.....	130
7.7 DECRETO FER II E DECRETO TAGLIA PREZZI.....	131

7.8 DM 05/08/2022 E DECRETO BIOMETANO 15/09/2022.....	133
7.9 BIOGAS UN FUTURO SENZA INCENTIVI.....	138
CONCLUSIONE.....	141
BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI.....	143
SITOGRAFIA.....	150

INTRODUZIONE

La seguente tesi si pone l'obiettivo di evidenziare il duplice contributo che il biometano può fornire al settore energetico e a quello agricolo. L'elaborato è suddiviso in due sezioni, la prima è dedicata alla transizione energetica italiana ed europea, la seconda si concentra maggiormente sulle aziende agricole produttrici di energia. Nella prima parte viene affrontata la crisi energetica, accentuata dal conflitto russo ucraino, e la transizione energetica come soluzione. Vengono evidenziati i piani e le strategie di sviluppo del settore biometano a livello europeo, per poi entrare nello specifico del contesto italiano evidenziando i suoi punti di forza e di debolezza. La seconda sezione si concentra sul comparto agricolo quale settore chiave strettamente connesso alla produzione di biometano; il focus si sposta successivamente su come un'impresa può, contribuendo agli obiettivi di transizione energetica, trarre vantaggio competitivo dalla produzione di questo biocombustibile. All'interno della tesi vengono messe in luce le possibili problematiche derivanti dallo sviluppo del settore biometano, come il "Food Energy Environment Trilemma", e come un corretto management delle risorse, unito ad un vettore politico-normativo mirato, possano contrastarle. Nella parte dedicata alle aziende agricole vengono affrontati aspetti di carattere progettuale e gestionale, come la scelta delle biomasse e il percorso che porta alla realizzazione di un impianto. L'analisi normativa finale si pone l'obiettivo di evidenziare come sia fondamentale, per un'azienda agricola produttrice di biometano, operare rispettando i criteri definiti dal sistema d'incentivazione.

CAPITOLO 1 - BIOMETANO E BIOGAS: TRA CRISI E TRANSIZIONE ENERGETICA

“Mai sprecare una crisi.

E’ un’opportunità per fare cose che prima non pensavamo di fare.”

RAHM EMANUEL

Nicola Armaroli, nel suo libro “Un mondo in crisi-gas, nucleare, rinnovabili, clima: E’ ora di cambiare”, ricorda un articolo della rivista TIME dell’anno 2000 che esaltava lo stato di benessere della popolazione raggiunto in quell’anno. Dal 2001 si sono susseguiti anni di instabilità, fino ad arrivare al conflitto Russo-Ucraino, che ha portato ad un’accentuazione della crisi energetica¹, o sarebbe meglio dire, una crisi che interessa il sistema energetico attuale.

Stiamo affrontando una delle più grandi crisi di sistema, economica, sociale ed ambientale, profonda, diffusa ed intrinseca.

*“Una nazione che non può controllare le sue fonti di energia, non può controllare il
suo futuro.”*

BARACK OBAMA

Per transizione energetica s’intende: “Un processo di trasformazione del quadro di soddisfacimento dei fabbisogni energetici verso soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale (con particolare riferimento alle emissioni di gas climalteranti) e, più in generale, da una maggiore sostenibilità. Caratteristiche fondamentali di questo

¹ Una crisi energetica si verifica quando la domanda di fonti energetiche, rinnovabili e fossili, è superiore all’offerta. Può verificarsi a seguito fenomeni naturali e non.

processo sono la transizione verso un portfolio di fonti energetiche prevalentemente basate sull'utilizzo di risorse rinnovabili, la diffusione di soluzioni ad elevata efficienza in tutti gli utilizzi dell'energia e, infine, la disponibilità di soluzioni di cattura e sequestro dell'anidride carbonica, che rendano possibile l'utilizzo sostenibile delle fonti fossili.”² Se nel breve periodo gli obiettivi della transizione energetica sono la diminuzione delle emissioni, l'incremento dell'efficienza e una risposta ai fabbisogni energetici, nel medio-lungo periodo l'obiettivo è giungere ad un progresso tecnologico che possa creare stabilità e sicurezza.

E' riduttivo intendere il problema energetico solo di origine tecnologica e ambientale, ma va considerato anche come un problema politico e culturale, questo perché esso ha anche un forte impatto sia sulla società che sull'economia. Non vi sarà transizione se non vi sarà un cambiamento degli stili di vita, non vi sarà transizione se non vi sarà un cambiamento nel sistema economico-finanziario.

La locuzione “transizione energetica” viene specificamente attribuita al passaggio da un sistema energetico basato su fonti fossili non rinnovabili, a uno imperniato su fonti rinnovabili, ma più in generale possiamo affermare che è il passaggio da una fonte di energia primaria ad un'altra per la produzione di energia secondaria. Una fonte di energia primaria è identificata in una fonte che si trova in natura, e che non ha subito alcuna trasformazione³. Le fonti primarie non possono essere utilizzate nella loro forma

² Fonte: Treccani.

³ Per energia rinnovabile s'intende l'energia solare, quella eolica, l'idroelettrica, la geotermica e l'energia che deriva dalle biomasse. Le energie non rinnovabili o fossili sono il petrolio grezzo, il gas naturale e il carbone.

primordiale, ma devono essere convertite in energie secondarie, come ad esempio energia elettrica, idrogeno e benzina. Ad oggi stiamo assistendo ad un panorama variegato e complesso, dove energie primarie coesistono tra di loro ed apportano vantaggi alla flessibilità del sistema energetico. La strategia di diversificazione del mix energetico⁴ ha portato al graduale instaurarsi di una buona quota delle FER⁵, necessaria ad una riduzione dell'impatto ambientale. Senza il supporto di energie non rinnovabili, come il gas naturale, non sarebbe stato possibile evitare vuoti nell'approvvigionamento e nella distribuzione. Questa gradualità è un passaggio chiave per concretizzare una politica che ci porti a produrre energia solo da fonti rinnovabili.

1.1 LA REALTÀ ITALIANA OGGI

Ponendo l'attenzione sul mix energetico italiano, analizzando la composizione del mix energetico iniziale riferito agli anni 2019-2020, si può notare come, in entrambi gli anni di riferimento, le due fonti primarie siano state il gas naturale (43,20%-2019) e le fonti rinnovabili (41,74%-2019). La domanda totale di gas naturale in Italia ha subito un picco nel 2005, con 86,3 miliardi di m³, per poi stabilizzarsi ad una media di 72,7 mld m³ nel 2018. Il settore con il maggior consumo di gas è quello civile, che include domestico e terziario, e che rappresenta il 40% del totale. Nel 2014, quando la Russia invase la Crimea, la dipendenza italiana dal gas russo era del 25% rispetto ai consumi

⁴ Il Mix energetico costituisce l'insieme di fonti energetiche primarie che vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica che successivamente viene immessa in rete nel sistema elettrico nazionale e venduta all'utente finale.

⁵ Fonti di Energia Rinnovabili.

totali; a febbraio, con l'inizio del conflitto russo-ucraino, la dipendenza era salita al 40% (contro il 24% della UE). Negli anni, il gas russo ha permesso una facile reperibilità ed un prezzo vantaggioso di questo biocombustibile; interi settori si sono sviluppati basandosi su questa fonte energetica. Il conflitto in corso ha portato la UE e l'Italia ad una scelta non più procrastinabile; l'obiettivo di breve periodo si fonda sullo svincolamento dal gas russo, quello di lungo periodo sull'indipendenza e sull'autosufficienza energetica. L'Italia deve valutare altre opzioni di approvvigionamento energetico; tra gli altri fornitori vi è la Norvegia, che ha l'onere di veicolare il proprio gas anche ad altri paesi europei, e l'Olanda, che però da quando il Parlamento olandese ha deciso di ridurre i prelievi dal giacimento Groningen, ne fornisce una quantità irrisoria. L'unico fornitore in grado di aumentare in maniera rilevante le esportazioni verso l'Italia, è l'Algeria, che fornisce oggi 20 miliardi di m³. Le importazioni italiane di gas dall'Azerbaijan ammontano oggi a 7 miliardi di m³, un incremento sarebbe possibile ma servirebbero ingenti investimenti nelle strutture di pompaggio. Una terza soluzione potrebbe essere rappresentata dal progetto EASTMED, che consiste nella costruzione di un nuovo canale di approvvigionamento via metanodotto in grado di veicolare gas naturale estratto dal Mediterraneo. Quest'ultimo progetto è ostacolato da innumerevoli ragioni; la zona è soggetta a rivendicazioni dei diritti di estrazioni ed inoltre diventerebbe il più lungo e costoso gasdotto sottomarino europeo. Una quarta soluzione risiede nel GNL, ottenuto dalla liquefazione del gas a -162°C; grazie a questa compressione una nave è in grado di trasportare circa 80 mln di m³ di gas liquefatto, ovvero la metà di quanto viene importato ogni giorno in Italia

tramite gasdotti. Il gas liquefatto quando arriva a destinazione deve subire il processo di rigassificazione, una procedura onerosa anche in termini di tempo e che deve seguire rigorosi protocolli di sicurezza. Considerando che in Italia i rigassificatori già esistenti riescono a provvedere ad 1/5 del fabbisogno nazionale, un aumento delle importazioni implicherebbe un'espansione della rete di rigassificazione nazionale. La creazione di nuovi impianti, oltre a implicare un ingente investimento economico, porterebbe a numerose diatribe relative alla sicurezza e al loro impatto paesaggistico; una soluzione già attuata potrebbe essere la loro collocazione offshore, ma questo porterebbe svantaggi nel collegamento con i gasdotti. La filiera del GNL è molto lunga, e questo implica un costo elevato soprattutto rapportato alla domanda italiana di gas naturale. Il gas viene estratto tramite fracking e veicolato verso il Golfo del Messico, dove viene liquefatto, trasportato via nave ai porti italiani, rigassificato ed infine immesso nelle infrastrutture.

Tale soluzione presenta non solo svantaggi economici, ma anche ambientali. I processi di rigassificazione e liquefazione generano emissioni e perdite di gas, quest'ultime determinano anche l'inefficienza del processo. Inoltre, quando si analizza l'impatto ambientale, è necessario tener conto anche delle modalità di estrazione del gas naturale; l'estrazione tramite fracking⁶ è una delle più invasive, comporta enormi consumi di acqua e danni consistenti alla geomorfologia del sito di estrazione.

⁶ E' un metodo di estrazione del gas naturale che sfrutta la pressione esercitata dall'iniezione di liquidi per provocare delle fratture negli strati rocciosi più profondi del terreno; per questo motivo è conosciuto anche con il nome di fratturazione idraulica o hydrofracking.

1.2 IL DDS19

Il Documento di descrizione degli scenari (DDS2019) rappresenta il risultato della collaborazione tra SNAM (Società Nazionale Metanodotti) e TERNA (Rete Elettrica Nazionale S.p.A.). Il DDS19 ha l'obiettivo di definire le possibili evoluzioni del sistema energetico italiano, ed in particolare dei settori dell'energia elettrica e del gas. Nel documento vengono creati tre possibili scenari:

- Business-As-Usual (*BAU*), che proietta i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico.
- (*CEN*), caratterizzato da un sistema energetico centralizzato, da una riduzione dei consumi in relazione ad una maggior efficienza, e dall'implementazione della filiera del gas verde (biogas e biometano).
- (*DEC*), caratterizzato da un sistema energetico decentralizzato, da una riduzione dei consumi, e dalla predominanza dell'elettrico e delle risorse non programmabili⁷.

Ovviamente alcune considerazioni emerse dai modelli previsionali, come la stima dei potenziali di evoluzione dell'offerta russa, devono essere scartate in quanto il modello non tiene conto del conflitto russo. Tuttavia restano interessanti le considerazioni effettuate sui gas verdi; il ruolo del gas si conferma fondamentale per abilitare la

⁷ Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelle strutture di produzione di energia che utilizzano come fonte un'energia rinnovabile, la cui continuità di flusso e disponibilità non è soggetta a preventiva decisione e programmazione da parte dell'uomo, ma dipende dalle condizioni ambientali. Sono in particolare degli impianti che impiegano l'energia solare, l'eolica per la produzione di energia elettrica. Fonte: Sorgenia.

transizione energetica in tutti gli scenari. In particolare, il gas verde risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica.

Lo scenario DEC fa maggiore affidamento sulle rinnovabili non programmabili, la cui integrazione richiede importanti investimenti per lo sviluppo delle reti; lo scenario CEN fa invece maggiormente uso di gas verdi, contribuendo quindi a massimizzare il ricorso alle infrastrutture esistenti.

Come si può notare dal grafico 1.1, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione⁸ rendono necessaria, dopo il 2030, la progressiva penetrazione di crescenti quantità di gas verde nel mix energetico italiano. Inoltre si può notare come, negli scenari CEN e DEC, la quota di gas verdi nel 2030 sia rappresentata dal solo biometano, mentre nel 2040 la quota di biometano cresce e viene accorpata ad una quota di idrogeno e metano sintetico⁹. Al 2040, sia lo scenario CEN che lo scenario DEC, prevedono l'utilizzo di tecniche di cattura della CO₂, mentre l'unico scenario a non raggiungere i target di decarbonizzazione è il BAU.

⁸ Obiettivi di decarbonizzazione sistema energetico italiano orizzonte 2030: -51% delle emissioni rispetto ai livelli 1990

⁹ Il metano sintetico è ottenuto combinando dell'ossido di carbonio, ricavato dalla CO₂, con dell'idrogeno ricavato dall'acqua in presenza di catalizzatori. Fonte: "Power to gas: limiti e opportunità del metano prodotto dalle rinnovabili", Alessandro Codegioni, 2 Novembre 2018

Figura 101 - Offerta di gas verdi e decarbonizzati - Scenari BAU, CEN, DEC



Grafico 1.1, fonte: Documento di Descrizione degli Scenari 2019, TERNA e SNAM.

I risultati riportati dal documento testimoniano come lo scenario BAU, che si fonda su di uno switching tecnologico basato sul Total Cost of Ownership (TCO), su minime misure di incentivazione dell'efficienza energetica e su di una crescita delle rinnovabili basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE)¹⁰, non possa contribuire ad una transizione energetica.

E' fondamentale ribadire che la transizione energetica deve seguire la scala della gradualità, non sarà mai possibile passare nell'immediato ad una fonte di energia differente da quella attuale. E' una necessità per l'Europa e per l'Italia, oggi, cercare

¹⁰ Rappresenta il ricavo medio per unità di elettricità generata, necessaria per recuperare i costi di costruzione e gestione di un impianto di generazione durante un presunto ciclo di vita finanziaria e di funzionamento. Fonte: ENEA

nuovi partners che possano colmare il vuoto energetico dato dalla riduzione delle importazioni del gas russo, ma, citando nuovamente la frase di Rahm Emanuel, “sprecare una crisi sarebbe un’opportunità mancata per fare qualcosa che non si è fatto fino ad ora”.

CAPITOLO 2 - BIOGAS E BIOMETANO

2.1 DEFINIZIONI E POSSIBILI APPLICAZIONI

Il biogas deriva dal processo di digestione, o fermentazione batterica anaerobica, di biomasse fermentescibili che possono avere diverse origini (frazione organica dei rifiuti solidi o fanghi di depurazione, residui agricoli, sottoprodotti agro-industriali, reflui zootecnici,...). Il biogas non è l’unico output generato da questo processo; il digestato è rappresentato dal residuo della fermentazione ed è co-prodotto della digestione anaerobica. L’energia da biogas rappresenta una delle principali alternative rinnovabili alle fonti fossili. La sua elevata flessibilità permette a questo combustibile di poter essere facilmente convertibile in elettricità, in calore o in biometano. Il biogas è una miscela di diversi gas, fino al 70% è rappresentato dal metano, mentre la frazione restante è costituita principalmente da anidride carbonica, ed in piccola parte, da altre sostanze minori, quali ossido di carbonio, azoto, idrogeno e idrogeno solforato. La comunità energetica sta ponendo sempre più attenzione verso il biometano rispetto al biogas, tuttavia l’uno non esclude l’altro; attraverso il processo di upgrading, i contaminanti e le sostanze inerti presenti nel biogas, possono essere eliminati ottenendo così il biometano.

La peculiarità del biometano è quella di poter essere utilizzato come il gas naturale tradizionale, ciò permette di usufruire di infrastrutture già esistenti, ed è anche in grado di sostituire il gas naturale di origine fossile impiegato nel settore dell'autotrazione. A differenza di altre fonti rinnovabili, il biometano è facilmente immagazzinabile e prodotto a ritmo costante, inoltre ha una produzione programmabile e diversificabile che gli permette di essere, ad esempio, un buon complemento dell'energia eolica e solare, caratterizzate invece da discontinuità della produzione. Attraverso l'integrazione della fase di upgrading è possibile cogliere molti più vantaggi rispetto alla sola produzione di biogas. I vantaggi relativi all'implementazione della produzione di questa energia rinnovabile sono molteplici:

- L'ottimo inserimento in un contesto di economia circolare, genera valore economico lungo nuove filiere;
- Il biometano incentiva l'uso responsabile degli scarti che divengono risorse;
- Il biometano genera valore ambientale in quanto rappresenta un fattore chiave nella decarbonizzazione di molti settori;
- Questo biocombustibile può rappresentare un'ottima fonte d'integrazione reddituale per il settore agricolo.

2.2 LA PRODUZIONE AGRICOLA DI BIOMETANO COME ESEMPIO DI BIOECONOMIA CIRCOLARE

Nel 2018, il Nova Institute for Ecology and Innovation ha pubblicato il paper “The Circular Bioeconomy - concepts, opportunities and limitations”. Il documento riporta come l’economia circolare non sia completa senza la bioeconomia. La bioeconomia è un’economia che si basa sull’utilizzo di risorse biologiche rinnovabili per la produzione alimentare ed energetica. L’economia circolare è un modello di produzione e consumo, che si basa sul concetto di rigenerazione, e che coniuga la sostenibilità e l’innovazione. Due dei principi cardine dell’economia circolare sono l’estensione della durata della vita dei prodotti e la riduzione dei loro impatti, lo stesso principio è applicabile alle risorse naturali. E’ necessario creare un sistema che possa incentivare le imprese agricole a gestire le biomasse di scarto come prodotti, assicurando al contempo sostenibilità economica per l’azienda stessa. All’interno di questo documento viene messo in luce come la bioeconomia possa trarre vantaggio da una maggior circolarità, e come sia necessario, per l’economia circolare, integrare i processi della bioeconomia per poter gestire correttamente tutte le biomasse di scarto derivanti dai settori agricoli e industriali. La tecnologia della digestione anaerobica permette alle aziende agricole di operare in un sistema di bioeconomia circolare, dove l’impatto degli scarti viene minimizzato e vi è una rivalorizzazione delle biomasse che, in alcuni casi, non troverebbero applicazione e verrebbero smaltite come rifiuti. L’impianto dà la possibilità all’azienda agricola di accedere a nuovi modelli di business, e le permette di

incrementare la propria redditività. Creando sistemi energetici di produzione interni, l'azienda risulta più resiliente nel mercato, anche a fronte delle instabilità create dalla crisi energetica.

2.3 L'ANALISI DEL CONTESTO ATTUALE

Sul territorio europeo sono presenti circa 20.000 impianti a biogas, di cui 1.023 a biometano (nell'edizione 2020 dell'“European Biomethane map” di EBA erano 729). Oggi l'Europa produce 15 miliardi di m³ di biogas e 3 miliardi di biometano; l'espansione proposta dal pacchetto REPowerEU¹¹ entro il 2030 arriverà a contare una produzione di 35 miliardi di m³, che andrà a coprire il 20% delle importazioni di gas fossile russo. Necessaria per questo ambizioso piano, sarà la quota di finanziamenti ed investimenti, si prevede che in Europa nei prossimi 8 anni possano essere investiti 48 miliardi di euro per la costruzione di 4.000 impianti di medie dimensioni, e 35 miliardi di euro per la costruzione di 1.000 unità di grandi dimensioni. L'Italia è la quarta produttrice al mondo di biogas, la seconda per la realizzazione di impianti/anno, e diventerà nel 2030, secondo le previsioni del piano REPowerEU, la terza produttrice nel

¹¹ Si rimanda al paragrafo 7.6.

mercato di biogas in Europa dietro la leadership tedesca e francese (grafico 2.2).

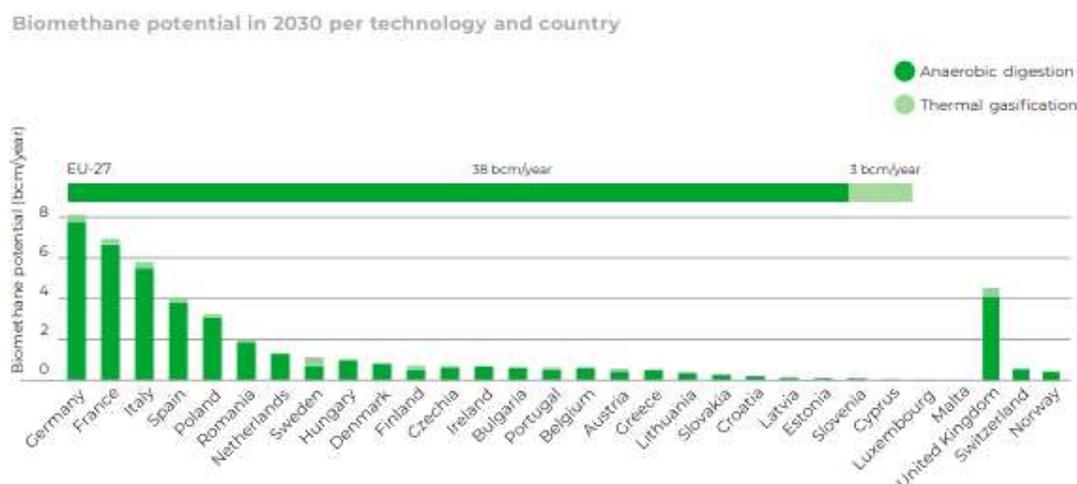


Grafico 2.1, fonte: GUIDEHOUSE e GAS FOR CLIMATE, Biomethane production potentials in the EU Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050, luglio 2022.

Nel 2020 la produzione italiana di biometano è stata di 100 milioni di m³, nel 2022 la stima è di circa 2 miliardi; si contano 30 impianti di biometano, senza considerare i potenziali di riconversione degli impianti a biogas che sono circa 2000, di cui l'80% in ambito agricolo (dati 2021 Fonte CIB). Questi 30 impianti hanno una collocazione disomogenea sul territorio; come dichiara EBA il 77% di questi si trova nella parte settentrionale della penisola, con alta concentrazione in Lombardia (30%), l'Emilia Romagna ne ospita il 18,5% e il Veneto l'11%, i restanti si trovano nella zona centro-meridionale. La concentrazione maggiore nella cosiddetta regione "LOVER" è dovuta principalmente al contesto produttivo vantaggioso; il settore agricolo e industriale in questa zona facilita il reperimento di biomassa dedicata, inoltre è alta la concentrazione di allevamenti zootecnici dai quali dipende la parte preponderante della dieta dei digestori. Questo dimostra quanto, per poter espandere questo settore, sia fondamentale

la flessibilità delle politiche, in quanto i contesti produttivi agricoli lungo la penisola sono diversificati e ogni regione ha la propria peculiarità produttiva. Considerando che la dieta per la biodigestione anaerobica può essere costituita da un'alta variabilità di biomasse, questa flessibilità già insita nel processo andrebbe incentivata.

2.4 NATIONAL BIOMETHANE STRATEGIES 2022

L'obiettivo produttivo europeo di 35 miliardi di m³ di biometano entro il 2030 necessita del contributo di ogni Stato membro e per questo motivo la Commissione Europea ha pubblicato la "National Biomethane Strategies". Questo documento, creato da "Guide House" e "Gas for Climate"¹², contiene le linee guida utili ad ogni stato per poter sviluppare una propria strategia nazionale di sviluppo del settore biometano. Il documento si articola in tre sezioni che seguono un ordine cronologico di attuazione. Ogni sezione è caratterizzata da particolari raccomandazioni atte ad evidenziare le azioni chiave per lo sviluppo e per l'implementazione delle strategie.

1 ASSESSMENT_ Consiste nell'analisi dettagliata del contesto operativo e del potenziale produttivo di biomassa interno, del consumo di gas relazionato alla produzione del biometano, dei potenziali benefici e rischi sociali, economici ed ambientali e delle infrastrutture esistenti e quelle potenzialmente integrabili.

Una delle best practices da evidenziare, è quella del Belgio che ha effettuato uno studio sul potenziale di biomassa producibile nel paese. Sono state evidenziate sei regioni

¹² Gas for Climate è un consorzio europeo nato nel 2017; ha l'obiettivo di promuovere il gas rinnovabile nel sistema energetico europeo.

produttive, ad ognuna delle quali è stata attribuita una tecnologia e un piano di approvvigionamento che potesse adattarsi al meglio alle condizioni territoriali.

2 PIANIFICAZIONE_ Riguarda l'abilitazione di policy di supporto per lo sviluppo di un mercato, la creazione di una gerarchia di target suddivisa secondo un orizzonte temporale, la definizione standard qualitativi e di origine, la definizione di barriere economiche e legislative, la selezione degli indicatori chiave di regolamentazione e il monitoraggio del sistema economico-produttivo, valutando la coerenza con la normativa sovranazionale. Questa fase deve tener conto della creazione di un sistema energetico sostenibile ed integrato con il settore agricolo, delle esigenze ambientali e della richiesta energetica nazionale.

3 MOBILITAZIONE_ Riguarda l'attuazione dei piani definiti nella fase precedente e la mobilitazione delle risorse necessarie. Questa fase include anche l'accettazione pubblica per la mitigazione degli impatti sociali negativi, la generazione di fiducia verso gli investitori e il coinvolgimento delle associazioni di settore, delle comunità e degli stakeholders che gravitano attorno al settore del biometano e del biogas. Il Consorzio Italiano Biogas (CIB), attraverso l'iniziativa "Future of Farming", si occupa di sensibilizzare sia la parte di settore agricolo più ostile, che trova in esso un supporto tecnico, sia le comunità locali che, attraverso la credibilità di CIB, possono fondare le proprie opinioni su dati certificati. La difficoltà in questa fase è rappresentata dalla definizione di azioni concrete; una possibile soluzione nel contesto italiano può essere rappresentata da "Biogasdoneright", creato da CIB. Questo documento programmatico fornisce un modello, composto da principi e regole, per gli imprenditori che vogliono

produrre “biogas fatto bene”; affronta tematiche legate al corretto uso agronomico del digestato, nonché alla corretta gestione degli impianti a biodigestione e all’approvvigionamento delle biomasse.

CAPITOLO 3 - IL COMPARTO AGRICOLO PRODUTTORE DI ENERGIA

3.1 DEFINIZIONI E VINCOLI

Nonostante il comparto agricolo italiano sia il pilastro di sostegno di un settore agroalimentare altamente sviluppato, non riesce a garantire una capacità di remunerazione dei capitali investiti al pari di altri paesi, sia per motivi legati alle dinamiche internazionali dei prezzi, sia per motivazioni legate alla struttura del settore agricolo italiano. La tabella 3.1 mette a confronto la situazione agricola italiana con quella di altri paesi, utilizzando come parametri la produzione standard media (PS), il valore medio ponderato della produzione lorda totale compresa di prodotti secondari, e altri valori come la SAU (Superficie Agricola Utilizzata) e il numero di aziende.

Stato membro	Aziende n	SAU ha	PS M€	Addetti n	SAU media ha	PS/az	PS/ha	Addetti/ha	€ PS/addetto	Az. Sussist %
Denmark	35.050	2.614.600	10.062	49.480	74,60	287.088	3.849	0,02	203.364	0%
Netherlands	55.680	1.796.260	23.087	147.200	32,26	414.638	12.853	0,08	156.841	0%
Belgium	36.890	1.354.250	8.038	55.350	36,71	217.891	5.935	0,04	145.221	0%
Luxembourg	1.970	130.650	365	3.400	66,32	185.283	2.794	0,03	107.355	0%
Germany	276.120	16.715.320	49.249	490.060	60,54	178.361	2.946	0,03	100.496	0%
Sweden	62.940	3.012.640	5.159	55.970	47,87	81.962	1.712	0,02	92.169	0%
United Kingdom	185.060	16.673.270	25.403	285.760	90,10	137.271	1.524	0,02	88.898	0%
France	456.520	27.814.160	61.343	708.170	60,93	134.371	2.205	0,03	86.622	2%
Austria	132.500	2.669.750	6.142	101.740	20,15	46.351	2.300	0,04	60.365	0%
Italy	1.145.710	12.598.160	51.689	874.950	11,00	45.115	4.103	0,07	59.077	25%
Czech Republic	26.530	3.455.410	5.082	103.270	130,25	191.555	1.471	0,03	49.210	16%
Spain	945.020	23.229.750	38.366	801.160	24,58	40.598	1.652	0,03	47.888	4%
Finland	49.710	2.233.080	3.515	79.090	44,92	70.702	1.574	0,04	44.438	0%
Slovakia	25.660	1.889.820	1.931	46.690	73,65	75.270	1.022	0,02	41.367	62%

Tabella 3.1, fonte: Rielaborazione FIPER dati ISTAT 2016. Biogas: driver per la filiera agroalimentare, quaderno CMA-strategia 2024.

Dall'analisi dei dati, mettendo in relazione il numero della aziende e la SAU media per azienda, si nota subito come il settore agricolo italiano sia costituito prevalentemente da piccole realtà che impiegano circa il 25% della produzione per la sussistenza interna. Il PS totale italiano è uno dei più alti, ma se lo si va ad analizzare più specificatamente, si nota come il PS italiano per azienda sia uno dei valori più vicini ai minimi, questo si traduce in un PS alto dato dal contributo di diverse aziende. Differente è la situazione della Danimarca che ha un numero di aziende minore dell'Italia, ma che unitariamente danno un contributo maggiore al PS totale nazionale.

In questo contesto italiano, è nata la tendenza delle aziende a sviluppare iniziative connesse al principale indirizzo produttivo, al fine di integrare e diversificare la propria redditività. La produzione energetica internalizzata alle aziende agricole diventa strategica, sia per l'impresa che integra una quota autoprodotta di energia nella

domanda energetica totale, sia per il ruolo strategico che il settore agricolo ha nella transizione energetica. Gli incentivi hanno rappresentato un utile tassello per incoraggiare questo settore caratterizzato da un'alta avversione al rischio e hanno prodotto due tipologie di risposte: alcuni imprenditori hanno progettato gli impianti in funzione delle incentivazioni cambiando il proprio modello imprenditoriale; altri imprenditori hanno prediletto la via dell'autosufficienza energetica, ovvero l'adattamento dell'impianto alle esigenze energetiche aziendali e alle risorse a disposizione. Per imprese "agro-energetiche" s'intendono quelle aziende agricole che hanno affiancato al proprio "core business" la specializzazione energetica.

L'art 2135 del Codice Civile fornisce la definizione di imprenditore agricolo ed esplicita anche le attività connesse (comma 3) a quelle principali, come ad esempio la produzione e la cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili che si considerano produttive di reddito agrario. Nel contesto della produzione di biogas, i ruoli imprenditoriali sono tre, ma solo due possono essere svolti dall'imprenditore agricolo:

- imprenditore-produttore (produce biomassa)
- imprenditore-trasformatore (produce biomassa e la trasforma in energia)
- non rientra invece, nella dicitura imprenditore agricolo, l'"imprenditore energetico", ovvero un soggetto che trasforma in biogas solo biomassa fornita da terzi.

Inoltre, le attività connesse a quelle agricole devono essere svolte principalmente per lo sviluppo e il sostegno della coltivazione o dell'allevamento, e devono essere esercitate dal medesimo soggetto che svolge l'attività principale (unisoggettività). Quindi

l'imprenditore agricolo produttore deve essere anche colui che svolge attività di trasformazione. Le biomasse per la produzione di biogas devono derivare principalmente dall'attività aziendale, ma una parte può provenire da aziende terze; ad imporre questo vincolo è il "principio di prevalenza", che fa sì che le aziende agricole restino ancorate alla loro attività principale. La legge Finanziaria 2007 ha introdotto il concetto di "agrarietà" per le fonti energetiche rinnovabili prodotte da aziende agricole; questo ha permesso alle aziende di qualificare il reddito derivante da queste attività di trasformazione come agrario.

L'evoluzione del comparto bioenergetico fornirà in futuro un'importante opportunità d'integrazione reddituale per gli imprenditori agricoli, ma occorre ricordare che sarebbe controproducente surclassare il ruolo strategico che il settore primario ha da sempre avuto nella produzione di prodotti alimentari.

3.2 IL VANTAGGIO COMPETITIVO DI UN'AZIENDA AGRICOLA PRODUTTRICE DI ENERGIA

Per vantaggio competitivo acquisito da un'azienda s'intende l'insieme di elementi, di prodotti o servizi che genera una performance economica migliore rispetto a quella dei copetitors di riferimento. Il vantaggio competitivo può essere influenzato da fattori endogeni all'azienda e dalla capacità dell'impresa di reagire o anticipare fenomeni esogeni, cioè eventi che avvengono al di fuori dei confini aziendali, come la crisi energetica. E' nell'interesse dell'azienda generare un vantaggio competitivo sostenibile,

ovvero stabile nel tempo. Se si prende in considerazione il modello Porter¹³, è possibile differenziare il vantaggio competitivo sulla base dell'efficacia e dell'efficienza. Il vantaggio, originato da una strategia basata sull'efficacia, fa riferimento alla differenziazione dell'offerta, ovvero su come l'azienda crea valore rispetto alle sue concorrenti. Mentre se si considera il vantaggio creato da una strategia che si basa sull'efficienza, s'intende quello relativo ad un'azienda che punta alla riduzione dei costi di produzione. L'azienda agricola, che è anche produttrice di biometano, genera un vantaggio competitivo rispetto alle altre convenzionali basato sull'efficienza, ovvero un vantaggio che nasce da una riduzione dei costi energetici e dei costi di produzione. Lo stesso vantaggio competitivo sui costi, si può originare dalla differenza che sussiste tra due strategie di produzione differenti appartenenti a due aziende che producono entrambe biometano. Se si considera, invece, il vantaggio competitivo di un'azienda produttrice di biometano rispetto ad un'altra produttrice di biogas, il vantaggio si basa sulla differenziazione dell'offerta, ovvero sull'output principale. Esiste un altro esempio di vantaggio competitivo basato sulla differenziazione, ovvero quello che può nascere dal confronto tra due aziende agricole entrambe produttrici di biometano, quest'ultimo vantaggio si basa sulla miglior capacità, di una delle due, di pianificare la produzione dell'impianto e di valorizzazione i suoi output.

E' possibile affermare che il vantaggio competitivo di un'azienda agricola, che decide di inserirsi nel settore biometano, sia dato da:

¹³ Creato dall'economista statunitense Micheal Porter, è un modello e strumento strategico per le aziende utile per la definizione di un vantaggio competitivo di lungo termine.

- ✓ Una corretta valutazione nelle fasi di realizzazione dell'impianto, al fine di promuovere l'adattamento del biodigestore al contesto aziendale in cui viene inserito;
- ✓ Un'attenta selezione delle biomasse;
- ✓ Un buon piano di valorizzazione degli output;
- ✓ Una pianificazione e una gestione dell'impianto in funzione del sistema d'incentivazione.

La definizione di queste azioni utili a generare vantaggio competitivo evidenzia un elenco di principi per la creazione di un modello sostenibile di gestione e sviluppo per le aziende agroenergetiche.

Nei capitoli successivi verranno analizzati nello specifico i fattori di competitività evidenziati.

CAPITOLO 4 - BIOMASSE E PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOMETANO

4.1 DEFINIZIONE DI BIOMASSA

Per biomassa s'intende "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"¹⁴. Le biomasse vengono classificate in base alla loro provenienza,

¹⁴ Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, art.2.

che può essere forestale, agricola, agroindustriale, acquatica o urbana. Il capitolo che segue si concentrerà maggiormente sulle biomasse derivanti da contesti agro-industriali, mentre saranno escluse le matrici da rifiuti urbani ed industriali.

Le biomasse sono differenziate in base a caratteristiche fisico-chimiche e alla loro disponibilità. L'azienda agricola per definire la disponibilità di una biomassa deve valutare la sua localizzazione sul territorio, la sua reperibilità su base annua e la possibilità che questa possa essere stoccata o insilata.

4.2 LA SCELTA E L'UTILIZZO BIOCHIMICO DELLA BIOMASSA

La valorizzazione biochimica delle biomasse, tramite digestione anaerobica, permette di sfruttare al meglio quei residui che non potrebbero essere utilizzati se fossero destinati ad altre filiere energetiche. La scelta della biomassa interessa principalmente le fasi di redazione dei piani di approvvigionamento e di pre-trattamento, tuttavia la selezione delle biomasse condiziona l'intero processo di digestione anaerobica. Attraverso la corretta valutazione dei substrati è possibile agire sui costi operativi dell'impianto, in quanto l'acquisto della biomassa può rappresentare il 70% delle voci di spesa. La scelta dei substrati dipende principalmente da tre fattori:

1. Caratteristiche chimico-fisico e potenziale metanigeno.
2. Disponibilità e variabilità durante l'arco dell'anno.
3. Valore economico e costi derivanti dal suo utilizzo.

Le biomasse inserite all'interno dell'impianto risultano eterogenee, per questo motivo si parla di dieta del biodigestore. L'analisi delle caratteristiche delle biomasse è necessaria

per costituire una razione che possa essere equilibrata, e che possa mantenere invariata la capacità produttiva dell'impianto. Solitamente una matrice organica è composta da:

- acqua (10-98% della massa totale);
- solidi totali ST¹⁵ o sostanza secca SS (2-90% della massa totale), indicano quanto è concentrato il materiale;
- i solidi sono costituiti da ceneri (2-50% della ST) e da solidi volatili SV o sostanza organica SO (50-98% della ST). Il tenore dei solidi volatili è importante in quanto è la quota potenzialmente trasformabile in biogas. Nelle colture energetiche i SV sono il 90% della sostanza secca, nei materiali predigeriti si hanno valori vicini al 70%.
- i solidi volatili infine sono rappresentati da una frazione indegradabile (10-70% dei SV) e una degradabile (30-90% dei SV).

Altre componenti che possono influenzare la digestione sono il contenuto di azoto e carbonio, il cui rapporto (C/N) ottimale non dovrebbe essere superiore a 30, il rapporto carbonio e fosforo che è indicato tra 120 e 150, e il rapporto carbonio potassio con un valore di 45-100.

¹⁵ I (ST) sono dei solidi che residuano dopo evaporazione del campione a 105 °C e vengono espressi come percentuale del peso tal quale, mentre i solidi volatili (SV), sono i solidi che volatilizzano quando la temperatura passa da 105°C a 550°C.

4.3 LE FASI DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA E I FATTORI CRITICI DI PROCESSO

I gruppi batterici e i funghi che conducono la digestione anaerobica spesso non operano simultaneamente, ma si collocano nelle tre fasi di processo in base al ruolo che svolgono.

FASE 1: IDROLISI

E' caratterizzata da batteri idrolitici e funghi (*Penicillium, Aspergillus e Rhizopus*), che agiscono sulle macromolecole biodegradabili trasformandole in molecole più semplici.

FASE 2: FERMENTAZIONE

Viene caratterizzata dalla presenza di batteri acidogeni che scompongono le molecole, derivanti dall'idrolisi, in acidi organici a catena corta. Successivamente i batteri acetogeni, a partire dagli acidi organici, producono acetato, CO₂ e H₂. Infine i batteri omoacetogeni utilizzano i prodotti generati dai batteri acetogeni per sintetizzare l'acetato.

FASE 3: METANOGENESI

I batteri metanogeni, a partire da CO₂ e H₂, producono CH₄. Il metano viene liberato in forma gassosa grazie alla sua scarsa solubilità in acqua; dal metabolismo dell'acido acetico i batteri producono CH₄ e CO₂. E' la fase più sensibile alle variazioni di fattori come il pH e la temperatura, per questo motivo è la fase più limitante.

Tutte le fasi sono condizionate da un fattore importante, ovvero la temperatura; la temperatura ottimale per la produzione di biogas è compresa tra 35 e i 55°C, al di sotto dei 10°C viene inibita l'attività, mentre le temperature superiori ai 65°C portano alla

morte dei microrganismi. La temperatura a cui avviene la digestione anaerobica condiziona il funzionamento degli impianti; alcuni operano in condizione di psicofilia (<20°C), altri in mesofilia (30-42°C) oppure in termofilia (fino a 55°C). E' importante specificare che la temperatura deve essere mantenuta costante, evitando variazioni superiori a +/- 1/2°C. La digestione anaerobica è un processo endotermico, ovvero che necessita di un apporto di calore; i batteri per poter sopravvivere traggono energia dall'acido acetico, tuttavia la loro attività biologica necessita dell'introduzione di un'altra quota energetica sottoforma di calore, per questo motivo il calore rappresenta uno dei principali dei fattori critici. Negli impianti possono essere inserite delle serpentine che trasmettono calore alla massa, attraverso questo sistema è possibile agire direttamente sull'energia termica apportata. Un fenomeno da prendere in considerazione per il monitoraggio della temperatura è l'influenza che le caratteristiche climatiche possono avere sulla temperatura interna al digestore; l'innalzamento di tale temperatura spesso si verifica nel periodo estivo anche se gli impianti risultano correttamente isolati. L'instaurarsi di temperature nocive nei mesi estivi può essere causata da problematiche legate alla capacità termica¹⁶ dei biodigestori; i biodigestori di grandi dimensioni dispongono di una maggior superficie di assorbimento del calore, e questa determina una capacità termica dell'edificio più elevata.

La digestione anaerobica si svolge attraverso una catena metabolica e durante questo processo i carboidrati, rappresentati dal materiale cellulosico, divengono zuccheri

¹⁶ La capacità termica è definita come il calore assorbito necessario ad materiale per far incrementare la temperatura di 1°K

semplici. Insieme ai carboidrati, anche i lipidi e la lignina vengono rispettivamente scomposti in grassi a catena lunga e in composti aromatici. Attraverso la decomposizione di queste molecole, attuata dai batteri acidofili, vengono originati gli acidi volatili e gli alcoli. La parte proteica viene scomposta in amminoacidi e successivamente anch'essa origina gli acidi volatili (acetico e formico in prevalenza). Gli acidi volatili e gli alcoli sono alla base del processo di metanogenesi, essi originano come output primario il metano (50-80% del biogas) e la CO₂ (50-20% del biogas). Il metano e l'anidride carbonica non sono gli unici prodotti del processo di digestione anaerobica, vengono infatti originati altri prodotti, quali: Ammoniaca, ammina, azoto, marcaptani¹⁷, istoni come H₄, idrogeno e idrogeno solforato. I prodotti che non fanno parte della frazione gassosa vanno a comporre il co-prodotto solido della digestione, ovvero il digestato.

Alcuni di questi metaboliti costituiscono i principali parametri chimici di processo, essi vengono monitorati per tutelare il perdurare di condizioni metanigene stabili. Di seguito vengono riportati alcuni esempi:

-*Acidi grassi volatili*_ Viene tenuto conto della loro concentrazione; variazione repentine indicano che il processo volge verso la fase acidogenica anziché quella metanogenica.

- *Alcalinità*_ E' determinata dall'esistenza di ammoniaca e bicarbonato; il rapporto tra acidità e alcalinità ha un valore ottimale tra 0,2 e 0,4.

¹⁷I marcaptani sono dei composti organici formati da atomi di carbonio, idrogeno e zolfo. Non sono composti inodore, infatti la loro caratteristica principale è quella di influire sul un potenziale odorigeno dei gas.

- *Rapporto AGV/alcalinità totale*_ Valori alti di questo parametro indicano una sovra-alimentazione del digestore.
- *Concentrazione ammoniacale*_ Può inibire i batteri acidogeni e metanogeni se superiore a 1700-3000 mg/l.
- *pH*_ Il valore ottimale è 6,5-8, se inferiore indica una produzione elevata di acidi grassi volatili e una bassa capacità di conversione metanigena. Un pH acido non permette un corretto controllo della quota di produzione di CO₂, che potrebbe far diminuire il potenziale produttivo.

4.4 IL BMP: TRE APPROCCI PER LA SUA DETERMINAZIONE

La tabella 4.1 evidenzia come la composizione del substrato si traduca in produzione di biogas e metano. Non è sufficiente soffermarsi solamente sulla composizione della biomassa, ma è necessario considerare anche il grado di degradabilità delle molecole. La degradabilità è influenzata da caratteristiche chimiche del substrato, dalla temperatura, dalla pezzatura del materiale, dalla specializzazione del consorzio batterico e dalla volumetria del digestore.

SUBSTRATO	BIOGAS (m ³ /Kg)	Metano nel Biogas (%)	METANO (m ³ /Kg)
carboidrati	0,79	50	0,40
proteine	0,70	71	0,50
grassi	1,25	68	0,85

Tabella 4.1, fonte: Materiale didattico UNIVPM “Valorizzazione energetica delle biomasse”, DANIELE DUCA.

Esistono molteplici metodologie per il calcolo dell'efficienza di processo, il più semplice consiste nella stima del grado di degradabilità della SO, ma questo non utilizza parametri qualitativi per determinare la produzione di biogas.

Il BMP (biochemical methane potential) esprime la quantità massima di metano potenzialmente ottenibile dalla degradazione di una biomassa, quindi, a differenza del test condotto sulla sola SO, definisce il potenziale produttivo totale. Il BMP non è solo un indicatore di efficienza, ma viene utilizzato anche come indicatore economico per valutare la redditività delle biomasse, partendo dal costo della massa è possibile valutare il suo tasso di conversione in metano e quindi il profitto che si avrà dalla sua vendita. Questo indicatore definisce un potenziale, ovvero un dato previsionale che può essere raggiunto dalla produzione effettiva; è importante quindi conoscere nello specifico quali variabili possono influenzare l'ottenimento del valore massimo di produzione.

Il BMP è definito tramite tre approcci:

o Analisi chimica_ La sostanza organica viene caratterizzata in macro-componenti. Il potenziale metanigeno dipende dalla composizione elementare di ogni molecola e dalla degradabilità della principale componente della matrice organica; tuttavia questo approccio non tiene conto di altri fattori come la pezzatura delle particelle, il tempo di ritenzione idraulica, la temperatura di processo e il rapporto tra alcalinità e acidità.

o Metodo statico_ Avviene in laboratorio, e si fonda sulla simulazione in ambiente controllato della digestione anaerobica per la determinazione del valore cumulativo di biogas. La misurazione è continua e questo genera la curva cumulata di produzione, questa è caratterizzata da una prima parte di crescita intensa, e da una seconda parte in

cui viene ridotta la sua pendenza fino ad una fase di appiattimento. Nella rappresentazione grafica l'asse delle ordinate identifica la produzione di metano, mentre in quello delle ascisse sono riportati i valori temporali che definiscono in quanto tempo il potenziale metanigeno massimo viene raggiunto.

o Metodo dinamico_ Vengono utilizzati in laboratorio dei mini-digestori dal volume di 50 l miscelati e riscaldati e ciò permette di valutare le rese effettive su scala reale e di verificare:

- I principali dati stimati di un progetto di impianto a biogas;
- L'efficacia della progettazione degli impianti e i relativi miglioramenti;
- Le caratteristiche del biogas prodotto e del digestato;
- L'ottimizzazione di strategie di controllo;
- L'effetto dei pre-trattamenti e la creazione di sinergie o antagonismi tra i consorzi batterici inoculati;
- Gli effetti che possono generare le strategie di adattamento sul funzionamento dell'impianto.

La scelta di uno dei tre approcci dipende da vantaggi e svantaggi che ciascuno detiene. L'analisi chimica è quella più semplice ed economica, ma ha una bassa accuratezza ed inoltre non tiene conto dell'efficienza biologica¹⁸; quella statica invece la include ma necessita di circa 60 giorni e risulta più costosa; la terza metodologia è la più onerosa, sia in termini di tempo (3 mesi) che in termini economici, ma è l'unica a testare le

¹⁸ Efficienza biologica: Valore che valuta l'operato dei microrganismi anaerobi.

differenti strategie di gestione del biodigestore. Dal test di determinazione del BMP è possibile ottenere altre informazioni quali: La percentuale netta di metano su biogas prodotto, il digestato producibile (t digestato/t di biomassa), il Kmax o intervallo di tempo per raggiungere la massima velocità di produzione, l’F50% cioè l’intervallo di tempo per raggiungere il 50% della produzione e l’F90% ovvero l’intervallo di tempo per raggiungere il 90% della produzione.

Nella figura 4.2 vengono riportati i BMP di diversi substrati utilizzati nella digestione anaerobica; i valori riportati sono indicativi e vanno contestualizzati. Il BMP ha una correlazione positiva molto alta con la fibra degradabile, quindi possiamo affermare che a influire non sono solo le tonnellate di SV, ma quanto queste sono degradabili.

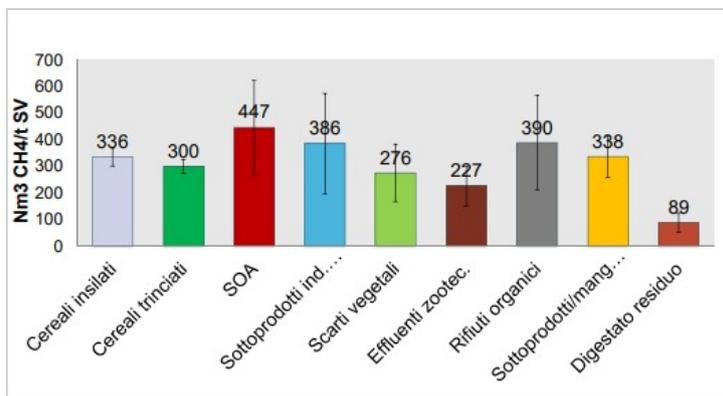


Tabella 4.2, fonte: CRPA.

4.4.1 I parametri integrativi al BMP

Una corretta stima deve essere condotta integrando anche altri parametri, questo risulta utile per definire i range di variabilità e le possibili interazioni tra indicatori che determinano scostamenti tra il valore di stima e quello reale. La formula sottostante

fornisce un altro parametro sull'efficienza, il BMY (biochemical methane yeald), che permette il confronto tra il BMP iniziale e quello finale conoscendo preventivamente il bilancio di massa. I bilanci di massa vengono redatti tenendo conto delle quantità reali di sostanza secca tal quale in uscita (SS_{out}) e in entrata (SS_{in}) dal sistema di biodigestione.

$$\mathbf{BMY\ (\%) = (BMP_{in} * SS_{in} - BMP_{out} * SS_{out}) / (BMP_{in} * SS_{in}) * 100}$$

Per rendere ancora più specifica l'analisi, è possibile associare al parametro BMY un altro parametro qualitativo come il tempo di ritenzione idraulica (HRT). L'HRT permette di definire in quanto tempo il BMP è raggiungibile. Questo parametro viene preso in considerazione nelle fasi di progettazione della struttura in funzione della dieta scelta; a seconda della complessità delle molecole queste si degradano in tempi differenti e la volumetria dell'impianto deve tenerne conto. Ad esempio, per gli effluenti suinicoli i tempi di ritenzione sono 25 gg, per i bovini 35-40 fino ad arrivare a 50-70 per le biomasse dedicate.

Un altro parametro che fa riferimento al controllo di processo è il carico organico volumetrico (COV), calcolato come:

$$\mathbf{COV = Q * ST * SV / V}$$

Dove Q è il carico giornaliero di biomassa, ST i solidi totali sulla massa tal quale, SV la percentuale di solidi volatili sui solidi totali, e V il volume del digestore. Questo parametro, se è rappresentato da un dato troppo alto, determina un'acidificazione del pH con conseguente blocco dei metanigeni, mentre se troppo basso definisce uno stato di sottoalimentazione del digeastro.

Come evidenziato precedentemente, la composizione della biomassa influisce sulla conversione in biogas; la tabella 4.3 riporta il dato della produzione potenziale per ogni tipo di biomassa unito al suo rispettivo costo; questi due parametri permettono di calcolare il costo unitario espresso in euro per un m³ di biogas producibile. E' importante affermare che la stima dei costi risale al periodo 2007-2008, i costi odierni, soprattutto dopo l'innalzamento dei prezzi dovuto al conflitto russo, darebbero dei valori unitari differenti. Resta comunque interessante notare come i reflui zootecnici prodotti dall'azienda agro-energetica siano a costo zero; tuttavia presentano una produttività bassa, ciò suggerisce che questi debbano essere introdotti con biomasse più produttive. Gli scarti dell'industria agroalimentare hanno una produttività confrontabile, o talvolta superiore, alle colture energetiche, ma con costi moderati rispetto alle colture dedicate e questi aspetti creano un incentivo nell'uso di residui e scarti al posto di colture primarie.

TABELLA 2 - Esempi di costo unitario del biogas (€) producibile per diverse biomasse

Biomassa	Sostanza secca (%)	Produzione potenziale di biogas (1) (m ³ /t.t.q.)	Costo (1) (€/m ³)	Costo unitario biogas producibile (euro/m ³ biogas)
Insilato di mais	30	200,4 ± 8,2	72	0,36
Insilato di sorgo	20	118,8 ± 4,7	65	0,55
Farina di mais	32,7	225,6 ± 20,9	75	0,33
Farina di riso	89	517,9 ± 1,8	150	0,29
Granello di mais	26,6	182,9 ± 2,7	80	0,44
Pastone di frumento	45	316,9 ± 8	110	0,35
Paglia di orzo	36	190,4 ± 4,9	47	0,26
Liquame suino fresco	4,2	10,4 ± 0,4	0	0,00
Liquame suino predigerito	3,3	5,2 ± 0,3	0	0,00
Liquame bovino	1,8	2,4 ± 0,1	0	0,00
Polina	23,5	97,8 ± 6,4	0	0,00
Drezzioni di coniglio	37,1	130,2 ± 3,8	0	0,00
Fanghi di depurazione	19,3	46,4 ± 0,9	0	0,00
Rifiuto organico selezionato (1)	55,1	430,3 ± 24,2	-45	-0,10
Rifiuto organico selezionato (2)	48,1	376,1 ± 2,6	-45	-0,12
Rifiuto organico selezionato (3)	45,2	352,2 ± 46,6	-45	-0,13
Frazione organica dei rifiuti	35	226,1 ± 7,7	-45	-0,20
Rifiuto a base vegetale	26,4	177,0 ± 9,3	-45	-0,25
Scarti di frutta e verdura	23,7	158,1 ± 18,7	-45	-0,28
Scarti di carne e pesce	42,4	415,5 ± 10	-45	-0,11
Scarti di macellazione	19	102,5 ± 0,4	-45	-0,44
Scarti della panificazione	66	482,5 ± 27,8	60	0,12
Scarti lattiero-caseari	14,5	112,8 ± 4,4	0	0,00
Trebbe di birra	26	101,8 ± 2,1	20	0,20
Fanghi della produzione di birra	6,3	29,5 ± 0,2	10	0,34
Scarti di patate	20	126,8 ± 3,5	0	0,00
Melasso	98	498,5 ± 6,7	120	0,24
Glicerina	98	587,6 ± 43,3	70	0,12
Saesa di oliva 1	27,6	301,0 ± 9,3	20	0,07
Saesa di oliva 2	83,2	521,9 ± 5	20	0,04
Saese della lavorazione di oli vari	24,1	175,4 ± 8	20	0,11

(1) I valori negativi indicano la retribuzione per il trattamento del rifiuto.

(2) Stimata con il test di biogasificazione.

(3) Prezzi indicativi per il Nord Italia durante il periodo 2007-08.

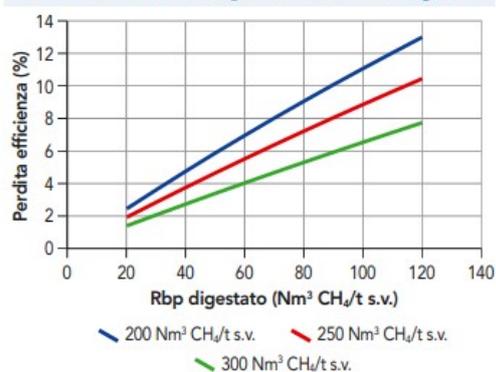
Tabella 4.3, fonte: F.Adani & G.D'imporzano. I fattori che rendono ottimale la razione per il digestore, (2008).

4.5 LA DETERMINAZIONE DELL'EFFICIENZA DI CONVERSIONE DA BIOMASSA IN BIOMETANO TRAMITE L'ANALISI DEL DIGESTATO

Se la biomassa non viene convertita efficientemente in biogas, il digestato esce dall'impianto in una condizione non ancora totalmente stabilizzata, e potrebbe continuare a produrre biogas nella fase di stoccaggio. Il potenziale metanigeno residuo (Rbp) è un parametro biologico che misura la quantità di metano potenzialmente producibile dalla materia organica del digestato. Esso determina indirettamente anche la corretta e profittevole gestione dell'impianto. Alcune delle cause che fanno innalzare i valori di questo parametro sono: Il tempo di ritenzione idraulica¹⁹ insufficiente, una miscelazione della razione inadeguata, una termoregolazione non uniforme, oppure la presenza di fattori d'inibizione. Per confrontare quindi il BMP e l'Rbp, determinando quindi una perdita di efficienza, è necessario conoscere il bilancio di massa dell'impianto; il bilancio di massa non viene effettuato sulla massa totale ma sul contenuto di solidi volatili in ingresso (BMP) e su quelli in uscita all'interno del digestato (Rbp). Il grafico 4.4 dimostra come, prendendo in considerazione un BMP di $300 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 / \text{t s.v}$ ed un valore dell'Rbp pari a $60 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 / \text{t s.v}$, la perdita di efficienza stimata sia del 4%.

¹⁹ Definisce quanto tempo la biomassa permane nel digestore.

GRAFICO 1 - Perdita di efficienza biologica in relazione al potenziale metanigeno dell'alimentazione e a quello residuo nel digestato



Nm³ CH₄/t s.v. = normal metri cubi di metano per tonnellata di solidi volatili.

Rbp = potenziale metanigeno residuo nel digestato.

Grafico 4.4, fonte: M.SOLDANO, & S.PICCININI Biogas, l'analisi del digestato svela l'efficienza dell'impianto, 2016.

4.6 LE COLTURE ENERGETICHE DEDICATE

Le colture energetiche, come mais e sorgo, sono colture che vengono coltivate per la produzione di energia elettrica e di biocarburanti. I biocarburanti, ottenuti dall'utilizzo di questa tipologia di biomassa, vengono definiti di prima generazione, ovvero sono carburanti che non utilizzano materiale di scarto ma materie prime. Il problema che affligge da sempre la produzione delle colture energetiche, si fonda principalmente sull'impatto sociale, ambientale ed economico che queste creano. L'inserimento di colture dedicate in un terreno agricolo andrebbe valutato in base a tre fattori:

- I consumi idrici e gli input di cui la coltura necessita, ad esempio se questi sono coerenti con le caratteristiche pedoclimatiche del luogo.

- Come varia la qualità del suolo in relazione alla coltivazione della coltura energetica.-
L'impatto che la coltura energetica genera sui sistemi di produzione e di utilizzo precedenti al suo insediamento.

Le colture energetiche hanno un buon BMP ma alti costi di approvvigionamento se acquistate sul mercato; per questo motivo l'azienda deve valutare se possa risultare conveniente internalizzare la loro produzione. Nel piano di alimentazione è consigliato introdurre colture insilabili²⁰, queste possono essere conservate fornendo così caratteristiche costanti nella razione durante l'arco dell'anno. L'insilamento, oltre a permettere la conservazione della granella, fa sì che il cereale insilato possa acquisire una capacità metanigena superiore a quella pre-insilamento, ciò è dato dall'elevata presenza di acido acetico, lattico e formico che sono precursori del metano. Inoltre, nel corso dell'insilamento, la fibra grezza si deteriora migliorando la disponibilità dei nutrienti. A fronte di alte rese di conversione da biomassa a biogas, +37/40% rispetto alle colture non insilate, vi sono costi di produzione più elevati. I costi sono dovuti, nel caso in cui l'azienda provveda in primis all'insilamento, all'acquisto e al mantenimento delle strutture, mentre nel caso in cui l'azienda dovesse acquistare le biomasse insilate, l'aumento dei costi sarebbe imputabile al maggior valore che questi prodotti hanno sul mercato.

²⁰ L'insilamento è una tecnica di conservazione dei foraggi. Si fonda sull'acidificazione della massa operata da organismi anaerobi, evitando che questa possa essere attaccata da organismi nocivi.

4.6.1 Land efficiency

La corretta pianificazione produttiva delle colture energetiche dovrebbe basarsi sui principi agronomici riportati nel documento “Biogasdoneright”. La coltivazione basata su tali principi permetterebbe alle aziende agricole di produrre biomassa per il digestore, continuando a coltivare anche colture foraggere o alimentari destinate al mercato. Alcune buone pratiche agronomiche riportate nel documento sono la copertura vegetale dei terreni tutto l’anno, la diversificazione tramite rotazioni colturale, e la riduzione del consumo di concimi chimici mediante l’utilizzo del digestato. Questo nuovo modello di produzione di biogas, che è anche un nuovo modello di produzione agricola, consentirebbe all’imprenditore agricolo di rendere anche più efficienti i propri terreni. Con il termine “land efficiency” di una filiera bioenergetica, s’intende la quantità di energia primaria ottenibile da un ettaro di terreno agricolo. Per poter giungere alla formula per il calcolo della land efficiency bisogna preventivamente calcolare la FCLR, ovvero il fabbisogno di terreni di primo raccolto necessari per raggiungere la produzione di biometano annua.

$$\text{FLCR}(\text{ha}) = (\text{A} - \text{I}) / \text{C} * 1/\text{P}$$

$$\text{LAND EFFICIENCY biometano} = \text{A}/\text{FCLR} >> \text{C} * \text{P}$$

Dove **A**, è la produzione complessiva di biometano espressa in Nm³ /anno, **I** è la produzione di biometano generato da biomassa d’integrazione (Nm³ /anno), **C** è la resa specifica in metano per tonnellata di SS ricavata da coltura di primo raccolto²¹ (Nm³

²¹ Sono le colture che rappresentano la produzione principale.

CH_4/t), e **P** è la resa produttiva della coltura di primo raccolto (t/ha di SS). E' evidente come il fattore **I**, che identifica le biomasse derivanti da colture d'integrazione, sia l'elemento chiave per far fronte ad un impiego proporzionalmente inferiore di colture di primo raccolto o colture energetiche.

4.6.2 Le colture d'integrazione

Le colture d'integrazione vengono posizionate, all'interno di un modello di rotazione colturale, nei periodi che intercorrono tra la coltivazione di una coltura primaria e l'altra (figura 4.6).

Gli elementi che rendono fattibile l'introduzione di queste colture nel normale ciclo di produzione di una monocoltura, sono:

- La tutela della fertilità;
- L'ampia disponibilità varietale che permette la loro coltivazione in differenti contesti, come quelli del NORD, CENTRO E SUD ITALIA (Tabella 4.5);
- Un buon sistema di risparmio idrico;
- La possibilità di avere un incremento produttivo e reddituale senza creare impatti negativi ambientali;
- L'utilizzo di macchinari con un approccio "minimum tillage"²², che possano evitare l'eliminazione dei residui colturali della coltura precedente.

²² Approccio che utilizza tecniche di lavorazione minime dei terreni ed esclude operazioni invasive come l'aratura profonda.

La tabella 4.5 riporta alcuni esempi di rotazioni colturali; le colture in grassetto evidenziano quelle ad uso energetico, mentre le altre sono destinate ai mercati alimentari o foraggeri.

PIANURA PADANA	
Triticale o loiessa o miscugli foraggeri	Mais o pomodoro o soia
Sorgo	Frumento o orzo o orticole
Mais insilato	Frumento
CENTRO-SUD	
Sulla, Sorgo	Grano duro
Miscuglio di leguminose	Leguminose a granella

Tabella 4.5, fonte: Elaborazione personale.

La figura 4.6 riporta due sistemi di produzione messi a confronto, uno che segue i principi di “Biogasdoneright”, l’altro segue i modelli di produzione convenzionale. Nel primo è possibile notare come, per tutto il periodo temporale preso in considerazione, la copertura del terreno sia costante; le colture primarie destinate alla produzione di energia sono sempre succedute da colture di secondo raccolto per usi differenti. In entrambi i modelli si fa ricorso al digestato come fertilizzante, anche se nel caso più virtuoso si nota un suo uso maggiore. Il modello del “Biogasdoneright” permette di avere una land efficiency maggiore rispetto a quello convenzionale, questo si traduce in un maggior sfruttamento del terreno vincolato però a buone pratiche agronomiche di tutela dell’agroecosistema.

concorrenza, in cui i produttori sono price taker²³. Il vantaggio competitivo, in questo tipo di mercato, è generato dalla capacità dei produttori di contenere i costi di produzione; i costi delle biomasse agricole sono soprattutto dipendenti dalle condizioni pedoclimatiche, dalla resa produttiva e dall'incidenza della manodopera. Appare subito evidente come l'Italia possa avere numerosi svantaggi strutturali. I terreni italiani sono particellari e non caratterizzati da grandi estensioni per lo sfruttamento delle economie di scala. Di conseguenza i costi di produzione in Italia sono più elevati rispetto ad altri paesi ed inoltre il clima sfavorevole degli ultimi anni ha ridotto la percentuale delle precipitazioni e fatto aumentare i terreni irrigui. Le condizioni, favorevoli allo sviluppo di filiere agro-energetiche, sembrerebbero quelle tipiche delle pianure del Nord Italia, ad esclusione di territori sfavorevoli come il meridione o le zone montane. Come ribadito più volte, sono necessari un contributo diffuso e un piano inclusivo per poter raggiungere gli obiettivi di produzione di biogas prefissati per il 2030. Le biomasse residuali rappresentano una risorsa per i contesti agricoli più sfavorevoli alla coltivazione di colture energetiche. Alla luce di queste considerazioni si può affermare che le biomasse residuali siano un'ottima biomassa a basso costo, adatta in caso di:

- Filiere bioenergetiche in contesti più ostili, dove i prodotti primari rappresentano un importante risorsa per la domanda alimentare, oppure dove il settore agricolo non è fortemente sviluppato.

²³ Il prezzo è definito dall'incontro tra domanda e offerta, e quindi dalla quantità di bene disponibile sul mercato.

- Filiere corte, cioè delle filiere che si fondano sulla collaborazione tra aziende che creano un bacino di approvvigionamento ristretto (aziende localizzate a breve distanza l'una dall'altra)
- Oppure nel caso in cui la filiera agro-energetica si dovesse articolare nel solo perimetro aziendale (es azienda zootecnica con caseificio annesso e impianto di biodigestione). Il vantaggio in queste filiere risiede nell'accorciamento della catena del valore, e quindi nella gestione diretta dei costi. Queste aziende possono disporre di colture energetiche autoprodotte, risultando quindi scollegate dalle dinamiche di mercato delle commodities. Come afferma A.Frascarelli nel suo articolo “le energie rinnovabili in agricoltura”, “una condizione indispensabile per l’acquisizione di valore aggiunto da parte delle imprese agricole è la realizzazione di filiere strutturate e chiuse, con investimenti degli imprenditori agricoli sia nella fase di produzione primaria, sia nella fase di trasformazione in prodotti energetici finali”.

4.7 LE BIOMASSE RESIDUALI

4.7.1 Gli effluenti zootecnici

Gli effluenti zootecnici rappresentano la biomassa maggiormente utilizzata nella diete dei biodigestori. Gli impianti a digestione anaerobica permettono di risolvere una delle maggiori problematiche degli allevamenti tramite un uso responsabile dei reflui zootecnici. Grazie a questa tecnologia gli allevamenti sono in grado di controllare le proprie emissioni di gas serra e di adempiere agli obblighi imposti dalla direttiva nitrati.

La sostanza secca derivante dall'allevamento si presenta sotto due frazioni, una palabile e una pompabile, si differenziano per le loro caratteristiche chimico-fisiche e per i differenti potenziali di riconversione in biogas (tabella 4.7).

Caratteristiche indicative	Liquame bovino		Letame bovino	
	Valore medio	Intervallo	Valore medio	Intervallo
Sostanza secca - ST (%)	8,2	5,7-10,2	210	130-290
Sostanza organica - SV (%)	73	64-82	79	70-87
Azoto totale - NTK (%ST)	4,7	2,8-6,6	2,7	2,1-3,3
Produzione di biogas	0,30-0,45 (di cui 55% metano)		0,35-0,50 (di cui 55% metano)	

Tabella 4.7, fonte: C.FABBRI S.PECCININI Bovini da latte e biogas, linee guida per la costruzione e la gestione degli impianti "CRPA spa", 2012.

Fanno parte degli effluenti zootecnici le matrici che derivano dall'allevamento avicolo, da quello suinicolo, ovicaprino e bovino. Di seguito è riportata una tabella che evidenzia le principali differenze compositive delle deiezioni suine rispetto alle bovine.

CARATTERISTICHE INDICATIVE (%)	LIQUAMI SUINI		LIQUAMI BOVINI	
	valore medio	intervallo	valore medio	intervallo
Sostanza secca - ST (%)	4,4	2,8 - 6,0	8,2	5,7 - 10,7
Sostanza organica - SV (% ST)	70	63 - 77	73	64 - 82
Azoto totale - NTK (% ST)	8,0	6,3 - 9,7	4,7	2,8 - 6,6

PRODUZIONE BIOGAS (m ³ /kg SV in ingresso)	0,45 - 0,55 (di cui il 60-65% metano)	0,30 - 0,45 (di cui il 55-60% metano)
---	---------------------------------------	---------------------------------------

Tabella 4.8, fonte: CRPA, Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico-economica "Opuscolo n.4/2008".

Il contenuto di sostanza secca dipende soprattutto dal modello di allevamento, è però opportuno che questo valore della matrice, al momento dell'introduzione nel digestore, sia per i suini 3-4%, mentre per i bovini 7-8%. L'effluente suino ha un contenuto di azoto totale maggiore rispetto a quello bovino, questo influenza le caratteristiche di

composizione del digestato, e presenta una quota minore di fibra che consente una degradabilità della biomassa più rapida.

Oltre alle deiezioni bovine e suine, vengono utilizzate anche quelle derivanti dall'allevamento avicolo; la principale problematica della pollina risiede nell'elevato contenuto di azoto inorganico, per questo motivo molto spesso tali biomasse vengono diluite o sottoposte a denitrificazione per poterle introdurre nei digestori.

Quando vengono introdotti gli effluenti zootecnici all'interno del digestore, questi contengono anche volumi di acqua meteorica intercettati nelle zone scoperte dell'allevamento o proveniente dai sistemi di sanificazione e pulizia degli impianti. E' necessario controllare la percentuale di acqua meteorica all'interno dei reflui, in quanto questa potrebbe alterare la dieta complessiva del biodigestore. Il tempo intercorso fra il momento dell'escrezione delle deiezioni e quello in cui queste giungono al digestore è un fattore importante: minore è questo delta tempo maggiore è il potenziale metanigeno; ciò significa che un buon management degli effluenti tutela il BMP. Nel caso di allevamenti a lettiera permanente, occorre considerare che le feci che permangono nella lettiera subiscono processi degradativi, questi possono essere di tipo aerobico nella zona superficiale, e anaerobico nella zona profonda. Parte del carbonio presente nella biomassa viene convertito in biossido di carbonio (processo aerobico) e in biogas (processo anaerobico). La permanenza in lettiera fissa fino a 6 mesi è in grado di ridurre del 40-50% il BMP.

I reflui zootecnici bovini sono una tipologia di biomassa disponibile durante tutto l'arco dell'anno, tuttavia possono avere caratteristiche differenti nonostante provengano da

uno stesso allevamento. Questa variabilità dipende soprattutto dall'alimentazione in stalla, dallo stadio di lattazione della vacca, dalla tipologia gestionale di allevamento utilizzata, dal numero di capi allevati e dalla loro produttività. L'alimentazione dei bovini può variare sia in funzione delle esigenze degli animali, sia sulla base della stagionalità dei foraggi, che possono essere freschi o essiccati, questi sono altri elementi che influiscono sulle caratteristiche delle deiezioni e sul BMP. Ad esempio, la ripartizione dei capi in stalla non è mai uguale; il ciclo riproduttivo bovino è caratterizzato da fasi di produzione e di asciutta che precedono il parto, per questo motivo in alcuni periodi si avrà una quota produttiva più elevata a differenza di altri. La ripartizione della mandria, è un passaggio importante nella definizione del potenziale produttivo di metano dell'allevamento. La tabella 4.9 riporta i relativi volumi di SS per categoria animale.

Categoria animale	Capi (n.)	Sostanza secca escreta		Paglia		Sostanza secca disponibile (kg/giorno)
		kg/giorno-capo	kg/giorno	kg/giorno-capo	kg/giorno	
Vacche in lattazione	85	8,0	683	1,5	115	798
Vacche in asciutta	15	4,5	68	1,5	20	88
Manze gravide	23	1,9	44	1,5	34	78
Manze	21	1,9	40	4,5	94	134
Manzette	18	1,8	32	2,0	36	68
Vitelli	19	0,8	41	1,5	29	70
Totale	181		908		328	1236,0

24

Tabella 4.9, fonte: C.FABBRI S.PECCININI, Bovini da latte e biogas, linee guida per la costruzione e la gestione degli impianti "CRPA spa", 2012.

²⁴ Vacca in lattazione: vacca che produce latte.

Vacca in asciutta: vacca che non produce latte e che si trova nell'intervallo di tempo prossimo al parto.

Una volta ottenuta la produzione dei solidi totali, è necessario moltiplicare questo valore per la quantità dei solidi volatili e per la resa in metano, in questo modo è possibile ottenere il potenziale produttivo di metano totale di una stalla.

$$Q \text{ CH}_4 = ST \times \%SV \times E \times R$$

Dove E, è l'efficienza di rimozione o perdita del potenziale produttivo, ed R è la resa in metano. La produttività di un UBA (unità bovino adulto) è un parametro che è direttamente proporzionale all'escrezione di sostanza secca; come si può notare dal grafico 4.10, le vacche in lattazione sono quelle che forniscono una quota maggiore di sostanza secca.

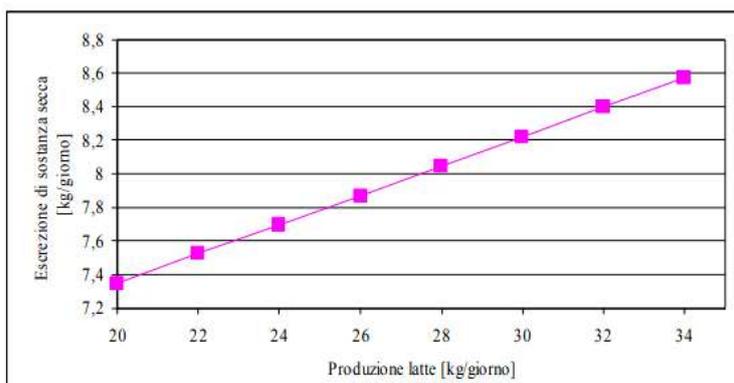


Grafico 4.10, fonte: C.FABBRI S.PECCININI, *Bovini da latte e biogas, linee guida per la costruzione e la gestione degli impianti "CRPA spa"*, 2012.

4.7.2 I residui delle coltivazioni erbacee ed arboree.

In alcuni contesti, in cui l'interramento dei residui colturali è una pratica fondamentale per ristabilire l'equilibrio nutrizionale nei terreni la destinazione dei residui colturali ad impianti di biodigestione potrebbe sottrarre questa preziosa risorsa; per questo motivo è necessario fare un'attenta valutazione. I residui colturali, ed in particolare gli stocchi, la

paglia, i residui delle potature e la frutta di scarto, hanno una quantità di sostanza secca moderatamente elevata (15-35% dei ST). Un grande svantaggio di questa tipologia di biomassa è la sua dislocazione sul territorio: molto spesso questi residui sono distribuiti in ampie superfici, ciò implica costi di raccolta e di trasporto. Le loro caratteristiche fisiche tal quali rendono inefficiente il trasporto se si considera il rapporto peso/volume, e il rapporto tra i costi di trasporto e il valore della massa, che spesso è inferiore al costo logistico. Questi residui possono rappresentare un'opportunità per l'imprenditore solo se è la sua azienda a produrli in un'area circoscritta, o nel caso in cui tali scarti dovessero generare un costo di smaltimento.

4.7.3 I Sottoprodotti agro-industriali

Viene definito sottoprodotto, qualsiasi elemento che soddisfa le condizioni di cui all'articolo 184-bis, comma 1e comma 2. Il Decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152. fornisce la definizione delle caratteristiche qualitative utili per differenziare un sottoprodotto da un rifiuto. Esistono comparti produttivi che generano sottoprodotti organici di buona qualità, contraddistinti da grandi masse e da regolarità di erogazione, come quelli delle industrie della lavorazione del grano o della lavorazione del latte. Altri settori invece generano flussi minori, come gli scarti derivanti dalla lavorazione dei legumi. Molti residui, come quelli dell'industria molitoria, sono anche un'importante fonte per l'industria mangimistica, tuttavia molte partite, non conformi al settore mangimistico e classificate come non idonee (es. mais con micotossine), potrebbero essere valorizzate nella produzione di biogas. Questo utilizzo consentirebbe di evitare

costi di smaltimento all'industria molitoria, e permetterebbe alle aziende agricole di utilizzare un sottoprodotto che sarebbe altrimenti classificato come rifiuto. Alcuni studi, come quello di L. Rossi et al. (2015), testimoniano come alcune quote di mais, attaccate da micotossine e quindi non più destinabili al settore zootecnico, possano avere le stesse performance energetiche di un mais puro, ciononostante la quota contaminata deve rappresentare il 10% della razione totale introdotta nell'impianto. Molti dei sottoprodotti derivanti dall'industria alimentare italiana risultano ancora inutilizzati. Ad esempio, le buccette di pomodoro, disponibili in grade quantità soprattutto in Pianura Padana, possono essere adottate anche nel settore zootecnico. Tuttavia alcune DOP, come quella del Parmigiano Reggiano, regolamentano anche l'alimentazione bovina da latte ed escludono l'uso di questo prodotto di scarto che potrebbe essere utilizzato per la produzione di biogas. Alcuni sottoprodotti vegetali sono legati alla stagionalità, ed è inevitabile che si creino vuoti di approvvigionamento durante l'arco dell'anno; senza la redazione di piani sostitutivi, queste biomasse potrebbero essere scartate anche dalle aziende agricole produttrici di energia. Per la produzione di biogas possono essere utilizzati anche i sottoprodotti della macellazione animale (SOA). Gli impianti a biogas, per poter utilizzare tali matrici, devono essere autorizzati ai sensi del Regolamento CE 1069/09, che disciplina i requisiti sanitari in termini di igienizzazione e pastorizzazione del sottoprodotto. Le frazioni lipidiche animali hanno un buon potenziale di conversione in biogas, anche se la loro degradabilità è molto rapida e spesso non combacia con i tempi di degradazione degli altri substrati introdotti. Segue una tabella riassuntiva delle varie biomasse residuali in relazione alla loro resa energetica in biogas.

Gruppi di sottoprodotti e scarti		Sostanza secca (% _{TS})	Sostanza organica (% _{SS})	Resa in biogas (Nm ³ /tso)
Sottoprodotti agro-industriali	¹ Vinacce	40-50	80-95	600-700
	¹ Poipa di mela	2-3	95	500
	² Scarti frutta (pelatura, detorsolatura, scarti passatrice di pera, pesca, albicocca)	9,7-18,5	92-95,7	500-600
	² Scarti di patate (bucce, scarti selezionati in ingresso, puree di scarto da cottura)	16,6-30,3	91,1-97,2	500-600
	¹ Buccette di pomodoro	27-35	96-97	300-400
	¹ Melasso	77-90	85-95	300-700
	¹ Panello di colza e lino	90-91	93-94	700
	² Scarti di mais dolce	15,9-18,5	96-97	450-550
	¹ Residui di spremitura semi oleosi	92	97	900
	¹ Poipa di frutta	2-3	95	300-700
	¹ Farina di frumento	88	96	700
	¹ Glicerina grezza	98	90-93	700-1.100
Sottoprodotti agricoltura	¹ Paglia di cereali	86	89-94	350-400
	¹ Paglia di mais	86	72	350
	¹ Paglia di riso	25-50	70-95	300
Scarti animali	¹ Macinato di carne e ossa	8-25	90	800-1200
	¹ Contenuto stomacale dei suini	12-15	80-84	300-400
	¹ Contenuto del ruminante non trattato	12-16	85-88	300-600
	¹ Contenuto del ruminante pressato	20-45	90	1.000-1.100
Rifiuti organici	¹ Pane essiccato	65-90	96-98	800-1.200
	¹ Avanzi ristorazione	9-37	75-98	400-1000
	¹ Miscela di grassi	99,9	92	970-980

Tabella 4.11, fonte: S.CASTELLI DE SANNAZZARO, *Biomasse per la produzione di energia. Produzione, gestione e processi di trasformazione*, 15 novembre 2011, Maggioli Editore.

4.8 I TRATTAMENTI DELLE BIOMASSE: VANTAGGI E POSSIBILI PROBLEMATICHE

Come già anticipato nel paragrafo 4.7, può accadere che la reperibilità delle biomasse sia soggetta a variazioni dovute all'andamento climatico, alla loro scadente qualità o all'innalzamento dei costi. Tutte queste variabilità portano una modifica nella quantità e nella qualità della razione, ed incidono sulla gestione dell'impianto e sulle performance di produttività.

Per aumentare la flessibilità impiantistica, allargando gli orizzonti di approvvigionamento, possono essere introdotti dei pretrattamenti delle biomasse. I pretrattamenti sono utili anche per velocizzare i processi di degradazione della matrice organica, e possono facilitare le fasi di omogenizzazione e miscelazione dei substrati, migliorando così la gestione della massa interna al digestore. I pretrattamenti vengono suddivisi in:

- *Fisici-meccanici* _ Hanno la finalità di ridurre la pezzatura delle componenti della matrice. Le principali tecniche sono l'estrusione, con azione sfibrante per i residui colturali, la macinazione, che viene adottata per la frantumazione delle cariossidi, la disgregazione con pulper, che permette l'omogenizzazione delle diverse biomasse prima dell'immissione, e l'ultima consiste nell'uso di ultrasuoni che, attraverso la pressione e la temperatura generata, spaccano le pareti cellulari e permettono la frantumazione delle molecole organiche.

- *Termici* _ Quando la biomassa è sottoposta a temperature superiori ai 160°C, è possibile ottenere la solubilizzazione della lignina, ciò permette da un lato la formazione dall'emicellulosa in acidi catalizzatori dell'idrolisi, dall'altro la produzione di fenoli che sono inibitori dei batteri anaerobi, per questo motivo è un trattamento che deve essere monitorato con attenzione. Lo Steam Explosion si basa sul trattamento delle biomasse attraverso l'uso del vapore a 240°C e ad una pressione superiore ai 10 bar, successivamente la biomassa viene raffreddata rapidamente provocando così la spaccatura delle pareti cellulari. La pratica più invasiva è la cavitazione idrodinamica controllata; le particelle di materiale organico vengono disgregate grazie ad azioni di

collassamento, in questo caso deve essere fatta un'attenta valutazione a fronte di ingenti consumi energetici.

- *Chimici*_ I trattamenti chimici spesso si servono di composti alcalini come la soda e l'ammoniaca, o acidi come il solforico e il nitrico, questi permettono di migliorare la digeribilità delle frazioni ma implicano una rigorosa e attenta gestione dei reagenti.

- *Biologici-enzimatici*_ La fase di idrolisi è governata dagli enzimi. Le macromolecole della biomassa non sono in grado di penetrare la membrana dei batteri. L'introduzione di enzimi fornisce uno strumento per agire direttamente sulle tempistiche di degradazione della biomassa.

Per poter scegliere il pretrattamento più idoneo, e per poterne valutare l'integrazione nel sistema di biodigestione, risulta necessario effettuare considerazioni riguardo ai costi energetici e ai costi di esercizio, insieme ad un'attenta analisi dell'efficienza del pretrattamento. Di seguito vengono riportati alcuni importanti risultati derivati da uno studio dell'azienda BioBang²⁵, che dimostrano come un opportuno pre trattamento di cavitazione possa incidere sul tempo di ritenzione e sul BMP della biomassa.

²⁵ E' un'azienda italiana sviluppatrice di tecnologie per il trattamento della biomassa.

Test statico di determinazione del Potenziale Biochimico Metanigeno (BMP)

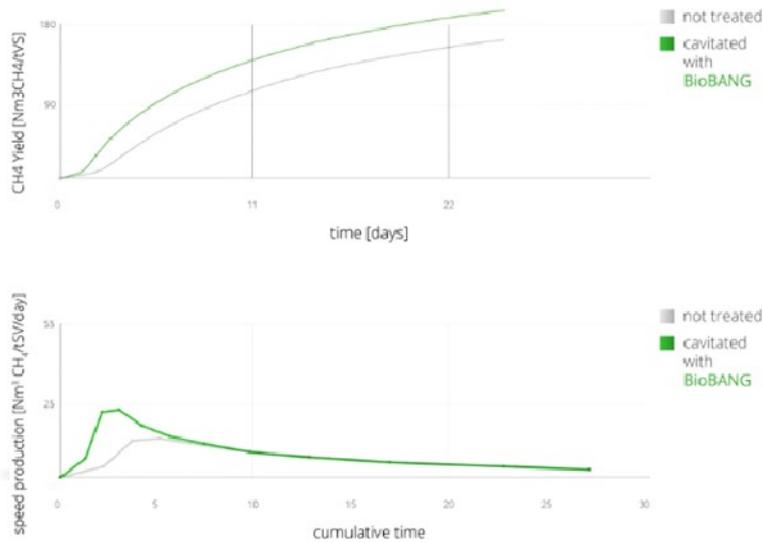


Grafico 4.12, fonte: Esempio di valutazione dell'efficienza del pretrattamento operato tramite cavitazione, fonte: determinazione potenziale metanigeno di letame bovino con paglia trattato tramite tecnologia, BioBANG® (cavitazione).

La rappresentazione grafica 4.13 analizza una condizione in cui il pretrattamento delle biomasse è necessario a fronte di un'ipotetica problematica. I risultati mostrano come il pretrattamento possa avere differenti obiettivi, e come tutti i risultati produttivi conseguiti dopo il trattamento siano migliori rispetto al caso in cui la biomassa non dovesse essere trattata.

a rappresenta l'andamento della produzione cumulativa di biogas in assenza di pretrattamento della biomassa, si può notare come il punto di flesso venga raggiunto al tempo t_3 , cioè il tempo necessario per arrivare alla massima produzione ottenibile in questa condizione. **b** rappresenta il pretrattamento mirato all'incremento della velocità di produzione di biogas, il massimo produttivo (lo stesso valore di **a**) viene raggiunto al

tempo t_1 invece che in t_3 . **c** rappresenta un pretrattamento volto all'incremento della produzione cumulativa, **c** infatti genera una quantità di biogas maggiore di **a** e **b**. **d** coniuga il risparmio di tempo e l'aumento della produzione, questo caso rappresenta il trattamento best in, ovvero che riesce ad ottenere i massimi risultati produttivi nonostante allunghi, di poco, le tempistiche necessarie al loro ottenimento, (t_2) rispetto a **b** (t_1). Lo scenario analizzato prende in considerazione lo stesso quantitativo di biomassa ma sottoposto a differenti trattamenti che agiscono sull'efficienza di conversione della biomassa, ma se il vincolo fosse un obiettivo produttivo e non più quantitativo, attraverso i pre-trattamenti si potrebbe giungere un obiettivo produttivo stabilito a fronte di una minor richiesta materica.

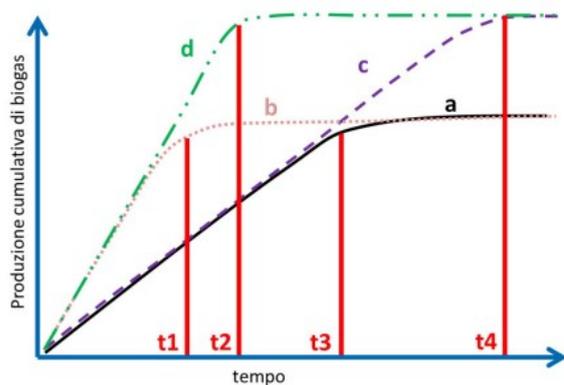


Grafico 4.13, fonte: S.PICCININI C.FABBRI, Innovazione tecnologica al servizio del Biogas fatto bene “BiogasItaly”, Rimini, 12 febbraio 2015.

4.9 “FOOD-ENERGY-ENVIRONMENT TRILEMMA”

Questo dibattito mondiale nasce dalla competizione che si può instaurare quando l'uso di un terreno si divide tra produzione alimentare, sia umana che zootecnica, e produzione di energia. I cambiamenti climatici che agiscono sulla produzione di cibo,

l'orientamento energetico che incide sul clima, la produzione di energia che entra in competizione con quella alimentare, sono solo alcuni esempi che riportano come il clima, il fabbisogno alimentare e la domanda energetica siano fortemente legati fra di loro. E' impossibile agire su uno di questi temi senza includere anche gli altri e per questo motivo si parla di "Food-Energy-Environment trilemma". Oggi i prodotti alimentari vengono valutati con un prezzo tre volte maggiore rispetto alle biomasse energetiche. Se si considera solo questo dato la competizione sembrerebbe non sussistere. Tuttavia è fondamentale affermare che, in alcuni contesti dove potrebbero crearsi specifiche dinamiche politiche ed economiche, potrebbe essere maggiormente valorizzata la produzione energetica. L'attenzione mondiale sul tema della Food Security, a fronte di esigenze alimentari crescenti, ha incentivato il settore energetico a porre maggior interesse verso le biomasse derivanti da scarti e residui.

Il land use change (LUC) è parte del core set di indicatori proposti dalla United Commission on Sustainable Development, e parte dei 35 indicatori agro-ambientali per monitorare l'integrazione delle esigenze ambientali nella definizione della Politica Agricola Comune (PAC). Questo indicatore definisce i possibili impatti subiti da un terreno che affronta un cambio della propria destinazione d'uso. Il land use change interessa il passaggio da ecosistemi naturali ad agro-ecosistemi, la riqualificazione delle aree abbandonate e marginali, e viene usato anche per valutare le modifiche apportate dai cambiamenti naturali, come gli effetti del Climate Change.

L'indicatore LUC analizza:

- La classificazione delle aree secondo caratteristiche peculiari;

- I cambiamenti delle caratteristiche chimiche/fisiche dei terreni e della loro fertilità;
- Il cambiamento del grado di vulnerabilità di un terreno²⁶.

Un'altra area d'interesse, integrata soprattutto dall'Unione Europea in vista del contributo che i terreni possono offrire in termini di stoccaggio di CO₂, è quella "Emissioni e assorbimenti". Tramite la creazione di un bilancio delle emissioni, vengono analizzate come mutano la capacità di stoccaggio di carbonio e la quantità di emissioni di un terreno in relazione ad un cambiamento del suo uso.

Un secondo indicatore è l'ILUC, che indica l'impatto indiretto generato da un land use change. L'ILUC analizza, ad esempio, gli impatti generati dal passaggio da una coltura ad un'altra a fronte di una domanda costante di quella materia prima sul mercato, e come la coltura sostituita possa essere inserita in un altro contesto agricolo. L'esempio fatto prima non include l'ipotesi in cui la coltura non venga più prodotta in un terreno nazionale (es. Italia), e per soddisfare la richiesta italiana di tale materia prima, si debba ricorrere alla sua importazione. Questo significa che, in previsione dell'aumento delle importazioni italiane, il paese esportatore dovrà destinare i propri terreni per la coltivazione di quella specifica coltura e questo si traduce in un land use change che avviene però in altri confini. Lo sviluppo di nuovi mercati internazionali ha fatto sì che i confini nazionali non rappresentino più delle barriere di divisione tra azioni ed effetti e queste relazioni rendono più difficoltosa l'analisi degli impatti. Al fine di incorporare più aspetti è necessario sviluppare una nuova generazione di modelli che non siano

²⁶ La vulnerabilità del terreno definisce la capacità di un terreno di essere autonomo dall'intervento antropico. Un valore di vulnerabilità basso lo si riscontra nei terreni naturali.

rappresentati solamente da un elenco di indicatori. Questi futuri modelli dovranno includere anche l'impatto che il land use change genera nel contesto socio-economico, e non solo in quello ambientale. Solo avendo un quadro multidimensionale degli effetti che il LUC origina, è possibile valutare sistematicamente un cambiamento. Gli effetti delle decisioni intraprese non seguono una linearità ma dinamiche molto più complesse e articolate. Per comprendere maggiormente gli impatti che una decisione genera, è necessario dissociarsi da un modello che si basa su di una logica di processo come quella che segue:

sistema politico→sistema agricolo→sistema energetico→sistema di consumo.²⁷

All'inizio dell'anno 2020, sono stati avviati due progetti che forniscono assistenza tecnica alla Commissione Europea sul tema ILUC. I due progetti si svolgono simultaneamente tra loro ma sono considerati separati. Il primo, chiamato "LOTTO1", ha l'obiettivo di evidenziare i combustibili ad alto rischio ILUC, mentre il "LOTTO2" si sofferma su quelli a basso ILUC. Il secondo progetto nasce dalla volontà della UE di creare e testare una metodologia di certificazione per i carburanti a basso ILUC. Il progetto si concluderà a fine 2022, ma è già disponibile una bozza in cui vengono riportati la metodologia di risk assesment e i relativi criteri di valutazione dei requisiti per l'attribuzione di tale certificazione. La certificazione sarà di processo, ovvero si

²⁷ G.CARROSIO, Competizione tra energia e cibo. La produzione di energia da biogas in Pianura Padana gennaio, 2013.

baserà sulla trasparenza e sulla garanzia dell'origine lungo tutta la filiera. Una stima di CIB riporta che, circa il 77% delle imprese agricole italiane produttrici di biometano adotta le pratiche virtuose di "Biogasdoneright". Questi modelli di gestione dei terreni permetterebbero a tali aziende agricole di avere una risk evaluation bassa (secondo quanto riportato nella bozza), e di accedere così alla certificazione europea dei biocarburanti a basso ILUC senza alcun adattamento. L'instaurazione di questo sistema di certificazione europeo potrebbe favorire uno sviluppo del settore biometano improntato sul rispetto di precisi standard sostenibili di land use.

4.9.1 La politica agricola comunitaria e la sua influenza sul dibattito

Nel 1957 l'agricoltura italiana era in una situazione di marcata arretratezza produttiva ed era incapace di soddisfare i fabbisogni alimentari. Con i Trattati di Roma si definirono i seguenti provvedimenti: Il raggiungimento dell'autosufficienza alimentare, l'incremento della produttività, la stabilizzazione dei mercati e la difesa del reddito degli agricoltori. Gli strumenti per il raggiungimento dell'incremento produttivo furono le politiche di prezzo di mercato e le politiche strutturali. La PAC giocò un ruolo decisivo nel raggiungimento di tali obiettivi; lo schema di sostegno della PAC si basava sul controllo dei prezzi interni affinché questi potessero garantire una corretta remunerazione agli agricoltori. I tre prezzi istituzionali erano quello obiettivo, cioè quello che determinava un reddito equo, quello d'intervento, al di sotto del quale la Comunità interveniva sulle dinamiche di mercato, e quello di soglia, cioè il prezzo minimo attribuito all'import di prodotti agricoli extra europei. Tutti questi

provvedimenti generarono effetti positivi ma anche negativi, tra cui i prezzi dei prodotti agricoli artificialmente alti e l'adozione di pratiche intensive in agricoltura. Nel 1988, al fine di far fronte alla produzione agricola ormai diventata eccessiva, vennero introdotti i tetti di produzione (Es. quote latte) e il Set Aside, ovvero un piano per il ritiro dei terreni dalla produzione.

La messa a riposo del 12% dei terreni agricoli italiani ha impedito al settore cerealicolo europeo di adattarsi alle mutate condizioni di mercato. Dopo il 2003 la produzione delle colture su terreni Set Aside è stata destinata alla produzione di biomasse a scopo energetico, fino ad arrivare al 2009 con la sua abolizione. Uno studio condotto dalla FIPER evidenzia come i terreni, destinati alla coltivazione di colture energetiche da introdurre nei biodigestori, abbiano sostituito solo parzialmente la quota di terreni ex Set Aside (grafico 4.14).

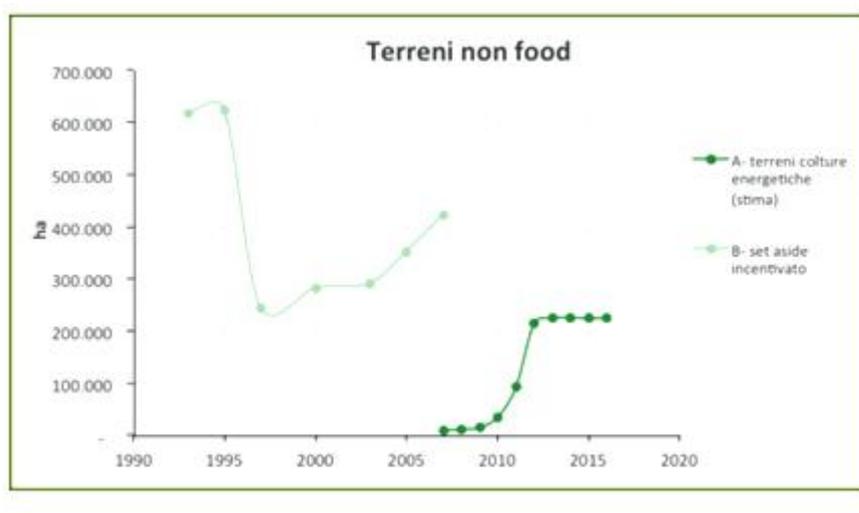


Figura 4.14, fonte: FIPER CMA, *Biogas: driver per la filiera agroalimentare*, quaderno CMA-strategia 2024, 2018.

Se si analizza la SAU, dal 1993 al 2016 (dati EUROSTAT), si nota una sua diminuzione del 15% causata soprattutto dall'abbandono delle superfici agricole. Lo studio prima citato ha quindi analizzato la relazione tra calo della SAU e insediamento di nuovi impianti a biogas. E' stato evidenziato come la creazione di questa nuova rete energetica non sia entrata in competizione con la produzione di colture alimentari, inoltre è stato dimostrato che la superficie agricola, potenzialmente utilizzabile a fini alimentari, è diminuita prevalentemente a causa della riduzione della SAU. Lo studio testimonia come l'occupazione dei suoli agricoli per la produzione di energia abbia permesso di riqualificare quei terreni che altrimenti sarebbero ancora classificati come improduttivi.

CAPITOLO 5 - VALUTAZIONE E PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO A DIGESTIONE ANAEROBICA

Per facilitare la comprensione della struttura di un impianto a digestione anaerobica, con eventuale produzione di biometano, viene proposta una sua suddivisione schematica in sei aree:

1. Strutture di insilaggio e stoccaggio delle biomasse;
2. Area di carico delle biomasse;
3. Digestore;
4. Struttura di stoccaggio del digestato;
5. Struttura di purificazione del biogas;
6. Unità di upgrading (biometano) o unità di cogenerazione.

La struttura riportata può subire variabili progettuali sulla base di vincoli di fattibilità o particolari esigenze. Ad esempio, la figura 5.1 riporta la scheda tecnica dell'impianto dell'Azienda Agricola Eredi Carioni, situata in Lombardia. L'azienda ad indirizzo zootecnico, ospita 1600 capi e si estende su 800 ha di terra. L'impianto, con produzione di solo biogas, ha una potenza di 999 kW elettrici e viene alimentato prevalentemente con liquame e letame bovino, insilato di mais e con segale. E' stato costruito con l'idea progettuale di completare un percorso di autosufficienza energetica aziendale.

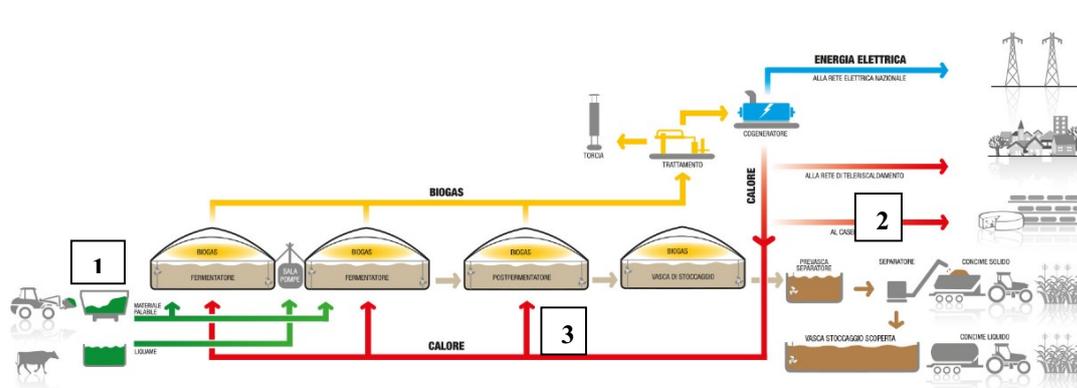


Figura 5.1, fonte: IES BIOGAS.

Di seguito vengono riportate le aggiunte progettuali, apportate sulla base delle esigenze dell'Azienda Agricola Crioni, rispetto allo schema elementare proposto prima:

1. E' stata introdotta, nel segmento iniziale dell'impianto, una pre-vasca di miscelazione per rendere la razione più omogenea e per facilitare la digestione all'interno del fermentatore.
2. Nell'impianto è stato introdotto un sistema di tubature che veicola il calore, ottenuto nell'unità di cogenerazione, al caseificio adiacente, in questo modo l'azienda può ridurre i costi di produzione dei prodotti caseari.

3. Dopo il digestore principale, è stato introdotto un post fermentatore. In questa struttura vengono veicolati i digestati che provengono dai fermentatori principali. Il post fermentatore permette l'estrazione di quella parte di biogas non ancora rilasciata dalla biomassa nei fermentatori precedenti.

Solitamente il processo, che porta alla progettazione e alla costruzione dell'impianto, può essere suddiviso in cinque principali steps:

Idea progettuale → studio di fattibilità → business plan → realizzazione → fase operativa

Le modifiche progettuali sono più convenienti ed efficaci nelle prime fasi. Questo evidenzia come la fase relativa all'idea progettuale e la successiva debbano essere opportunamente valutate, avendo a disposizione un range di modifica più ampio a costi più contenuti. Le prime fasi forniscono una buona rappresentazione dell'evoluzione del progetto; tuttavia è necessario successivamente integrarle con informazioni di carattere più tecnico. Lo stesso obiettivo può essere raggiunto da diverse applicazioni tecnologiche, ma è l'analisi di fattibilità che identifica quali tra queste risulta più opportuna per l'azienda.

5.1 L'IDEA PROGETTUALE

In questa prima fase progettuale viene determinata un'idea astratta dell'impianto (taglia, localizzazione, tipologia), e viene avviato un processo atto al reperimento di informazioni utili alla valutazione delle opzioni. Una parte della ricerca informativa

interessa i confini aziendali, vengono analizzate le problematiche, le esigenze e le ambizioni dell'imprenditore, mentre una parte si svolge al di fuori di tali confini. In questo caso la ricerca può interessare visite ad impianti esistenti situati in aziende o contesti simili, con particolare riferimento ai dati sul funzionamento e sulla gestione. Entrambe sono necessarie alla valutazione di un progetto che andrà poi a rapportarsi anche con l'esterno dell'azienda e a dipendere in parte da esso. Nella fase di determinazione dell'idea progettuale è necessaria la presenza di un supporto tecnico che possa guidare l'imprenditore in questo percorso, e che possa fornire informazioni maggiormente dettagliate sul contesto operativo e soprattutto su quello normativo.

5.2 LO STUDIO DI FATTIBILITÀ

Questo studio interessa due tipi di fattibilità, quella tecnica e quella economica/finanziaria. La fattibilità economica e la fattibilità tecnica si influenzano a vicenda, e molto spesso vi è un trade-off tra le due. Questa è la fase che definisce gli effetti e i rischi in relazione alle scelte effettuate dall'imprenditore. E' uno studio che porta alla definizione della sostenibilità del progetto, e di quella aziendale nel suo complesso. Nello studio di fattibilità vengono affrontate le decisioni con maggior specificità e tecnicità, e vengono valutate le variabili progettuali dell'impianto:

ALIMENTAZIONE

Una volta definiti i piani di approvvigionamento delle biomasse, è necessario valutare il tenore di sostanza secca del substrato. In base ad esso la digestione può essere a umido

SS<10%, a semi-secco 10%<SS<20% o a secco 20%<SS<35%. Il progettista deve tener conto, quindi, della modalità di digestione scelta dall'imprenditore.

POTENZA DELL'IMPIANTO

La potenza determina la generazione dell'output e le dimensioni strutturali dell'impianto. La corretta valutazione della potenza, più opportuna per l'azienda, evita un sovradimensionamento della struttura rispetto agli input a disposizione. Nel processo che porta alla scelta della potenza, vengono determinati i bilanci energetici, che consistono nell'analisi dell'output generato in relazione al consumo energetico aziendale e alla quantità di energia richiesta per il funzionamento dell'impianto. La scelta della potenza caratterizza la strategia aziendale ed influenza la redazione del business plan. Per esempio, la figura 5.2 riporta due possibili strategie imprenditoriali, e le differenzia in base alla scelta della loro costante e della loro variabile. La scelta di una delle due strategie porta l'imprenditore a ricoprire due ruoli, quello di "imprenditore energetico" o quello di "agricoltore trasformatore".

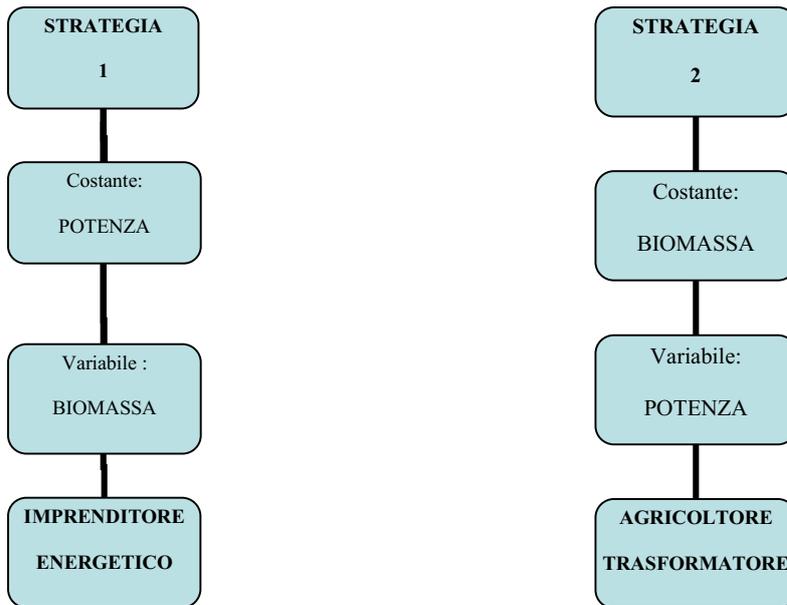


Figura 5.2, fonte: Elaborazione personale.

La potenza viene espressa tramite due unità di misura a seconda dell'output che viene prodotto, per il biogas la potenza viene solitamente espressa usando i kW mentre per il biometano viene utilizzata la capacità produttiva di upgrading espressa in Sm^3/h (standard metri cubi/ora), oppure in Nm^3/g (normal metri cubi/giorno)²⁸. Indicativamente, un impianto a biometano di $250 \text{ Sm}^3/\text{h}$ è l'equivalente di un impianto a biogas con potenza installata di 1 MW. Vengono considerati piccoli impianti quelli

²⁸ I valori dello standard e i valori del normal metro cubo fanno riferimento a pressioni e a temperature differenti.

inferiori ai 250 Sm³/h, un impianto di medie-grandi dimensioni va dai 550 ai 1100 Sm³/h, i grandi impianti raggiungono anche la soglia dei 3000. Gli impianti di piccole dimensioni sono considerati anche quelli a biogas da 50 kW a 300 kW, fino ad arrivare a quelli di grandi dimensioni superiori ai 999 kW. I piccoli impianti si adattano facilmente a contesti in cui vi è la necessità di incrementare la quota energetica autoprodotta; i grandi impianti spesso sono collocati in aziende zootecniche di grandi dimensioni e vengono utilizzati per la gestione dei reflui. Se il sistema d'incentivazione dovesse promuovere una potenza d'impianto standardizzata e dovesse considerare solamente il contributo energetico che il biometano può fornire agli obiettivi di transizione, verrebbero prediletti gli impianti di maggiori dimensioni. Così facendo si creerebbe un sistema che andrebbe a sopprimere il concetto di sostenibilità interna all'impresa e che non terrebbe conto delle reali potenzialità di ogni azienda. E' corretto in un'ottica imprenditoriale investire su prospettive di sviluppo future, definendo obiettivi di lungo e breve periodo basati su una loro concreta raggiungibilità da parte dell'impresa.

DIMENSIONI DEL DIGESTORE

La scelta delle dimensioni del digestore è condizionata dalla determinazione della potenza d'impianto: da essa dipendono le rese e il relativo bilancio economico. Questa fase deve considerare: Il tipo di biomasse, la loro gestione, la possibilità in futuro di integrare biomasse aggiuntive e il carico volumetrico. E' inoltre necessario valutare la disponibilità da parte dell'azienda di una superficie sufficientemente vasta da poter ospitare le strutture dell'impianto.

TEMPERATURA DI PROCESSO

Gli impianti possono funzionare in condizione di psicrofilia, mesofilia o termofilia. La temperatura influenza il tempo di ritenzione, e quindi la capacità volumetrica e la grandezza dell'impianto. Un inadeguato sistema di riscaldamento porta ad un'inefficienza di processo. Il sistema di riscaldamento può essere esterno o interno, ed è costituito generalmente da tubi in cui viene fatto circolare materiale prelevato dal digestore, o acqua che può essere riscaldata tramite energia termica derivante, ad esempio, dalla cogenerazione.

SISTEMI DI CARICO

La selezione dei substrati influisce anche sulla scelta dei sistemi di carico utilizzati per la loro introduzione nel digestore. Le modalità di carico si possono differenziare in:

- Carica singola Il digestore viene aperto, svuotato e riempito con un nuovo carico di biomassa.
- Carico continuo Il digestore viene costantemente alimentato con delle nuove frazioni di substrato. Questi sistemi possono prevedere l'immissione della quota solida di biomassa insieme a quella liquida, tramite pompaggio e previa miscelazione, oppure l'immissione separata delle due frazioni. La miscelazione delle due frazioni con l'integrazione di un'aliquota di massa già trattata all'interno del digestore, favorisce l'acclimatemento dei batteri al nuovo carico.

SISTEMI DI MISCELAZIONE

Gli impianti possono avere sistemi di miscelazione ma anche operare in assenza. La miscelazione è essenziale sia in fase di carico del substrato, sia quando questo è

all'interno del digestore, favorendo così l'omogeneità fisica tra materiali con differente densità. Esistono miscelatori delle seguenti tipologie:

- Idraulici In questi impianti è necessaria una concentrazione della sostanza secca del 10-12%, e un sistema di ricircolo a flusso. Questi miscelatori permettono di non incorrere in problematiche legate alla corrosione e di avere una facile manutenzione.

- Meccanici Sono miscelatori motorizzati la cui velocità può essere programmata in base alle esigenze e vengono utilizzati soprattutto per alimentazioni meno costanti e che non permettono una gestione standardizzata dell'impianto.

DIVISIONE DELLE FASI BIOLOGICHE

Interessa la valutazione della costruzione d'impianti monostadio o bistadio.

La figura 5.3 riporta la suddivisione delle fasi della digestione anaerobica in funzione della tipologia d'impianto.

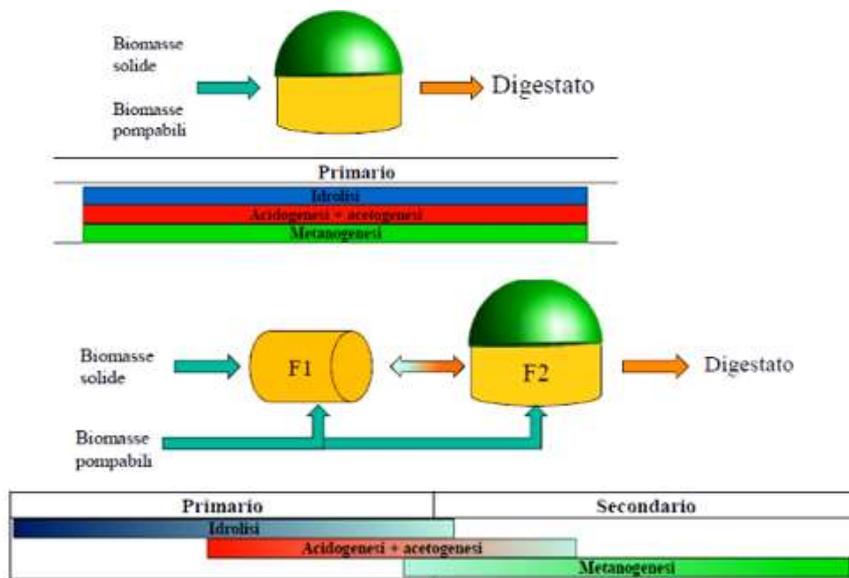


Figura 5.3, fonte: Materiale didattico UNIVPM "Valorizzazione energetica delle biomasse", DANIELE DUCA.

A differenza della digestione monostadio, in quella bistadio è possibile dividere fisicamente il processo di digestione anaerobica. Con questo modello, nelle due strutture vengono mantenute le caratteristiche e i parametri tipici che favoriscono ciascuna fase, inoltre è possibile agire sull'influenza tra una fase e la successiva. Per esempio, se vi dovesse essere una problematica legata alla fase di idrolisi, questa verrebbe risolta all'interno della prima struttura senza inibire o incidere sulla fase di metanogenesi nella struttura secondaria. L'azienda creatrice della tecnologia bi-stadio, è la start up "Biogas Italia Srl". La prima struttura nasce a Modena nel 2017 come impianto guida, ovvero un impianto di dimensioni ridotte, utile per valutare le prestazioni degli impianti bistadio su scala reale. Le conclusioni effettuate durante la sua attività hanno evidenziato particolari vantaggi rispetto agli impianti monostadio:

- *Vantaggi strutturali*_ Le strutture bistadio necessitano di cubature inferiori, e ciò si traduce in costi di realizzazione più contenuti. Essendo strutture volumetricamente più piccole rispetto alle tradizionali, possono adattarsi a contesti più ristretti come quelli in cui sono inserite le piccole aziende agricole.

- *Vantaggi nella dieta*_ Come già ribadito nel capitolo 4, il pH è un parametro discriminante nella scelta delle biomasse ed è uno degli indicatori critici nel monitoraggio della digestione anaerobica. Grazie a questa nuova tecnologia è possibile introdurre anche biomasse a pH acido, come il siero di latte, la sansa e il pastazzo di agrumi. La possibilità di utilizzare anche queste biomasse permette d'integrare molti residui agricoli che altrimenti verrebbero scartati perché non idonei.

- *Vantaggi produttivi* _ Claudio Giurin, responsabile ricerca e sviluppo Biogas Italia, ha affermato che, “utilizzando una minor quantità di materia prima, nell’ordine del 10-15% rispetto agli impianti tradizionali, è possibile produrre la stessa quantità di energia”. I vantaggi produttivi sono dovuti principalmente alla maggior quantità di metano contenuta nell’output finale che migliora la resa di upgrading. Il bi-stadio apporta anche alcuni svantaggi o vincoli. Il primo vincolo è di carattere economico, l’impianto per poter essere sostenibile economicamente deve avere una potenza di almeno 300 kW, mentre uno degli svantaggi è legato al tempo necessario all’entrata in funzione: la fase di avviamento richiede 80-90 gg rispetto ai 20-60 gg degli impianti tradizionali. Un secondo svantaggio è legato all’incidenza dei costi di investimento iniziale; lo studio “Sviluppo di processi di digestione anaerobica di matrici non convenzionali” pubblicato da Enea, prende in considerazione diversi reattori mono e bi-stadio, e li confronta secondo criteri di redditività d’investimento (ROI, NVP,PBP)²⁹ e rese generate. L’impianto monostadio ha un investimento molto più redditizio (ritorno d’investimento di 7 anni), ma ha una resa energetica minore. Si denota inoltre un abbattimento dei costi d’investimento all’aumentare della quota di biomassa in ingresso. Negli impianti bi-stadio, incide molto il costo d’investimento iniziale per la struttura relativa al primo stadio (costo moltiplicato per 1,1 dovuto a sistemi di monitoraggio più complessi),

²⁹ NPV: Valore attualizzato netto, dato dalla sommatoria dei futuri flussi di cassa scontati al netto dei costi sostenuti.

Pay Back Period (PBP): Periodo entro il quale il capitale investito viene recuperato attraverso i flussi finanziari netti generati.

questo significa che, anche a fronte di ottimi rendimenti qualitativi del secondo stadio³⁰, è necessario comunque un incremento della resa anche nel primo stadio, dato soprattutto da un corretto bilanciamento della razione alimentare.

MODALITA' DI FUNZIONAMENTO CONTINUO E DISCONTINUO

La digestione anaerobica è un processo continuo. Nella modalità di funzionamento discontinuo, la massa permane nel digestore fino ad esaurimento della metanogenesi, dopodiché il digestore viene svuotato e preparato per un nuovo inoculo. La modalità discontinua, ad oggi, non viene più utilizzata.

GASOMETRO

Il gasometro è un elemento indispensabile per raccogliere temporaneamente il biogas in attesa che venga trattato. Il gasometro può essere costituito da una sola membrana posta sopra la parte alta del digestore, oppure da due, una che ha funzione protettiva dagli agenti atmosferici e la seconda che ha una funzione gasometrica. Solitamente la durata di un gasometro è di circa 5 anni ed è importante specificare che è una delle principali voci di spesa di manutenzione.

SISTEMI DI MONITORAGGIO

Il monitoraggio e la gestione dei parametri sono gli aspetti principali che determinano la redditività dell'impianto nel lungo periodo. Maggiore è la frequenza di monitoraggio, maggiore sarà il controllo e più efficace la definizione di azioni correttive. Molto spesso, l'informazione che fornisce un indicatore non è utile quanto l'analisi che deriva

³⁰ La resa della prima struttura nel bi-stadio genera una quota di metano pari al 70% sul biogas totale, mentre il monostadio presenta una quota complessiva del 54% .

dall'interazione di più valori. Quando si affrontano processi che coinvolgono i microrganismi, il tempo è un fattore determinante. Il monitoraggio dei parametri chiave, a intervalli regolari, permette di definire delle tendenze o delle regole. Dalla corretta archiviazione dei dati rilevati è possibile creare uno storico in grado di valutare gli effetti che sono stati generati da azioni precedentemente compiute. L'attività di monitoraggio può essere ripartita in quattro macroaree d'interesse:

- Substrato_ Interessa il monitoraggio dei parametri discussi nel capitolo relativo alle biomasse.

- Fermentazione_ Interessa il monitoraggio del carico organico, del tempo di ritenzione, della temperatura, dei fattori inibenti, dei macro e micro nutrienti, del pH, della popolazione batterica e della sua attività.

- Digestato_ Interessa il monitoraggio della quantità e qualità di micro e macro nutrienti, della quantità residuale di biogas e della presenza di contaminanti.

-Biogas_ Interessa il monitoraggio del flusso di biogas e biometano, del valore calorifico, del Wobbe Index ³¹, della produzione totale biometano da biogas, e della composizione del biogas. Il monitoraggio è un processo che richiede competenza e tempo, inoltre gli acquisti relativi a un sistema operativo e ai sensori richiedono un elevato investimento. Risulta utile programmare il monitoraggio in relazione alle reali necessità dell'impianto:

- Impianto che opera in condizioni stabili.

³¹ Definisce il rapporto tra Potere Calorifico del gas per unità volumetrica rapportato alla radice quadrata della sua densità.

E' caratterizzato da un rischio basso e presenta una costanza nel processo e nel substrato utilizzato. Le misurazioni della composizione del biogas o della quantità di biometano possono essere effettuate con una frequenza bassa, mentre le operazioni di controllo sulla qualità del digestato possono essere effettuate mensilmente

- Impianto che opera in condizioni transitorie.

Le condizioni transitorie si evidenziano in impianti che subiscono variazioni continue del piano alimentare quindi vi sarà un'intensificazione del controllo e una parametrizzazione più alta quando si presenterà questa variabilità.

- Impianti che operano ad alto tasso di carico e basso HRT.

Sono impianti ad alto rischio e richiedono sistemi di controllo più rigidi, l'analisi molto spesso viene effettuata in tempo reale, e si concentra non solo sulle variazioni dei parametri di biomassa e ambiente, ma anche sulle condizioni della popolazione microbica che è sottoposta ad uno stress più elevato.

L'analisi di fattibilità deve esser svolta in modo sistemico, e non può prescindere dal tener conto di come le variabili progettuali, prima evidenziate, possano influenzarsi fra di loro. Nella fattibilità non rientra solamente l'analisi delle caratteristiche di funzionamento dell'impianto, ma anche quelle legate alla sua localizzazione. E' importante valutare la lontananza che sussiste tra le infrastrutture energetiche e l'impianto. Ad esempio, nel caso della presenza di cogeneratori in azienda, è fondamentale tener conto che il trasporto di calore è economicamente vantaggioso solo

su brevi distanze. La presenza di infrastrutture vicine, come i gasdotti, o la vicinanza a particolari substrati “chiave”, rappresentano aspetti favorevoli da introdurre e considerare nell’analisi di fattibilità. L’ultima fase dell’analisi di fattibilità è quella finanziaria, che permette di valutare la capacità del progetto di generare una redditività tale da remunerare adeguatamente il capitale investito. Le scelte progettuali devono tener conto del loro impatto sulla fattibilità finanziaria del progetto. Alcune scelte, effettuate in funzione degli incentivi ad esse corrisposti, possono determinare un vantaggio nella fattibilità finanziaria del progetto. Specifiche scelte di progettazione implicano anche una modifica dell’asset aziendale; una parte fondamentale dello studio di fattibilità è il risk assessment; da questa analisi è possibile elaborare strategie di adattamento, di monitoraggio, e scelte progettuali che rendano i rischi maggiormente controllabili. Un’altra analisi presente nello studio di fattibilità è quella di sensitività, tramite la selezione dei fattori di rischio più influenti sui risultati economici finali, l’analisi permette di gestire al meglio i mezzi finanziari.

L’imprenditore agricolo deve pensare per ogni output un possibile impiego o una sua valorizzazione e questa scelta andrà ad incidere successivamente sulla struttura dell’impianto. La produzione di biometano richiede necessariamente una fase di upgrading, mentre il biogas necessita di un cogeneratore per la sua conversione in energia elettrica.

5.2.1 L'upgrading del biometano

L'upgrading è un processo di raffinazione del biogas per l'ottenimento del biometano, che opera attraverso l'eliminazione di componenti contaminanti come l'anidride carbonica, l'ossigeno, l'azoto, l'idrogeno solforato e l'ammoniaca.

La selezione della tecnologia di upgrading deve essere effettuata in funzione di alcune variabili di contesto. Tutte le tipologie hanno vantaggi e svantaggi e non vi è una soluzione standardizzata, per questo la selezione della tipologia deve avvenire nella fase di valutazione della fattibilità. Nell'analisi di fattibilità economica di questa fase, vengono presi in considerazione i consumi energetici, i costi di realizzazione dell'unità di upgrading, i costi da sostenere per l'acquisizione delle tecnologia utilizzata, e i ricavi derivanti dalla sua resa produttiva. Nella figura 5.4 viene proposta una rappresentazione schematica di questo processo; successivamente viene riportata una descrizione dei principali flussi che caratterizzano l'unità di upgrading.

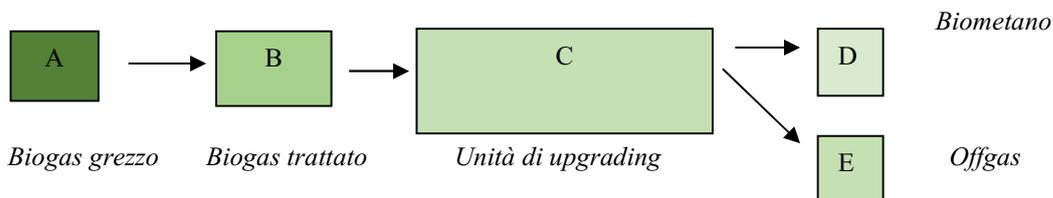


Figura 5.4, Fonte: Elaborazione personale.

Flusso A: Biogas grezzo

La fase di upgrading necessita di essere preceduta da un pretrattamento del biogas per incrementare l'efficienza di purificazione. Prima della rimozione della CO₂, è necessario

eliminare altre componenti attraverso il processo di desolforazione; l'adozione di questo pre-trattamento è legata soprattutto al contenuto di zolfo presente nelle biomasse. Anche per queste tecniche vi sono differenti tipologie e la scelta di una o della loro combinazione deve essere valutata in termini di stabilità tecnica e fattibilità economica:

□ Desolforazione con precipitazione_ Consiste nella precipitazione del contenuto di zolfo mediante formazione di solfuro di ferro, che è insolubile all'interno del digestore. E' una tecnica affidabile e non implica nessun investimento, è vantaggiosa in caso di substrati con medio-elevato contenuto di idrogeno solforato.

□ Desolforazione Biologica_ Questa tecnologia è una delle più diffuse e una delle più efficaci, ha costi operativi bassi e non implica alti investimenti. Siccome il biodigestore opera in anossia, questa tecnica richiede la costruzione di una struttura di trattamento esterna all'impianto che presenti una condizione aerobica.

□ Desolforazione chimica. Si basa sull'assorbimento³² tramite soluzioni caustiche come l'idrossido di sodio, questa tecnica ha una buona controllabilità e un funzionamento stabile, anche a fronte di fluttuazioni in termini di quantità e qualità del biogas grezzo ma necessita di un opportuno piano di sicurezza.

□ Adsorbimento³³ su carbone attivo o ossidi di metallo, questa tecnologia ha costi d'investimento bassi ma alti costi operativi, per questo viene soprattutto adottata nelle fasi di desolforazione finale, ovvero come fase di raffinazione della desolforazione per avere un biogas maggiormente purificato.

³² Detto anche assorbimento, a differenza dell'adsorbimento, permette la penetrazione delle molecole all'interno della massa di un solido o di un liquido.

³³ Proprietà di una superficie solida o liquida di trattenere sulla propria superficie delle molecole.

Lo studio condotto da ENEA in collaborazione con l'Università Sapienza, evidenzia come il livello di purificazione, ovvero il contenuto di CH₄ all'interno del biogas grezzo, possa incidere successivamente sul consumo energetico della fase di upgrading. I consumi energetici di upgrading variano dal 2,0 al 3,1% dei consumi totali dell'impianto nel caso di biogas contenente il 50% di metano, mentre si riducono fino a 1,5 %, nel caso in cui il contenuto di metano sia del 60%. Questi dati, associati anche alla produttività, mettono in luce l'importanza di una buona conduzione della digestione anaerobica in modo da ottimizzare anche la successiva fase di upgrading.

Altri trattamenti sono quelli adibiti alla rimozione dell'acqua; l'H₂O viene identificata come un elemento non desiderabile e quindi viene eliminata tramite raffreddamento del biogas a 5°C. Dopo i pretrattamenti, il biogas viene solitamente compresso alla pressione necessaria per la fase di upgrading. Nella fase di trattamento del biogas è possibile attuare delle strategie di risparmio energetico, che si basano sul recupero di calore derivante dalla fase di asciugatura del biogas e su quello generato dalla fase di compressione. Il risultato della fase di pretrattamento è il flusso B, ovvero il biogas pronto per la fase di upgrading.

Fase C: Upgrading unit

Le tecnologie di upgrading hanno come obiettivo il raggiungimento di specifici standard qualitativi. Queste tecnologie si basano su principi chimici e fisici legati alla separazione:

-Adsorbimento o PSA (pressure swing adsorption).

Sfrutta il diverso comportamento di adsorbimento che i diversi elementi del gas hanno su di una superficie solida (zeolite o carboni). Questo processo, ad andamento ciclico, si articola in quattro fasi: Pressurizzazione del biogas, che raggiunge una pressione idonea all'upgrading, adsorbimento, depressurizzazione del gas e rigenerazione della matrice di adsorbimento.

Vi sono due tipi di adsorbimento:

- Termodinamico, che si basa sulle diverse interazioni che si creano tra la superficie assorbente e le molecole poste a diverse temperature.
- Cinetico, si basa sulla selezione effettuata sfruttando i differenti diametri delle particelle in relazione alla superficie solida detta anche setaccio molecolare.

- *Absorbimento o scrubbing.*

Si basa sul principio di separazione degli elementi contenuti nel biogas in funzione di una differente solubilità in una soluzione liquida, che circola insieme al biogas grezzo all'interno di una colonna di assorbimento. I componenti che devono essere rimossi sono tipicamente più solubili rispetto al metano, e rimangono intrappolati nella soluzione circolante. Le soluzioni liquide possono essere organiche, oppure amminiche, che limitano la percentuale di metano intrappolato. L'acqua può essere un altro vettore ed è in grado di ridurre la frequenza degli interventi di pulizia del modulo di upgrading; tuttavia il sistema richiede grandi masse di acqua, che una volta acidificata non possono più essere utilizzate. Questa tecnica risulta vantaggiosa nel caso di impianti di grandi dimensioni; gli alti costi d'installazione risultano facilmente ammortizzabili in relazione all'aumento della produzione.

- *Permeazione o separazione a membrana.*

Si basa sulla permeabilità selettiva di membrane che vengono attraversate da biogas sottoposto a differenti pressioni (6-20 bar); le membrane sono facilmente permeabili da anidride carbonica e da acido solfidrico, ossigeno e azoto. E' un processo multistadio che richiede il passaggio del biogas su più membrane per aumentare la superficie di contatto. Gli impianti risultano compatti e non implicano grandi investimenti d'acquisto; i costi operativi risultano medio-alti e sono imputabili alla sostituzione delle membrane degradate. Vengono richieste quote energetiche più basse rispetto alle altre tecniche di upgrading. Questa tecnologia è contraddistinta da un'alta flessibilità del layout del processo di upgrading in funzione delle esigenze dell'impianto.

- *Criogenesi.*

Questa tecnologia è in fase di sperimentazione; la separazione avviene sfruttando le diverse temperature di condensazione dei gas contenuti nel biogas grezzo.

Flusso D: Biometano

E' il flusso che rappresenta il prodotto dell'unità di upgrading (Fase C), ovvero la quantità di biometano ottenuto dal processo di purificazione del biogas trattato (Flusso B).

Flusso E: offgas

E' il flusso di scarto della fase di upgrading: è caratterizzato da un alto carico di biossido di carbonio, e siccome il processo non è completamente efficiente, è possibile trovare ancora tracce di biometano. Esistono quindi tecnologie che utilizzano tre tipi di membrana dove il flusso E viene nuovamente veicolato nel flusso B e quest'ultimo

viene più volte purificato raggiungendo una quantità di biometano pari al 99,5% del volume totale. Considerando che il flusso E è potenzialmente climalterante e rappresenta un'emissione, è stato istituito un sistema di regolamentazione degli offgas che determina i limiti entro i quali tale flusso può essere rilasciato in atmosfera. Inoltre la percentuale di biometano che non fa parte del flusso D si traduce in una perdita economica e quindi influenza i costi specifici di upgrading.

Sussiste un trade-off tra il valore di recupero di biometano nel flusso E e i suoi costi; gli strumenti di recupero del flusso E più sofisticati ed efficienti richiedono un investimento maggiore rispetto alla soluzione più semplice di combustione degli offgas. Oggi la combustione del flusso E è possibile anche con una quantità di metano all'interno della miscela del 3% e difficilmente esistono tecnologie di upgrading che permettono l'immissione degli offgas in atmosfera senza alcun trattamento. Per questo motivo deve essere predisposto un piano di gestione di questo flusso di scarto. Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva dei processi, paragonati sulla base di specifici parametri di diffusione, impatti economici e finanziari, e caratteristiche qualitativi del flusso D.

Parametro	Scrubbing ad acqua	Scrubbing fisico con composti organici	scrubbing Amminico	PSA	Tecnologia a membrane
Tipica taglia di impianto [m ³ /h biometano]					
Contenuto tipico di metano [vol%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Recupero di metano [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
slip metano [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Tipica pressione di consegna [bar(g)]	4-8	4-8	0	4-7	4-7
Richiesta energia elettrica [kWhel/m ³ biomethane]	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Domanda di calore e livello temperatura	-	medio 70-80°C	alto 120-160°C	-	-
Necessità di desolfurazione	Dipende dal processo	si	si	si	si
Necessità materiali di consumo	Agente antivegetativo agente essiccante	Solvent organico (non pericolosi)	Soluzioni ammine (pericolose, corrosive)	Carboni attivi (non pericolosi)	
Campo di carico parziale [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Numeri di impianti di riferimento	alto	basso	medio	alto	basso
Tipici costi di investimento [€/m ³ /h biometano]					
per 100m ³ /h biometano	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
Per 250m ³ /h biometano	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
Per 500m ³ /h biometano	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700
Tipici costi operativi [ct/m ³ biometano]					
per 100m ³ /h biometano	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
Per 250m ³ /h biometano	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
Per 500m ³ /h biometano	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

Tabella 5.5, fonte: ELABORATO DA VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA), institute of Chemical Engineering Research Division Thermal Process Engineering and Simulation NELL'AMBITO DEL PROGETTO EUROPEO "Promotion of bio-methane and its market development through local and regional partnerships A project under the Intelligent Energy" – Europe programme DAL BIOGAS AL BIOMETANO TECNOLOGIE DI UPGRADING Task 3.1.1, may 2012.

5.2.2 Parametri di performance di upgrading

L'obiettivo principale dell'upgrading è quello di ottenere un flusso C ricco di metano, precisamente maggiore del 97%, un valore imposto dalla normativa per la sua immissione nei gasdotti. L'economicità della fase di upgrading e il suo impatto ambientale sono dettati dal recupero degli offgas e dal bilancio energetico di questo processo. Possono essere definiti quattro indicatori per la valutazione della performance di upgrading:

- Purezza, definita come la quota di metano contenuto nel flusso D.
- Recupero, definito come il rapporto tra il contenuto di metano nel flusso E e quello nel flusso B.
- Produttività, definita dal rapporto tra la quantità di metano ottenuta nel flusso E e la quantità di massa adsorbente utilizzata.
- Consumo Energetico, ovvero l'energia consumata per unità di massa di metano ottenuto nel flusso E.

5.2.3 Impianti a biogas in assenza di upgrading

A differenza dell'upgrading, che permette di avere una concentrazione di metano nel gas finale del 98-99%, il biogas ha un contenuto di metano che va dal 50 al 70%. Quando si parla di rendimento energetico si fa riferimento al rapporto che sussiste tra la quantità di energia resa e la quantità di energia acquisita da un sistema. Il biometano ha un rendimento più alto rispetto al biogas; la possibilità di essere veicolato tramite gasdotti permette a questo biocombustibile di poter essere convertito in cogeneratori centralizzati. Grazie a queste strutture il rendimento e il tasso di conversione migliorano, minimizzando le perdite energetiche che si avrebbero in sistemi decentralizzati. Il biogas può essere bruciato tramite una caldaia con scambiatore di calore, in grado di generare rendimento termici dell'85%, oppure può essere utilizzato per generare energia elettrica con rendimenti del 30-40%. Tuttavia, la produzione disgiunta di calore ed energia elettrica implica una perdita di una quota energetica; la cogenerazione rappresenta una soluzione valida per sfruttare in modo efficiente l'input.

La cogenerazione avviene tramite l'uso di un motore endotermico collegato ad un generatore, questo permette la produzione simultanea di calore ed energia elettrica tramite la combustione interna del biogas. Dalla cogenerazione si ottengono rendimenti rispettivamente del 30-40% per la produzione di calore, e del 40-45% per quella di energia elettrica. La quota di calore generata può essere utilizzata per la termoregolazione del digestore e l'eccesso può essere veicolato a strutture annesse all'impianto come serre o caseifici. In Italia le reti di teleriscaldamento non sono diffuse e risultano efficienti solo su brevi distanze, per questo molto spesso le aziende agricole optano per integrare nei processi aziendali la quota di calore generata.

Sono molti gli imprenditori agricoli che optano per la produzione simultanea di biometano ed energia elettrica. L'impianto può disporre di un'unità di upgrading e di un'unità di cogenerazione: così facendo, l'agricoltore riesce a produrre energia elettrica e termica utili per soddisfare la domanda energetica dell'azienda e della fase di upgrading. Prediligendo questa sinergia, l'imprenditore è in grado di raggiungere un'autosufficienza energetica aziendale, e di generare biometano utilizzando un'energia rinnovabile.

5.3 IL BUSINESS PLAN

Il business plan è un documento che identifica il progetto imprenditoriale; al suo interno vengono riportati gli obiettivi, le linee strategiche, la descrizione del piano operativo e le informazioni riportate nell'analisi di fattibilità.

Il business plan ha due funzioni, una interna, utile per guidare i processi decisionali, e una funzione esterna o comunicativa, che fornisce una rappresentazione dell'azienda e della sua credibilità a terzi. Questo documento viene consultato dalle banche o dalle autorità preposte, che si basano su di esso nella valutazione per l'attribuzione di incentivi o finanziamenti. La redazione di un business plan, inerente alla realizzazione di un biodigestore, deve riportare informazioni riguardo all'azienda e a come questa intende integrare l'impianto nelle strategie aziendali. Le informazioni presenti in questo documento devono riguardare anche gli impatti e i benefici ambientali, economici e sociali apportati dall'installazione dell'impianto ad uno specifico contesto. Inoltre all'interno del documento devono essere esplicitate le modalità, i criteri e gli standard di produzione, oltre che i piani di valorizzazione degli output derivanti dal processo di digestione anaerobica.

5.3.1 Valorizzazione dell'output elettrico

Per creare un vantaggio competitivo attraverso l'installazione di un impianto a digestione anaerobica, un elemento fondamentale è dare valore agli output che derivano da questo processo. Alcuni imprenditori hanno optato per la riconversione dei loro impianti a biogas in impianti a produzione di biometano; questa opzione rimane la più

vantaggiosa se si tiene conto della versatilità di questo biocarburante e del sistema d'incentivazione ad esso connesso.³⁴ Alcuni impianti però, per vincoli tecnici, non riescono ad attuare questa riconversione e restano dipendenti dalla valorizzazione della loro produzione elettrica.

Dopo il processo di liberalizzazione del mercato, avviato dal Decreto Bersani negli anni'90, la filiera produttiva elettrica è stata suddivisa in quattro segmenti:

- Generazione.
- Trasmissione o dispacciamento.
- Distribuzione.
- Vendita all'ingrosso e al dettaglio.

Le fasi di generazione, di vendita all'ingrosso e di vendita al dettaglio sono attività liberalizzate, ovvero di libera concorrenza, mentre le fasi di dispacciamento e di trasmissione sono sotto il monopolio naturale di TERNA. L'imprenditore può vendere l'energia elettrica prodotta tramite:

- La Cessione regolamentata, un meccanismo che si fonda sui “prezzi minimi garantiti” e sul ritiro dedicato.
- La Borsa Elettrica.
- La stipulazione di un contratto bilaterale.

I prezzi minimi garantiti e il ritiro dedicato fanno parte del cosiddetto “Mercato tutelato”, mentre fanno parte del “Mercato libero” le altre due modalità.

³⁴ Specificato nel capitolo 7.

I prezzi minimi garantiti introdotti da ARERA³⁵, si applicano nello specifico in caso di impianti di potenza elettrica nominale fino a 1MW e alimentati da fonti rinnovabili. Tali prezzi sono applicati sulla base delle differenze che sussistono tra i costi e i prezzi dei differenti impianti (attribuzione a scaglioni). Il ritiro dedicato è una modalità semplificata di cessione dell'energia elettrica; il produttore cede l'energia prodotta al GSE, che a sua volta la immette nella rete elettrica nazionale. Il GSE funge quindi da intermediario e reca numerosi vantaggi al produttore, tra cui la semplificazione delle procedure e una redditività costante. Nel mercato libero si ha come riferimento la Borsa Elettrica che è attiva dal 2004 e viene gestita dal GME³⁶: è simile ad un'asta dove l'offerta è rappresentata dai produttori e la domanda dai fornitori del mercato libero. Il valore dell'energia corrisposta al produttore segue il prezzo di borsa; questo meccanismo di contrattazione si fonda sull'incontro tra domanda e offerta sulla base del prezzo marginale. Al produttore verrà corrisposto il prezzo di equilibrio, o prezzo unico nazionale (PUN), cioè il prezzo dell'offerta maggiore tra quelle accettate per soddisfare la domanda. E' importante affermare che, sia il mercato libero che quello tutelato, si influenzano a vicenda in quanto è il PUN a stabilire i prezzi minimi garantiti e i prezzi di ritiro dedicato. Il produttore può accedere ad un'altra opzione di cessione dell'energia sul libero mercato, quella del mercato "over the counter" (OTC), che avviene tramite stipulazione di un contratto bilaterale con un grossista. In questo caso il prezzo e la

³⁵ Autorità di Regolamentazione per Energia Reti e Ambiente, è un'autorità amministrativa italiana indipendente che ha l'obiettivo di promuovere mercati concorrenziali nelle filiere elettriche e del gas naturale, dell'acqua, del teleriscaldamento e dei rifiuti. Fonte: Wikipedia.

³⁶ Gestore dei Mercati Energetici, si occupa di gestire il mercato elettrico e controlla le riserve energetiche nazionali.

quantità vengono stabiliti dalle parti contraenti. Questa tipologia di cessione dell'energia elettrica viene solitamente utilizzata per impianti di grande taglia, anche se è l'opzione che viene adottata con minor frequenza.

5.3.2 Valorizzazione dell'output biometano

La figura 5.6 propone il percorso che porta alla valorizzazione del biometano. Il biometano prodotto dalla fase di upgrading può essere immesso dall'agricoltore nella rete del gas naturale. Una volta effettuato questo step, il biometano può essere utilizzato come biocarburante, può essere utilizzato dal comparto domestico e industriale per generare energia termica, oppure può essere veicolato a dei cogeneratori centralizzati per la produzione di energia elettrica. Tuttavia l'imprenditore agricolo può stipulare direttamente dei contratti di fornitura con aziende distributrici di carburanti, o creare dei sistemi di distribuzione di biometano interni all'azienda, come le stazioni di bioGNL o bioGNC.

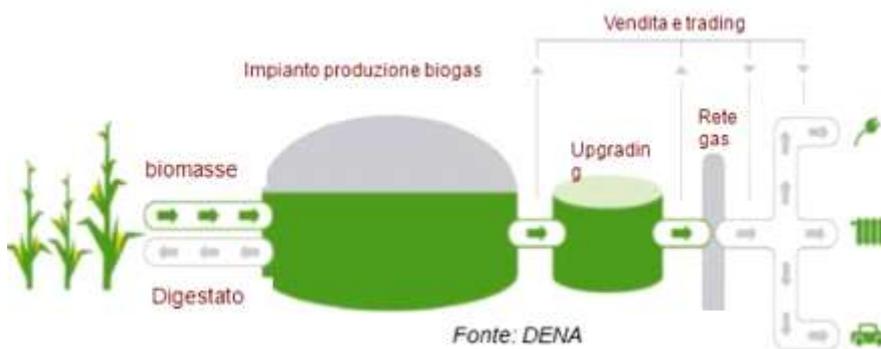


Figura 5.6, fonte: CIB.

La rete del gas naturale è costituita da:

1. Rete di distribuzione, che comprende tutti i metanodotti per il trasporto locale.
2. Rete di trasporto, che comprende la rete nazionale e regionale dei gasdotti.

Questa gerarchia implica che gli operatori della rete di distribuzione debbano comunicare i valori d'immissione del biometano, proveniente dalle aziende agricole, ai gestori della rete di trasporto e questi ultimi dovranno poi veicolare le informazione al GSE che si occuperà della determinazione degli incentivi. Per valorizzazione il biometano è fondamentale l'allacciamento alla rete nazionale di gasdotti tramite previa richiesta ai distributori competenti. Lo schema d'immissione prevede l'installazione di due segmenti o impianti:

- L'impianto di consegna e misura_ E' a carico del produttore ed è il modulo su cui avvengono le transazioni economiche riferite all'immissione dei volumi di gas da parte dell'azienda.
- L'impianto di ricezione e immissione_ E' a carico del gestore di rete e comprende le sezioni funzionali atte al controllo di conformità, pressione e odorizzazione³⁷ del biometano.

I produttori devono sottostare a specifici vincoli per ottenere l'autorizzazione di allacciamento ai metanodotti, e devono verificare il rispetto di determinati parametri qualitativi da parte del biometano prodotto:

³⁷ Trattamento fondamentale ed obbligatorio per l'uso finale del biometano, consiste nella diluizione di un odorizzante nel gas, come stabilito da norma UNI 7133, che ne fa aumentare il potere odorigeno per l'individuazione di eventuali perdite. Questa operazione è a carico del gestore di rete.

Vincoli legati alla qualità del biometano immesso. Le caratteristiche qualitative sono presenti all'interno della specifica UNI/TS 11537 e UNI/EN 16723-1 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale". In questi due documenti vengono riportate le soglie di ammissibilità dei contaminanti e degli altri elementi, e i valori qualitativi standard idonei per l'immissione del biometano in rete. L'imprenditore deve programmare la produzione in funzione del raggiungimento di questi standard, i quali permettono la valorizzazione del biometano sul mercato.

Criteri per la valutazione di ammissibilità della richiesta di connessione. La condizione necessaria per l'avviamento della procedura di collegamento è l'inoltro di una richiesta da parte del produttore che andrà ad essere opportunamente valutata dal distributore. Vengono valutati la distanza tra l'impianto e il punto di consegna, il possibile esproprio di terreni per creare il collegamento, l'impatto ambientale, la possibilità di sfruttare un punto di consegna già esistente, le portate ammissibili durante l'anno e le relative variabilità.

Criteri per lo svolgimento dei lavori da parte del richiedente della connessione.

Una volta che il distributore ha provveduto con l'analisi tecnico-economica del progetto di connessione, deve stabilire il contributo che il richiedente dovrà corrispondere. Ogni distributore ha delle policy differenti e per questo potrebbe essere opportuno valutare la proposta più conveniente per l'azienda.

Standard tecnici relativi alla realizzazione dell'impianto di connessione alla rete. Al produttore viene imposta l'installazione di tecnologie atte al monitoraggio real-time del

biometano prodotto; questi sistemi qualificano l'operato complessivo del biodigestore ed impongono, in corrispondenza di anomalie, l'arresto dell'impianto o la correzione di alcune fasi di produzione e gestione.

Superata la fase di accertamento della fattibilità viene avviata la fase di collaudo, in cui l'impianto opera a regime ma privo di connessione alla rete, in tal modo il distributore può valutare il corretto funzionamento del digestore e dei suoi flussi. La fase di collaudo ha una durata di 30 gg, successivamente si procede con l'attivazione della connessione ai metanodotti. Molto spesso per ritardi burocratici si ha un quadro falsato degli impianti realmente attivi. Nella pubblicazione dell'ultimo rapporto trimestrale del GSE sul PNIEC³⁸, viene riportato che gli impianti a biometano entrati in esercizio al 30 settembre 2022 sono stati 41. Tuttavia, nella stessa data gli impianti qualificati non ancora entrati in esercizio sono stati 116, di cui 75 che hanno presentato richiesta negli ultimi 12 mesi. Ciò che emerge dal documento del GSE, è che il trend stabilito per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC non combacia con quello attuale, che risulta inferiore a causa del ritardo nella qualificazione degli impianti da parte dei distributori.

L'adozione dei biocarburanti, come il biometano, è strettamente legata alla diffusione dei veicoli e allo sviluppo dei sistemi di rifornimento. Questo biocarburante può essere utilizzato in due forme:

-Forma gassosa (bioCNG)

³⁸ In seguito all'Accordo di Parigi, è stato imposto ad ogni Stato Membro di delineare un proprio piano con orizzonte temporale 2030, "Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione di emissione e diffusione delle energie da fonti rinnovabili.

-Forma liquefatta (bioLNG). E' la soluzione maggiormente utilizzata per i trasporti pesanti. La forma liquefatta permette al biometano di essere maggiormente immagazzinabile e trasportabile, inoltre l'autonomia di un mezzo che utilizza bioLNG è maggiore rispetto a uno che utilizza bioCNG.

L'LNG ha grandi potenzialità e competitività rispetto agli altri biocarburanti se si considera la sua applicazione anche nel trasporto ferroviario e quello marittimo. L'Italia è stata una tra i primi precursori al mondo nell'adozione del gas nel settore degli autotrasporti e oggi è uno dei paesi al mondo in cui la sua diffusione è più elevata. La facile diffusione del biometano in questo settore è stata supportata anche da strutture di distribuzione del gas metano consolidate e da un mercato ricettivo e in espansione, tuttavia il mercato degli autotrasporti è ancora occupato, per l'89%, da veicoli con alimentazione da fonti fossili. Nel 2018, le emissioni italiane imputabili all'autotrazione hanno rappresentato il 92,9% delle emissioni di gas climalteranti totali del settore trasporti, con una quota di emissioni che rappresenta il 22,7% di quelle totali a livello nazionale (dati ISPRA). I risultati migliori nella riduzione delle emissioni di gas GHG (Green House Gases) sono stati conseguiti dal settore privato dei trasporti pesanti, che ha implementato e sostituito la propria flotta con veicoli a gas metano. E' l'esempio di IVECO, che dal 1995 investe nella ricerca e nello sviluppo di mezzi pesanti con alimentazione a metano; la LINEA IVECO S-WAY ha permesso a questa azienda di diventare leader europeo nella mobilità verde. Nel 2021 ha presentato l'iniziativa "IVECO Ambassador", un programma di selezione dei partners che condividono i valori del brand o sono portavoce di determinate tematiche come la sostenibilità dei

96

trasporti, tra cui alcuni impianti agricoli a biometano. Il biometano viene definito un carburante a zero emissioni, ovvero esiste un bilanciamento tra emissioni generate ed emissioni risparmiate. Ciononostante, il biometano produce in combustione le stesse emissioni del gas naturale. E' da considerare, per la comparazione di questi due combustibili, il loro intero ciclo di vita; la biomassa introdotta nel digestore rappresenta uno stock di carbonio e quindi un risparmio, a cui vanno però sommate tutte le emissioni climalteranti generate dalla coltivazione delle biomasse fino a quelle imputabili all'uso del biometano. Come anticipato precedentemente, la valorizzazione del biometano in questo settore è connessa all'ampliamento della rete di distribuzione; Snam4Mobility è la società di Snam che si occupa di favorire la mobilità sostenibile grazie alla creazione di soluzioni perfettamente integrate in contesti aziendali, sia nel settore dei trasporti pubblici sia in quello privato. L'offerta di Snam4Mobility si basa sulla flessibilità e la fruibilità dei suoi servizi, e riguarda: La realizzazione di stazioni di rifornimento, la partecipazione e il supporto a progetti condotti da terzi, il potenziamento delle stazioni esistenti e l'acquisizione d'impianti energetici esistenti. Con una filosofia "mobility as a service", la società svolge una doppia funzione, quella di provider d'infrastrutture e quella di fornitore di tecnologia. Grazie a CuboGas (società del gruppo Snam), Snam è in grado di progettare e costruire impianti di rifornimento sia per aziende private, che vogliono alimentare internamente la propria flotta, sia per il comparto domestico con l'installazione di colonnine di rifornimento nelle abitazioni o nei quartieri. Un'altra soluzione tecnologica offerta da Snam è l'installazione di stazioni figlie; l'immissione di biometano nelle stazioni avviene tramite carri

bombolai, questo permette il rifornimento di mezzi alimentati a metano anche dove l'infrastruttura del gas non può giungere. Dopo queste considerazioni preliminari che descrivono il mercato del biometano per l'autotrazione, la sua ricettività e il suo sviluppo, è necessario definire come l'imprenditore agricolo può effettivamente valorizzare questo prodotto. L'azienda agricola che dispone di un impianto che produce biometano, può anettere ad esso un modulo di liquefazione per la creazione di bioLNG, e provvedere direttamente alla distribuzione di questo tramite la realizzazione di un distributore interno all'azienda. In assenza di un impianto di liquefazione, l'imprenditore può optare anche per la distribuzione di bioCNG. Un esempio di azienda agricola che effettua produzione di biometano e che si occupa anche della valorizzazione del proprio bioCNG, è l'azienda Bosco Gerolo, situata a Piacenza in Val Trebbia. L'azienda è a specializzazione zootecnica, e ospita circa 600 capi bovini. Nel 2018 ha avviato un progetto che ha portato alla realizzazione, nel 2022, di un distributore di biometano bioGNC in grado di fornire ogni giorno 2040 m³ di biometano, l'equivalente del rifornimento di circa 100 autovetture. L'azienda opera in un'ottica quasi totalmente circolare, si occupa dell'allevamento e della trasformazione e commercializzazione dei prodotti lattiero-caseari. Oltre ad ospitare un biodigestore per la produzione di biometano, l'azienda ne ha un altro per la sola produzione elettrica e grazie ad esso ha raggiunto una condizione di autosufficienza energetica. Il principale obiettivo di questo progetto era quello di rendere fruibile il biometano ai mezzi aziendali, la quota rimanente è stata poi destinata alla vendita al pubblico. L'intera gestione è lasciata all'azienda produttrice, che determina anche il prezzo di

rifornimento, fissato alla fine del 2022 a 1,49 euro/kg, un prezzo concorrenziale che ha originato un grande vantaggio competitivo rispetto agli altri competitors del mercato che sono vincolati da un prezzo imposto.

Quest'ultima realtà porta numerosi vantaggi, ma altrettanti svantaggi, questi ultimi collegati soprattutto alla sua adozione in realtà agricole che non hanno le potenzialità produttive ed economiche per avviare un piano di valorizzazione come quello dell'azienda Bosco Gerolo. Inoltre, la procedura burocratica, durata quasi 3 anni, implica che le aziende agricole debbano includere un'iniziativa come questa in una strategia di medio-lungo periodo, adottando nel frattempo soluzioni più immediate con degli investimenti più contenuti. Un'ultima considerazione riguarda il riscontro positivo da parte della comunità. L'azienda ha inaugurato l'impianto in concomitanza dell'inizio del conflitto russo-ucraino, e del successivo innalzamento dei prezzi di mercato del gas naturale; la definizione di un prezzo più basso rispetto a quello di mercato ha creato un vantaggio a questa azienda. Sorge spontanea una domanda: nel caso in cui l'azienda avesse operato in un mercato pre-conflitto, quindi con differenze di prezzo minori, quali sarebbero stati i soggetti disposti ad usufruire di questo servizio di rifornimento? Forse il vantaggio aziendale maggiore sarebbe stato l'autoconsumo.

Nel grafico 5.7, elaborato da CIB, viene mostrato l'andamento dei prezzi di biometano avanzato da gennaio 2020 a settembre 2022.



39

Grafico 5.7, fonte: CIB.

Il grafico evidenzia un calo nel trend del prezzo medio mensile, che decresce del 20% rispetto al mese precedente, ma in rialzo del 301,2% se si considera il prezzo medio del 2021. Il prezzo medio del gas, nel mercato all'ingrosso europeo a novembre 2022, è stato circa 155 euro/MWh, mentre quello italiano PSV⁴⁰ è sceso a 91 euro/MWh. Se si analizza invece il prezzo medio nazionale di gas alla pompa per i trasporti, si può notare come a settembre si sia raggiunto un valore medio di 3,151 euro/kg, con un incremento del 13,75% rispetto al mese precedente, e + 265,8% rispetto al prezzo medio annuale del 2021. Siccome nel mercato energetico italiano l'energia elettrica deriva principalmente dal gas naturale, il prezzo dell'elettricità è collegato a quello del gas; a novembre 2022 il valore era di 210 euro/MWh, circa la metà rispetto al prezzo di 429 euro/MWh rilevato a settembre 2022. A ipotizzare i tre vettori causali di questa

³⁹ Prezzo MGP GAS: Rappresenta il prezzo stabilito dal "Mercato del Gas del Giorno Prima", questo meccanismo che interessa il mercato del gas si basa su due fasi, una di negoziazione continua (dalla durata di 8 ore con transazioni economiche continue), e una su base d'asta per la determinazione del prezzo finale del gas per il giorno successivo.

⁴⁰ PSV: Punto Virtuale di Scambio del gas, e rappresenta il punto d'incontro da domanda e offerta nel mercato del gas, che a sua volta determina il prezzo del gas metano.

inversione di tendenza del prezzo del gas, è un report di Falck Renewables⁴¹. Il primo vettore è associato alla domanda e all'offerta. La sovrabbondanza di gas, data dalla corsa europea per la ricostituzione degli stoccaggi e da una domanda inferiore rispetto alle stime, hanno permesso un decremento dei prezzi del gas naturale. Un altro vettore, messo in luce dal report, è riconducibile al mercato dei crediti di emissione (ETS)⁴², dopo un valore di 100 euro/ton di agosto 2022, si è susseguita una serie di decrementi dovuta soprattutto ad una domanda dei crediti sempre minore, a sua volta innescata da un rallentamento dell'economia europea. Un fattore non così evidente, ma che ha dato grande contributo in questa ascesa dei prezzi, è stato l'innalzamento della quota di energia elettrica di origine eolica. Come definisce la stessa Falck Renewables, il trend è ancora instabile e influenzato da diversi fattori d'incertezza; uno di questi è il clima, la temperatura influisce sui consumi e gli eventi metereologici che condizionano la produzione di energia rinnovabile di impianti eolici ed idroelettrici.

5.3.3 Valorizzazione dell'output CO₂

Per CO₂ biogenica s'intende quella derivante dalla decomposizione, dalla digestione o dalla combustione di biomassa. La valorizzazione di questo gas si basa sul processo di cattura e utilizzo del carbonio (CCU), differente dalla cattura e stoccaggio geologico (CCS) in quanto la CCU ha l'obiettivo di catturare e utilizzare l'anidride carbonica in

⁴¹ Società per azioni con sede a Milano, opera nel mercato internazionale. Sviluppa, progetta e realizza impianti per la produzione e fornitura di energia da fonti rinnovabili.

⁴² Si rimanda al sottoparagrafo 7.5.1.

sostanze, in prodotti chimici o in materiali. Quando la CO₂ biogenica viene utilizzata per questo processo si parla di BioCCU. La BioCCU segue i principi dell'economia circolare del carbonio, ed include le fasi di riciclaggio e riutilizzo della CO₂. Gli impianti a digestione anaerobica rappresentano una grande opportunità per ottenere CO₂ biogenica. L'anidride carbonica, catturata nel processo di upgrading del biometano, ha un alto valore di purezza e non risulta diluita come nei fumi di combustione derivanti dal processo di cogenerazione del biogas. Confrontando entrambi i processi che portano all'ottenimento di CO₂ biogenica, quello di produzione di biometano risulta più conveniente, ha costi più contenuti dovuti ad una tecnologia che mira già a separare efficientemente la CO₂ dal biometano prodotto. Inoltre l'upgrading non richiede un equipaggiamento aggiuntivo per la separazione della CO₂ dal metano, che viene invece richiesto nella cogenerazione.

La BioCO₂ può subire una conversione, oppure può essere utilizzata tal quale. In caso di conversione, i prodotti ottenibili possono essere dei carburanti⁴³, come il metano sintetico o il metanolo, dei polimeri per la produzione di plastica, o dei materiali edili, come aggregati o cemento. L'utilizzo di CO₂ tal quale ha varie applicazioni; in ambito agro-industriale può essere utilizzata nel settore dei trasporti refrigerati e nell'industria alimentare o del beverage, dove viene immessa all'interno di packaging per il miglioramento della shelf-life dei cibi, oppure viene utilizzata per la carbonatazione delle bevande. La destinazione della BioCO₂ al settore alimentare deve rispettare

⁴³Sono polimeri che derivano dall'idrogenazione dell'anidride carbonica biogenica, oppure polimeri in cui è stata incorporata direttamente la CO₂ nella loro struttura (policarbonati).

numerosi requisiti riportanti nelle linee guida dell'EIGA⁴⁴. Per la CCU non esistono linee guida specifiche e quindi quelle dell'European Industrial Gas Association guidano l'intero mercato. Se si considera la produzione di CO₂ tramite biodigestione, il rischio d'impurità è più elevato; l'accettazione di questo gas nell'industria del beverage è ostacolata dalla sua composizione variabile che dipende dalle biomasse utilizzate. Per questo motivo devono essere effettuate, dal produttore che vuole valorizzare nel mercato alimentare la propria BioCO₂, delle analisi rigorose per ogni lotto. Nonostante questi vincoli esistono molti esempi che testimoniano la fattibilità di questa applicazione. Il suo impiego in agricoltura protetta è ancora poco diffuso in Italia. Gli agricoltori rinnovano artificialmente l'aria all'interno di una serra facendo aumentare la quota di CO₂ contenuta in atmosfera e questo fa sì che la produttività della coltura possa aumentare dal 15 al 40%. Il prezzo di vendita della BioCO₂ è influenzato dal mercato ETS. I prezzi durante l'arco dell'anno risultano altalenanti e a causa di questo gli agricoltori devono arbitrare il consumo di questo gas sulla base dell'andamento di mercato, questo perché non sempre il vantaggio produttivo è sufficiente a colmare l'addizionale dei costi. Molti dei modelli economici, che si basano sull'utilizzo della BioCO₂, non sono pienamente maturi e molto spesso le tecnologie non hanno raggiunto un giusto grado di diffusione. La potenzialità di questi modelli di business sarà dettata soprattutto dalla collaborazione intersettoriale, inoltre dovrà essere mantenuta l'attenzione sulla distanza che esiste tra l'ubicazione del luogo di produzione della

⁴⁴ Associazione Europea dei gas industriali, che si occupa tutelare la sicurezza dei gas utilizzati nel settore industriale, alimentare e medicinale.

BioCO₂ e quella di consumo o trasformazione. La valorizzazione di questa componente gassosa, derivante dal comparto agricolo, è strettamente connessa all'instaurazione di partnership con altri settori. Un'azienda agricola produttrice di BioCO₂ è in grado di sostenere delle imprese che hanno avviato iniziative volte all'incremento della sostenibilità ambientale, oppure che vogliono ridurre il carbon footprint di alcuni prodotti o di alcuni processi.

5.3.4 Valorizzazione dell'output digestato

Tenendo conto del sistema circolare che contraddistingue la produzione di biometano, l'assenza di valorizzazione del digestato renderebbe il processo lineare. La valorizzazione di questa risorsa può essere di natura economica, tramite la sua vendita, oppure di tipo agronomico, tramite il suo uso in campo. Il digestato funge da ammendante e fertilizzante; a differenza dei reflui zootecnici è in grado di migliorare la struttura oltre che la tessitura del terreno, e rappresenta una fonte di elementi nutritivi stabilizzati con ridotto rischio di lisciviazione⁴⁵. Il digestato è una grande risorsa per tutte quelle aziende zootecniche i cui reflui rappresentano degli scarti inevitabili e un problema gestionale; la costruzione di un biodigestore ha permesso loro di adempiere facilmente agli obblighi normativi imposti. L'adeguata somministrazione e la corretta gestione sono elementi essenziali per garantire benefici ambientali ai terreni agricoli. Il

⁴⁵ Perdita di elementi e nutrienti presenti negli strati superficiali del terreno causata dall'acqua. Una delle principali problematiche, che deriva da questa dinamica, è l'inquinamento delle falde acquifere.

Decreto Effluenti 25 febbraio 2016 stabilisce i criteri di utilizzo del digestato, nonché gli obblighi a cui devono sottostare l'utilizzatore e il produttore di questo fertilizzante:

- Il criterio d'impiego in agricoltura si basa sul quantitativo d'azoto del digestato, e sulle zone dove questo viene utilizzato. Nelle zone che vengono classificate come "vulnerabili ai nitrati", cioè a rischio inquinamento acquifero da nitrati, l'agricoltore è obbligato a presentare un PUA, cioè un piano di utilizzazione agronomica che raccoglie le informazioni utili a definire i processi di fertilizzazione dei terreni aziendali. All'interno del PUA viene riportato un bilancio degli elementi nutritivi dei terreni, che va a giustificare le operazioni di fertilizzazione programmate dall'agricoltore.
- Nel documento sono definiti dei parametri qualitativi agronomici-ambientali e microbiologici del digestato.

I parametri, espressi in % sulla SS, fanno riferimento alla SO che deve essere >20, al fosforo >0,4 e all'azoto totale >1,5. Ovviamente i valori qualitativi del digestato sono influenzati dalla costituzione delle biomasse in ingresso.

L'efficienza del suo utilizzo si fonda sulla capacità di sfruttare al meglio le peculiarità che ciascuna frazione ha in funzione delle esigenze colturali.

Dal digestato è possibile ricavare due frazioni:

1. Solida o palabile_ Rappresenta il 15% del peso totale, e ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%. Gli elementi nutritivi contenuti in questa frazione sono maggiormente stabilizzati. La parte di digestato solida è un'ottima sostituta del letame, ma apporta tutti i vantaggi ambientali che fornisce il digestato. Questa frazione permette

il lento rilascio nutrizionale degli elementi e la ricostituzione della sostanza organica nel suolo.

2. Chiarificata o liquida._ Rappresenta l'85-90% della massa totale, in questa frazione vengono concentrati i composti solubili tra cui l'azoto in forma ammoniacale (70% circa dell'azoto totale). La frazione liquida viene utilizzata per la fertirrigazione⁴⁶ e presenta un minor potenziale odorigeno.

Una volta uscito dal digestore il digestato è stoccato in delle vasche; lo stoccaggio è utile per mantenere il fertilizzante disponibile durante l'arco dell'anno. Lo stoccaggio in strutture coperte è uno strumento gestionale indispensabile, soprattutto per quanto concerne la frazione liquida; la sua permanenza in una vasca di contenimento chiusa riduce le perdite di ammoniaca in atmosfera. Una delle principali problematiche che interessano il digestato, oltre l'inquinamento da nitrati, è il rilascio di ammoniaca in atmosfera. La digestione anaerobica è in grado di mineralizzare l'azoto rendendolo prontamente assimilabile, ma questo implica anche il rilascio di una parte ammoniacale. Uno degli strumenti per la gestione delle emissioni ammoniacali è il controllo della modalità di somministrazione del digestato. L'agricoltore deve tener conto della profondità a cui questo viene interrato, e si deve basare sulle condizioni climatiche presenti al momento dello spandimento. Durante il periodo d'instabilità affrontato dal mercato dei fertilizzanti dopo la crisi Ucraina, il digestato ha rappresentato un ottimo sostituto dei fertilizzanti chimici in commercio, questo ha permesso a molte aziende di

⁴⁶ Irrigazione che viene effettuata tramite una soluzione contenente la frazione chiarificata del digestato diluita con l'acqua. In questo modo l'irrigazione funge da sistema di concimazione.

mitigare l'innalzamento dei prezzi di mercato e di abbassare i costi di produzione, rendendo i propri prodotti maggiormente concorrenziali.

Il digestato che deriva dagli impianti a biogas può essere definito commercialmente come “ digestato equiparato”, cioè sostituto dei fertilizzanti chimici; questa è la misura adottata dal Governo per contrastare l'innalzamento dei prezzi sul mercato. Il seguente provvedimento fa parte del decreto legge 21 marzo 2022 numero 21 e in questo documento vengono definite le condizioni di equiparabilità, viene imposto l'obbligo di stoccaggio coperto del digestato, viene istituito un sistema di tracciabilità, e viene imposta la distribuzione in campo del digestato basata su standard di emissione. L'Art 31 quater della sezione “controlli”, sancisce che l'utilizzo del digestato equiparato è subordinato all'esecuzione di due analisi chimiche effettuate da un laboratorio certificato, e successivamente sottoposte a controllo da parte dell'ICQRF⁴⁷. I concimi ottenibili con i trattamenti del digestato sono classificabili come:

1. Trattamento frazione liquida → solfato ammonico, sali misti azotati e sospensione di solfato ammonico, classificati come concimi azotati solidi/fluidi
2. Trattamento frazione solida → digestato vegetale essiccato e digestato essiccato in miscela di ceneri di combustione di biomasse vergini, classificati tra i concimi organici NP.

Ciascun fertilizzante, come da Dlgs n.75/2010, deve riportare indicazioni riguardanti il suo metodo di preparazione e le sue componenti, i titoli minimi , le sostanze nutritive

⁴⁷Dipartimento dell'ispettorato centrale per la tutela della qualità e per la repressione frodi che di prodotti agroalimentari.

utili, e altre informazioni aggiuntive come il contenuto di metalli. Per creare una filiera che possa essere tracciabile è stato istituito, dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, il registro dei fabbricanti di fertilizzanti e il registro dei fertilizzanti. L'iscrizione dell'azienda agricola a questi due registri è obbligatoria prima dell'immissione del prodotto sul mercato. Un'altra opzione perseguibile, qualora l'imprenditore non volesse farsi carico della commercializzazione del digestato come prodotto finito, è la sua vendita all'industria concimistica.

5.4 REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Questa fase include le attività di acquisizione dei permessi e dei finanziamenti per la costruzione dell'impianto. L'imprenditore agricolo deve relazionarsi: con le autorità e con la comunità per il consenso e per la realizzazione del progetto; con le banche per i programmi di finanziamento con le autorità per l'energia; con i fornitori di substrati per la stipulazione dei contratti; con il progettista a cui l'impianto è stato commissionato e con il consulente agricolo per valutare la conformità delle opere di costruzione con i disciplinari e le direttive. I documenti necessari all'ottenimento dell'autorizzazione per realizzazione dell'impianto, sono: La richiesta di costruzione e riassunto del registro catastale, la descrizione dell'impianto e dei materiali utilizzati da parte del progettista, i calcoli strutturali e il piano d'installazione redatto dal progettista con i disegni di dettaglio, il calcolo delle emissioni e delle immissioni tramite descrizione dei processi, la certificazione acustica e la misurazione degli odori (non obbligatoria ma può essere richiesta in funzione dell'ubicazione), la descrizione delle misure di sicurezza, la

compatibilità del progetto con condizioni preesistenti, il diagramma di flusso con le unità operative, ed infine la presentazione della documentazione inerente alla gestione del digestato.

5.5 FASE OPERATIVA E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

E' la fase scandita dal collaudo e dai test di carattere tecnico e biologico; solitamente questi test sono condotti dall'azienda costruttrice dell'impianto, che fornisce un supporto all'imprenditore durante le prime fasi di avviamento del digestore. Il monitoraggio ed il controllo sono elementi imprescindibili in questa fase come nell'intera vita del digestore. Molto spesso, la manutenzione di un impianto di biodigestione è inclusa all'interno dei contratti stipulati con l'azienda costruttrice; i tipi di interventi si suddividono in ordinari e straordinari, questi ultimi sono più frequenti in impianti che lavorano al massimo della propria potenza, e la cui dieta è composta soprattutto da biomasse di difficile gestione. L'uso di un controllo automatizzato tramite sensori, permette di programmare le attività di manutenzione in funzione delle necessità dell'impianto, evitando così costi dovuti ad interventi calendarizzati. Oltre ai costi sostenuti per l'intervento, l'imprenditore deve far fronte ad una perdita di produzione nel caso in cui l'attività del biodigestore venisse fermata; l'impianto è un sistema continuo e la sua attività non è soggetta a pause e può raggiungere le 8500 ore/anno. Inoltre, le manutenzioni spesso influiscono sugli equilibri biologici e per questo motivo è necessario procedere con successive analisi della flora batterica. Gli interventi possono interessare lo svuotamento totale del fermentatore, la manutenzione dei sistemi

di miscelazione, e di quelli idraulici ed elettronici, oppure il cambio dei gasometri e delle componenti usurate.

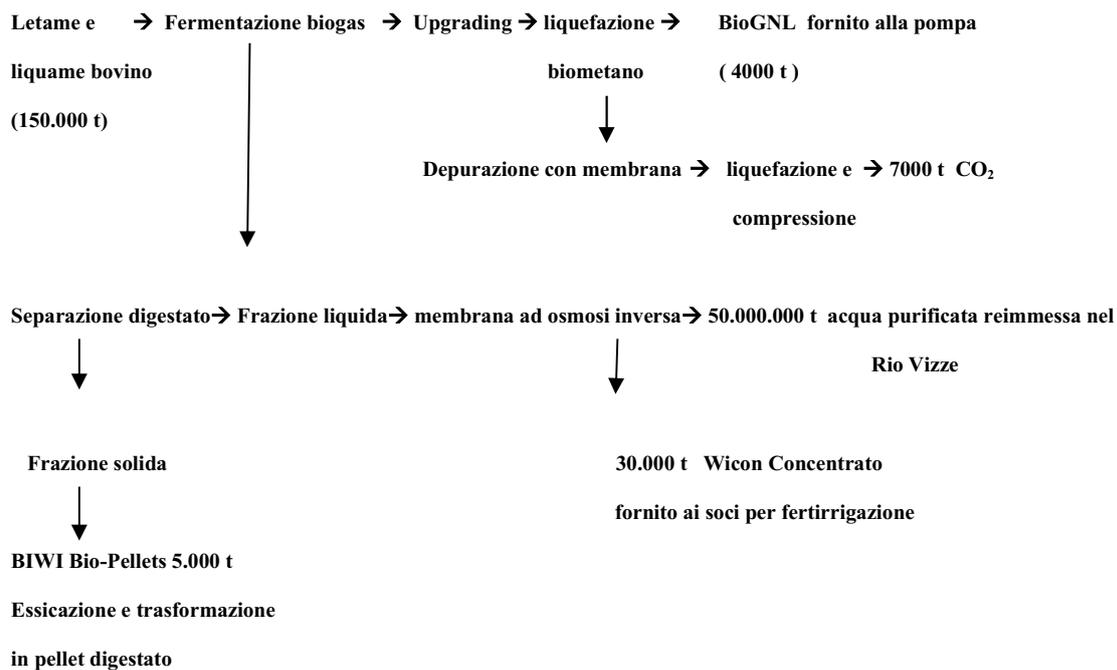
CAPITOLO 6 - POLI CONSORTILI: IL CASO BIOGAS WIPPTAL

La sostenibilità locale rappresenta il pilastro su cui basare una politica di sviluppo che possa essere rispettosa delle risorse di un territorio e della loro fruizione. Lo sviluppo di poli consortili nel settore del biogas rappresenta la possibilità per le aziende di creare uno strumento sinergico in grado di gestire consapevolmente gli impatti che il settore agricolo arreca al territorio, e di creare valore per lo stesso.

Una società consortile è una società costituita da più imprese che operano come un'unica organizzazione comune, per esempio nel caso di un polo consortile del settore biogas, la società deve essere costituita da almeno cinque imprese. Lo scopo principale è quello di garantire ai soci dei vantaggi mutualistici derivanti, in questo caso, da una gestione e una valorizzazione ottimizzata di tutti gli scarti. Il più grande ostacolo nella diffusione dei poli consortili in Italia è il know-how progettuale. IES BIOGAS afferma che queste strutture di produzione centralizzata di biometano sono di difficile gestione. Il principale problema è dato dalle enormi masse provenienti da tutte le aziende, altri svantaggi riguardano l'assenza sul territorio italiano di imprese costruttrici in grado di realizzare tali progetti.

Nonostante lo sviluppo e la presenza di micro-biodigestori sul mercato, molte imprese non hanno risorse economiche tali da rendere fattibile la costruzione di un biodigestore;

la creazione di poli consortili permetterebbe ad aziende agricole di piccole dimensioni di poter dare il proprio contributo. Ad esempio, si pensi solo all'area territoriale del sud Italia, con una concentrazione di impianti a biogas bassissima e una vocazione maggiore per la specializzazione agronomica rispetto a quella zootecnica; queste zone dispongono di biomasse a basso contenuto energetico, oppure le aziende non producono un volume di scarti durante l'arco dell'anno tale da permetterne la sua valorizzazione energetica. L'opzione del polo consortile permetterebbe a queste aziende di inserire, all'interno di un unico grande digestore, le proprie biomasse creando uno strumento di gestione condiviso. Tuttavia, esistono alcune realtà perfettamente integrate e funzionanti, che forniscono una visione di quelli che saranno i poli consortili futuri; uno dei principali esempi è Biogas Wipptal in Val di Vizze (BO). L'impianto s'inserisce in un contesto di economia circolare regionale; la progettazione è stata avviata nel 2008 con il principale intento di decarbonizzare il settore lattiero caseario locale, e salvaguardare al contempo i terreni dall'apporto insostenibile di nitrati. Questo polo produttivo, nato da un'iniziativa di 62 allevamenti bovini della Val Isarco, nel 2021 ha totalizzato un fatturato di 312 450 euro, maggiore del 12% rispetto all'anno 2019. La creazione di valore ambientale, economico e sociale per il territorio che ospita Biogas Wipptal, e per le attività imprenditoriali che lo popolano, è uno dei principi cardine che guida l'operato di questa società. Quello di Biogas Wipptal è stato un percorso graduale che ha portato la società a distinguersi sul mercato per la capacità di riciclare integralmente tutte le sostanze prodotte. Di seguito viene riportato lo schema produttivo di Biogas Wipptal.



Schema 6.1, Fonte: Elaborazione personale dati Biogas Wipptal.

L'impianto raccoglie ogni giorno i residui zootecnici derivanti da 3800 capi bovini, per un totale annuo di 150 000 t; le aziende agricole zootecniche che conferiscono biomassa sono circa 400. La biomassa giunge al digestore tramite l'uso di mezzi, di proprietà del polo consortile, alimentati con biometano prodotto dall'impianto. L'impianto, dalla potenza di 1 MWe raggiunge le 8000 ore annue di attività, producendo 4200 t di bioGNL all'anno e 7000 t di CO₂. Il digestato, derivante dal processo, viene suddiviso in frazione liquida e solida. Una parte della frazione liquida viene stabilizzata e conferita ai soci per la fertirrigazione, la parte restante viene essiccata. La quota di acqua, che compone il 65% della frazione liquida, viene separata tramite osmosi inversa e rilasciata nel Rio Vizze, in tal modo l'azienda è in grado di reimmettere questa risorsa nel suo ciclo naturale. La frazione solida subisce un processo di pellettizzazione e

genera circa 5000 t/anno di fertilizzante. Il progetto, dal valore di 15 mln di euro, è stato realizzato utilizzando principalmente il capitale fornito dai soci, e una parte di fondi pubblici derivante dalla regione Alto Adige e dal progetto europeo “LIFE-OPTIMAL 2012”.

Il progetto “LIFE-OPTIMAL 2012”, di cui Wipptal fa parte, è un’iniziativa che ha l’obiettivo di ottimizzare la gestione dei nutrienti derivanti dal settore zootecnico in Alto Adige. Questo obiettivo è perseguibile grazie a tre pilastri che lo sostengono:

-La riduzione dell’impatto dell’allevamento zootecnico dei bovini da latte, connesso ad una scarsa disponibilità di terreni agricoli.

-La produzione di fertilizzanti di alta qualità che possano essere utilizzati anche da altre attività agricole che fanno parte dell’Alto Adige.

-Il mantenimento degli standard di vita degli allevatori trentini tramite il supporto delle loro attività agricole.

Tenendo conto di questi tre pilastri, la società Biogas Wipptal ha sviluppato dei modelli di valorizzazione dei prodotti della digestione anaerobica. Il digestato bovino pellettato è stato valorizzato economicamente tramite la creazione di un brand, il “BIWI”, di cui fanno parte tre concimi organici azotati rivolti sia al settore agricolo che ai privati. Un altro output è la CO₂ biogenica, che viene utilizzata per la gassificazione delle bevande e la neutralizzazione del pH nell’industria del beverage, e come antiossidante nella produzione vinicola e nell’industria agroalimentare. Inoltre, nel 2022, Biogas Wipptal è stato nominato brand ambassador di IVECO; la produzione di bio-GNL e la sua distribuzione tramite pompa di rifornimento annessa all’impianto, ha fornito un grande

contributo e supporto per l'uso del biometano nel trasporto pesante su ruota. Biogas Wipptal infatti è situata su una delle più grandi arterie autostradali italiane, quella del Brennero; la scelta strategica che ha interessato la sua collocazione ha permesso a questa società di diventare uno dei principali punti di rifornimento di Bio-GNL nel Nord Italia. La creazione di questo ecosistema, che nasce dalla sinergia di diverse aziende, ha permesso il conseguimento di diversi risultati:

- Il mantenimento degli introiti degli allevatori trentini
- La riduzione del carico dei nutrienti apportato ai terreni del 50%, -50 kg di nitrati/UBA⁴⁸ e riduzione di -12 kg di azoto/UBA delle emissioni di ammoniaca equivalente.
- L'aumento della disponibilità di fertilizzanti competitivi per gli agricoltori trentini.
- La collaborazione con diversi stakeholders e la comunicazione dei risultati conseguiti hanno permesso un sostenimento maggiore dell'iniziativa da parte delle comunità locali.
- L'impronta di carbonio di Biogas Wipptal è negativa per circa 12 000 t di CO₂ equivalente all'anno, questo permette di ridurre, in una logica a catena, anche la carbon footprint degli allevamenti e del latte prodotto e destinato al settore lattiero caseario.

Gli obiettivi futuri di questa società riguarderanno soprattutto la maggior integrazione delle aziende agricole vitivinicole e frutticole del territorio. Il coinvolgimento maggiore di questo comparto produttivo genererebbe un incremento nell'uso del fertilizzante

⁴⁸ Unità bovino adulto.

organico prodotto da Biogas Wipptal, e permetterebbe di ridurre l'uso di fertilizzanti chimici sul territorio, oggi ancora molto diffuso.

CAPITOLO 7 - QUADRO NORMATIVO: LA SUA EVOLUZIONE NEGLI

ANNI

Lo sviluppo normativo in materia biometano ha subito un'accelerazione a seguito dello scoppio della crisi Ucraina; per un'analisi più corretta delle fonti, il quadro che segue è stato creato utilizzando documenti pubblicati prima del termine dell'anno 2022. Il seguente capitolo si pone l'obiettivo d'identificare i principali provvedimenti legislativi che hanno apportato, in passato o attualmente, sostanziali modifiche del quadro operativo aziendale. Gli incentivi sono elementi fondamentali affinché un'azienda agricola possa operare in una condizione di sostenibilità economica; risulta necessario che le imprese programmino e operino rispettando i criteri stabiliti dalle norme d'incentivazione.

7.1 PACCHETTO 20-20-20, CERTIFICATI BIANCHI E VERDI

Dagli anni 2000, i pilastri della politica Ue sulle fonti rinnovabili si sono fondati sulla strategia 20-20-20, che stabiliva la riduzione delle emissioni di gas serra e del consumo energetico del 20%, e imponeva il soddisfacimento del 20% della domanda energetica europea con fonti rinnovabili. Questo piano, con validità 2013-2020, è stato approvato dalla Commissione Europea nel 2006, ma è entrato in vigore nel 2009 in sostituzione

del Protocollo di Kyoto. L'attuazione del piano si è basata sul Pacchetto Clima Energia, articolato in cinque strumenti legislativi: Direttiva RED I (28/2009/CE), Direttiva Emission Trading, Direttiva carburanti, Direttiva Carbon Capture and storage (CCS) e Decision Effort Sharing⁴⁹. I certificati bianchi (CB) sono incentivi che si integrano agli obiettivi espressi nel “pacchetto clima energia 20-20-20”, e vengono istituiti in Italia dal Decreto ministeriale 20 luglio 2004. I CB sono titoli negoziabili che attestano il risparmio nell'uso finale dell'energia; infatti ogni titolo corrisponde ad un Tep (tonnellata equivalente di petrolio risparmiata). I Tep vengono utilizzati per quantificare il risparmio che i distributori di energia elettrica e gas naturale devono raggiungere ogni anno; questo obbligo può essere soddisfatto tramite la realizzazione di opere di efficientamento energetico. Ad emettere i certificati è il Gestore del Mercato Elettrico solo dopo una valutazione dei documenti necessari a testimoniare i regimi di risparmio annui; con il decreto 30 aprile 2019 è stata pubblicata la “Guida operativa per la promozione, l'individuazione e la presentazione dei progetti”. Ogni certificato ha un valore monetario di 100 euro, che può subire variazioni in base all'andamento del mercato; i CB hanno una validità di 5 anni e possono essere scambiati sulla piattaforma GME. Il meccanismo è stato soggetto negli anni all'instaurarsi di pratiche scorrette, e ha dimostrato un'inefficienza marcata che ha portato al non raggiungimento degli obiettivi stabiliti. Inoltre, vi sono stati numerosi provvedimenti da parte dell'ARERA e del GSE,

⁴⁹ Ha definito nel periodo 2013-2017 targets settoriali di emissioni GHG.

che hanno portato ad una revoca delle emissioni di CB del 95% dei casi controllati nel 2019.

Il meccanismo di emissione dei certificati verdi (CV) è stato adottato in Italia a seguito del recepimento delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE; il principale obiettivo era la promozione delle rinnovabili nel mix energetico nazionale.

Un CV, che attestava la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile, era emesso dal Gestore dei Servizi Energetici su richiesta del titolare di un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili). Il meccanismo era fondato su obblighi imposti ai produttori di energia da fonti fossili, e benefici economici offerti ai produttori di energie rinnovabili. Gli obblighi e i benefici venivano determinati dalla commercializzazione dei CV, da soggetti creditori a soggetti debitori; il valore del CV non era imposto ma era determinato dall'andamento della domanda e dell'offerta.

Con il Dlgs 28/2011 viene decretata l'abolizione dei certificati verdi e avviato il passaggio verso nuovi sistemi d'incentivazione.

7.2 LEGGE 22.11.2007 E DLGS 28/2011

Entrando più nello specifico e nel particolare del quadro normativo italiano, è necessario avere come punto di riferimento l'approvazione da parte del Parlamento italiano della legge 22/11/2007, la numero 222, che ha portato la tariffa di cessione dell'energia elettrica da fonti agricole a 0,30 euro/kWh. La legge segna un punto di svolta, in quanto la remuneratività dell'energia elettrica rende interessante per le aziende agricole la produzione energetica.

Un primo varco, nella diffusione e nell'incentivazione della produzione di biometano, lo ha creato il decreto legislativo 28/2011, dove al capo I vengono definite le "autorizzazioni e procedure amministrative", mentre all'Art 8 vengono illustrate le "disposizioni per la promozione dell'utilizzo del biometano". Il capo I prevede specifiche semplificazioni delle autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti e dei successivi adeguamenti infrastrutturali; il capo II interessa l'impiego del biometano per l'autotrazione, e definisce gli impianti di distribuzione e allacciamento come "opere di pubblica utilità che rivestono carattere di indifferibilità e urgenza."

Gli articoli 20 e 21 interessano le competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, definendo le condizioni tecniche (caratteristiche fisiche e chimiche del biometano), ed economiche (opere di adeguamento degli impianti, tempi e criteri per la determinazione dei costi) per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti produttori di biometano alla rete del gas naturale.

Il dlgs 28/2011, nell'ambito del Titolo V "Regimi di sostegno", del Capo IV dedicato ai "Regimi di sostegno per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nei trasporti", ed in particolare l'Articolo 33 comma 5 "Disposizioni in materia di biocarburanti", prevede che il contributo dei biocarburanti debba essere corrisposto solo se il soggetto che li immette in consumo dimostri che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti; inoltre tali biomasse non devono presentare altre utilità produttive o commerciali al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o energia. Il dlgs introduce la differenziazione del biometano utilizzando come discriminante la matrice d'origine. E' definito biometano di prima generazione quello derivante dalle colture energetiche,

mentre quelli di seconda generazione e terza derivano da sottoprodotti che non implicano una domanda supplementare di terreni, successivamente riconosciuto anche con la dicitura “biometano avanzato”⁵⁰.

7.3 SOSTENIBILITÀ DEI BIOCARBURANTI, DIRETTIVA 2009/28 E 30 CE

Con le direttive 2009/28/CE (RED I) e 2009/30/CE, è stato introdotto il concetto di sostenibilità per i biocarburanti quale condizione necessaria per godere di incentivi. Il Decreto interministeriale 23 Gennaio 2012 del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio, in collaborazione con il Ministro dello Sviluppo Economico ed il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, ha istituito un sistema di certificazione di sostenibilità dei biocarburanti, che si basa sulla trasparenza di filiera e soprattutto sul calcolo delle emissioni di gas climalteranti in un’ottica di riduzione. Il rispetto della sostenibilità è garantito dal Sistema Nazionale di Certificazione, in seguito ad un’opportuna verifica. L’approccio seguito è quello della catena di consegna e custodia; ogni soggetto della filiera deve rilasciare al successivo una dichiarazione di conformità (DS), questa per l’ultimo operatore fungerà da certificato di sostenibilità del biometano (CS). Per “operatori economici della filiera” s’intendono i fornitori di biomasse, i produttori di biogas e i soggetti coinvolti nella produzione ed immissione del biometano. Questo sistema di rintracciabilità e tracciabilità si basa sul bilancio di

⁵⁰ Si fa riferimento al paragrafo 7.4

massa⁵¹, in tal modo è possibile definire se i criteri di sostenibilità siano mantenuti lungo tutta la filiera. Per verificare il rispetto dei criteri di sostenibilità, tutti i soggetti devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione. Le verifiche effettuate dagli organismi accreditati (OdC) interessano l'analisi dell'autodichiarazione di ogni operatore economico, ma solo dopo che questo ha ricevuto dall'OdC un certificato di conformità aziendale (durata cinque anni) che lo identifica come soggetto di filiera. Un CS riporta le caratteristiche di ogni partita, cioè le informazioni contenute in ogni DS, come la descrizione quantitativa e qualitativa di prodotto e di processo, ma anche un valore di emissioni cumulative e uno di emissioni standard di filiera. Le norme tecniche rispondono alle esigenze del mercato in seguito alla pubblicazione di provvedimenti legislativi; all'interno di tali documenti vengono riportate specifiche di carattere tecnico inerenti ad oggetti o processi. Il Comitato Termotecnico Italiano (CTI) si occupa di contribuire allo sviluppo di norme UNI (ente nazionale italiano di unificazione) relative al settore biometano. Per esempio, la lista di documenti che ogni operatore deve fornire agli organismi certificatori è definita nella UNI/TS 11567. La seguente norma, con riferimento alla Direttiva RED I, riporta le "Linee guida per la qualificazione degli operatori economici della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa"; queste linee guida vengono utilizzate dagli OdC nella fase di verifica della veridicità delle informazioni fornite dai soggetti di filiera. La specifica tecnica definisce uno schema di qualificazione di tutti gli operatori economici, fornisce

⁵¹ bilancio di massa, chiamato anche bilancio di materia, è un'applicazione della conservazione della massa all'analisi dei sistemi fisici.

criteri di sostenibilità del biometano, e illustra specifiche metodologie di calcolo. Inoltre, la norma fornisce valori tipici e standard di emissioni GHG differenziate in base ai sistemi di produzione e gestione del biometano specifici del contesto italiano. Per valori tipici delle emissioni di gas effetto serra s'intendono dei valori stimati, mentre quelli standard sono valori conservativi che in determinate circostanze possono essere utilizzati al posto dei reali (rilevati o calcolati caso per caso).

L'allegato II del Decreto 23 gennaio 2012 riporta la metodologia, identificata dalla UNI/TS 11567 e dalle direttive sopra menzionate, per il calcolo del valore reale delle emissioni dei biocarburanti (espresse in CO₂ eq/MJ):

$$E = eec + el + ep + etd + eu - eee - esca - eccs - eccr$$

Dove:

E → è il totale delle emissioni.

Eec → sono le emissioni provenienti dalla coltivazione della materia prima.

El → sono le emissioni annualizzate risultate da modifiche degli stock di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione dei terreni (metodologia basata su Decisione CE n.335 10 giugno 2010).

Ep → sono le emissioni della lavorazione.

Etd → emissione dei trasporti (materia prima, fasi intermedie e trasporto all'utilizzatore o fornitore, o all'impianto di distribuzione).

Eu → emissioni d'uso.

Esca → riduzione delle emissioni dovute ad un accumulo di carbonio nel suolo mediante corretta gestione agricola.

Eccs → rappresenta la riduzione di emissioni data dal sequestro di carbonio.

Eccr → riduzione emissioni grazie a cattura e stoccaggio geologico del carbonio (CCS).

E' necessario tener conto che i processi di sequestro e stoccaggio a loro volta consumano energia e hanno emissioni, quindi anche esse vanno conteggiate nel bilancio

Eee → rappresenta la riduzione emissioni tramite elettricità eccedentaria prodotta dalla cogenerazione, nel caso in cui l'elettricità prodotta da un impianto di cogenerazione sia superiore rispetto al fabbisogno energetico dell'impianto stesso.

Sono disponibili, negli allegati del decreto, alcune tabelle UNI che identificano dei valori standard disaggregati per fase, come quelli ad esempio riportati nella tabella 7.1.

Tabella B

Valori standard disaggregati per la lavorazione (inclusa l'elettricità eccedentaria): 'ep - cee'

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni tipiche di gas serra (gCO _{2eq} /MJ)	Emissioni standard di gas serra (gCO _{2eq} /MJ)
cozza		
biogas da rifiuti urbani organici come metano compresso	14	20
biogas da letame umido come metano compresso	8	11
biogas da letame asciutto come metano compresso	8	11

Tabella 7.1, fonte: allegato II del Decreto 23 gennaio 2012, pg12

Le emissioni della filiera del biogas o biometano vengono poi confrontate con un riferimento fossile riportato nelle direttive per poter calcolare il risparmio di emissione conseguibile con la sostituzione della filiera fossile con quella bio.

Con la pubblicazione della direttiva RED II⁵² si è resa necessaria una revisione della UNI/TS 11567, ancora in atto. Definendo nuovi valori standard di sostenibilità, la norma potrebbe in parte influenzare anche il sistema d'incentivazione del biometano basato sulla sostenibilità; la creazione di nuovi valori standard porterà le aziende che non rientreranno nelle diverse casistiche, a dover procedere al calcolo del valore reale di risparmio di emissione. Gli imprenditori agricoli e i diversi soggetti di filiera inoltre dovranno valutare bene i piani di approvvigionamento e gestione degli impianti in funzione delle modifiche apportate dalla nuova norma se si vorranno avvalere dei risparmi di emissione standard in essa riportati.

7.4 DM SVILUPPO ECONOMICO 05/12/2013 E DECRETO BIOMETANO I

Successivamente, entra a far parte del panorama normativo italiano il DM Sviluppo economico 5 dicembre 2013 o Decreto Biometano I, recante le nuove modalità di incentivazione del biometano. Il provvedimento promuove l'uso di biometano prioritariamente nei trasporti, privilegia il biometano di seconda generazione, favorisce i piccoli impianti e la riconversione degli impianti da biogas a biometano, mentre esclude

⁵² Si rimanda al paragrafo successivo 7.5

dagli incentivi gli impianti a piro-gassificazione⁵³ e che utilizzano gas da discarica oppure FORSU non differenziata. L'art 3 del suddetto Decreto prevede un incentivo dalla durata di 20 anni, sia per i nuovi impianti sia per quelli riconvertiti (ma di entità inferiore). Viene stabilito che il biometano prodotto potrà essere venduto direttamente sul mercato (l'incentivo è variabile perché calcolato sul prezzo mensile di mercato), oppure questo potrà essere ritirato dal GSE (l'incentivo è calcolato sul prezzo medio annuale e modulato secondo la taglia degli impianti o la matrice impiegata). L'art 4 si focalizza sul biometano per il settore trasporti, e ne definisce il calcolo e i criteri di incentivazione. L'incentivo si basa sui certificati di immissione in consumo di biocarburanti (CIC). I CIC sono certificati che vengono emessi per soddisfare l'obbligo di utilizzo di biocarburante da parte di soggetti distributori; tramite questo sistema di obbligazione la Commissione Europea impone agli stati membri che una quota di energia consumata nei trasporti provenga da energie rinnovabili. I CIC vengono riconosciuti dal GSE al distributore in base al quantitativo di biometano immesso, l'incentivo è successivamente ripartito tra proprietario dell'impianto di distribuzione e il produttore. Il numero di CIC assegnati viene calcolato sulle Gcal prodotte divise per 10, anche se, per le biomasse avanzate⁵⁴, i CIC assegnati risultano il doppio perché il dividendo è 5. Esempio: 10 Gcal equivalgono a 1230 m³ di biometano (la quantità per ottenere un CIC), ma in caso di biometano avanzato servono circa 600 m³ di biometano per ottenere un CIC.

⁵³ E' un processo chimico che avviene alla temperatura di 700°C e che porta alla conversione di materiale ricco di carbonio come le biomasse o l'idrogeno in energia.

⁵⁴ Danno origine a "biometano avanzato" detto anche "di seconda/terza generazione".

7.5 DECRETO BIOMETANO II E DECRETO LEGISLATIVO 08/11/2021

Gli incentivi del Decreto Biometano I non sono stati in grado di abbattere l'incertezza dei produttori, facendo così arrestare lo sviluppo del settore; per questo motivo si è provveduto alla stesura di un nuovo Decreto Biometano II, approvato dalla Commissione Europea nel marzo del 2018. Nel Decreto Biometano II vengono premiati quegli impianti che utilizzano matrici biologiche sostenibili e che includono biomasse derivanti da altre filiere ma, a differenza del precedente Decreto Biometano I, il vantaggio consiste anche nell'attribuzione di un contributo supplementare.

Il decreto promuove l'utilizzo delle fonti rinnovabili nei trasporti attraverso lo sviluppo di iniziative di economia circolare, eleva il ruolo strategico del settore agricolo e promuove una gestione virtuosa degli scarti agricoli e dei rifiuti urbani. Di seguito viene citata una delle premesse inserite all'interno del documento del 2018, che viene riconfermata soprattutto dopo lo scoppio del conflitto russo-ucraino.

“il biometano di produzione nazionale può costituire un elemento importante per la sicurezza degli approvvigionamenti essendo slegato da possibili interruzioni sulle grandi reti di trasporto internazionali del gas naturale”.

Una delle principali novità interessa l'Art 4 del decreto, in cui vengono introdotte le “Garanzie di origine del biometano”; queste vengono inserite nel Registro Nazionale del GSE al fine di fornire trasparenza al consumatore.

L'Art 5 interessa gli incentivi per i produttori di biometano avanzato; nella tabella 7.2 vengono riportati i vantaggi economici di tali soggetti, che possono:

- accedere ad un valore aggiuntivo di 375 euro per ogni CIC (double counting), riconosciuto per una durata di 10 anni;
- accedere ad un prezzo di ritiro del biometano avanzato pari al 95 % del prezzo medio mensile registrato sul mercato del gas naturale.

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

Tabella 7.2, fonte: GSE.

Oltre a tali incentivi, il decreto attribuisce una maggiorazione del 20% sul valore di ogni CIC, per i produttori di biometano avanzato che investono in impianti di distribuzione o liquefazione. Inoltre prevede un contributo pari al 70% dei costi di investimento sostenuti, con limiti non oltre 600 mila euro d'investimento per un impianto di distribuzione, e fino a 1,2 milioni di euro per un impianto di liquefazione. Un esempio di utilizzo delle garanzie d'origine lo riporta REGATRACE (Renewable Gas TRAdE Center in Europe), un programma finanziato dal progetto Horizons 2020, che ha come obiettivo la creazione di un sistema commerciale del biometano basato sullo scambio di garanzie d'origine. Questo sistema incentiva l'utilizzo di biomasse secondarie e

supporta la diffusione della garanzia d'origine come elemento competitivo e discriminante nel mercato, favorendo così le aziende più virtuose. A seguito dell'approvazione della Direttiva Ue 2018/2001 nominata RED II, l'ordinamento italiano ha provveduto alla stesura del Decreto legislativo 8 novembre 2021, entrato in vigore il 15.12.2021. Il decreto introduce significative novità nella promozione delle fonti rinnovabili; di seguito sono elencati i principali provvedimenti:

- Creazione di un sistema d'incentivazione del biometano che prescinde dal solo uso nel settore trasporti e che avrà validità fino al 2026;

- Promozione del riscaldamento derivante da fonti rinnovabili;

- La direttiva introduce una classificazione delle aree territoriali nazionali che dovrà essere definita dalle regioni; le aree che presenteranno condizioni favorevoli verranno ritenute idonee all'installazione degli impianti FER, permettendo così una semplificazione burocratica che possa abbattere anche contestazioni di carattere sociale;

- Introduzione di procedimenti autorizzativi standardizzati a livello nazionale.

All'Art 42 e 43 del decreto sono elencati i nuovi criteri di sostenibilità utilizzati per attribuire i relativi sostegni. Ad esempio, vengono ritenute non incentivate quelle biomasse che derivano da ecosistemi ad elevata biodiversità, inoltre gli operatori economici devono disporre dei piani di tutela e di monitoraggio della qualità del suolo.

E' interessante evidenziare come i criteri di sostenibilità valgano per la razione miscelata da introdurre nell'impianto, e non per le singole biomasse; l'imprenditore può, quindi, agire direttamente sulla sostenibilità della razione sfruttando meccanismi compensativi tra le differenti matrici. Lo scarto di biomasse derivante dal processo deve

essere opportunamente giustificato, essendo la digestione anaerobica un sistema che utilizza scarti e non prevede la generazione di questi.

7.5.1 Biometano e il sistema ETS

Il sistema europeo di scambio delle quote di emissione di gas serra (ETS) è stato istituito dalla UE nel 2005 con la Direttiva 2003/87/CE; è uno strumento per ridurre in maniera economicamente efficiente le emissioni climalteranti. Ad ogni azienda è imposto un tetto massimo di quote corrispondente alla quantità di emissioni GHG che tale azienda può emettere annualmente. La compravendita dei diritti “ad inquinare” avviene da aziende virtuose ad aziende a debito di emissione; ogni quota corrisponde ad una tonnellata di CO₂ equivalente. Il tetto massimo o cap corrisponde alla quantità di crediti generati ogni anno, tale limite permette di mantenere alti i prezzi dei titoli disincentivando la loro domanda e costringendo i soggetti a trovare soluzioni alternative per la riduzione delle emissioni. Tuttavia, durante la terza fase ETS, si è verificato un rallentamento dell’economia globale e questo ha creato un mercato saturo di quote inutilizzate. A seguito della conclusione della terza fase, è stata avviata la quarta con scadenza 2030. La Direttiva 2018/410/UE ha creato una riduzione più drastica del cap annuale; è stato ridotto il numero di aziende alle quali erano conferiti crediti gratuiti e sono stati istituiti due nuovi fondi per supportare l’industria e il settore energetico, uno per l’innovazione e uno per la modernizzazione.

Non è stata creata, invece, una connessione esplicita tra biometano immesso in rete e mercati ETS; tuttavia la legislazione europea ha introdotto la garanzia d’origine del

biometano. In data 15.03.2021 è stato pubblicato, sulla Gazzetta Ufficiale della UE, il regolamento che determina i parametri di riferimento per l'assegnazione delle quote gratuite della quarta fase. L'assegnazione di tali quote si fonda su dei benchmark, sfruttati per valutare le differenti prestazioni ambientali in rapporto ad uno standard che, in questo caso, è identificato da imprese che hanno raggiunto ottimi risultati di decarbonizzazione. Dalla fase 3 alla fase 4, si è assistito ad una riduzione per ciascun benchmark del 24%, dovuto principalmente all'adozione di FER da parte di molti impianti industriali. Lo stabilirsi di nuove soglie ha reso ancora più ambiziosi gli obiettivi di decarbonizzazione dei principali settori chiave, ma tali soglie non possono essere rispettate con il solo utilizzo di caldaie a gas naturale. Il benchmark relativo all'utilizzo di gas fossile è sceso a 42 EUA⁵⁵/TJ, quando ad oggi il gas distribuito da Snam ha valori di 56 EUA/TJ. Risulta fondamentale per le aziende, che fanno parte del sistema ETS, trovare alternative rinnovabili al gas naturale. La Commissione non ha ancora attribuito alle biomasse, definite come "sostenibili", un valore neutrale di carbonizzazione. La definizione del nuovo regolamento ETS ha incentivato la sostituzione del gas convenzionale nei processi industriali con alternative più rinnovabili. Tuttavia, sfruttando la garanzia d'origine del biometano, si andrebbe a promuovere maggiormente questa fonte energetica nel sistema dei crediti di emissione.

⁵⁵ European Union Allowances: crediti di emissione.

7.6 “IMPLEMENTING THE REPOWEREU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIOMETHANE TARGETS” 18.05.2022

Il 18.05.2022 è stato pubblicato il documento redatto dalla Commissione Europea “IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS”. Il piano è la risposta europea all’instabilità del mercato energetico originata dal conflitto ucraino. Il documento prevede la suddivisione degli obiettivi tenendo conto della loro efficacia nel breve, lungo e medio periodo, così da creare una gerarchia dei target da raggiungere sulla base dell’efficacia degli investimenti e delle tempistiche di attuazione. Di seguito viene riportato uno schema riassuntivo.

Le misure a breve termine sono volte soprattutto alla riduzione dell’importazione di gas naturale dalla Russia:

- o Diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale;
- o Importazioni di GNL commisurate all’infrastruttura attuale;
- o Misure comportamentali sul versante della domanda con riduzione dei consumi del 30% entro il 2030;
- o Investimenti in efficienza energetica (comprese le pompe di calore);
- o Prioritizzazione dell’uso del gas nell’industria (misura di emergenza), in quanto è il settore maggiormente energivoro e di difficile conversione nel breve periodo;
- o Utilizzo dei carburanti secondo una scelta price-driven;

A medio termine (2027):

- o Ulteriori investimenti nell'efficienza energetica e nell'innovazione, soprattutto nell'industria;
- o Sviluppo delle strutture per la produzione di biometano;
- o Installazione di strutture eoliche aggiuntive on-shore e off-shore;
- o Adeguamento delle infrastrutture esistenti per favorire le reti di trasporto del biometano.

A lungo termine (2030-...):

- o Promozione della fonte rinnovabile idrogeno e costruzione delle infrastrutture.

Con questa road map, che riguarda il settore biometano e il sistema energetico italiano, è possibile delineare lo sviluppo del quadro normativo che si evidenzierà nei prossimi anni.

7.7 DECRETO FER II E DECRETO TAGLIA PREZZI

Il decreto taglia prezzi o decreto Energia, convertito nella legge 20 maggio 2022 n.51, si inserisce nelle strategie di contrasto degli impatti economici prodotti dal conflitto russo-ucraino. Contiene al suo interno, rispettivamente all'art 5bis, un provvedimento molto importante per il settore biometano, che permette agli impianti di operare al massimo delle proprie potenzialità produttive senza vincoli d'immissione. Il decreto taglia prezzi riveste una particolare importanza anche nella promozione del digestato; a questo co-prodotto della digestione anaerobica viene infatti riconosciuta la sua equiparazione ai fertilizzanti di origine chimica. Il 5 agosto 2022 è stata pubblicata la bozza del Decreto

FER II che andrà a sostituire il suo antecedente FER I; quest'ultimo, pubblicato nel 2019, predisponeva tariffe incentivanti solamente per impianti eolici, fotovoltaici (per la riqualificazione degli edifici) e idroelettrici, mentre con il FER II sia ha l'inclusione del biogas. Lo schema del decreto FER II definisce i contingenti di potenza per il biometano riferiti al periodo 2022-2026, ovvero la quota di produttività soggetta ad incentivazione. Interessanti risultano le proposte di ARERA in funzione delle criticità evidenziate nel decreto. Tra le proposte vi sono i contingenti di potenza ripartiti per area geografica, grazie a questo provvedimento verrebbero sfruttati maggiormente quegli impianti collocati in contesti favorevoli e con alti potenziali produttivi. Se nel FER I la finalità era coprire i costi di produzione, nel FER II è quella di garantire un ricavo costante per ridurre i rischi dell'investimento. Come riportato in precedenza, lo schema del decreto FER II definisce i contingenti disponibili dal 2022 al 2026, ma non definisce nessun criterio di allocazione nelle sessioni d'asta.

Il calcolo degli incentivi per gli impianti a biogas può avvenire secondo due modalità:

1. Per impianti con potenza nominale che non supera la soglia dei 300 kW, il GSE provvede al ritiro diretto dell'energia e viene corrisposta una tariffa omnicomprensiva. Una delle critiche sollevate da ARERA riguarda l'impossibilità del produttore di disporre di un indice di prezzo sul quale possa basarsi per la pianificazione dell'immissione nelle fasce in cui il prezzo risulta maggiormente vantaggioso.
2. Per impianti superiori alla soglia, l'energia elettrica prodotta resta al produttore che provvede autonomamente alla sua valorizzazione nel mercato energetico. Il GSE calcola

la differenza tra il prezzo di mercato e la tariffa spettante e in base alla positività o negatività della differenza, questa viene corrisposta oppure viene richiesta al produttore.

Nel caso degli impianti a biometano le tariffe vengono aggiornate con frequenza triennale, questo tipo di aggiornamento permette di evitare incrementi di prezzo nei mercati delle materie prime correlati alla previsione degli incentivi.

7.8 DM 05/08/2022 E DECRETO BIOMETANO 15/09/2022

Con il Decreto Ministeriale 05/08/2022, il Ministero ha sancito la possibilità di accedere agli incentivi del DM 2 marzo 2018 anche per gli impianti in corso di realizzazione, a condizione che entrino in esercizio entro il 31.12.2023 e che abbiano ottenuto la qualifica a progetto entro il 31 dicembre 2022. Questa proroga permetterà, ai progetti in corso di realizzazione, di far fronte ai rallentamenti dovuti sia alle crisi che si sono susseguite, sia ai rallentamenti di stesura del nuovo decreto, fornendo la possibilità alle aziende di accedere agli incentivi alle medesime condizioni valutate durante il processo di pianificazione e approvazione dell'impianto.

Il 19.09.2022, il GSE ha comunicato che, per gli impianti a biogas e a biomasse di potenza fino a 1 MW ed in esercizio al 21 maggio 2022, è possibile l'ulteriore utilizzo di capacità produttiva nei limiti del 20% senza che esso sia subordinato all'acquisizione di permessi; ciò significa che, se l'impianto dovesse superare le soglie d'incentivazione, il contratto d'incentivazione sarebbe ritenuto ugualmente valido.

Il 15 settembre 2022 è arrivata la firma del Ministro della transizione ecologica del nuovo Decreto biometano. Lo schema, che sarà in vigore fino al 30 giugno 2026,

prevede: Un contributo in conto capitale del 40% sulle spese ammissibili sostenute per i nuovi progetti; la definizione di tariffe differenziate sulla base dei costi sostenuti per le diverse tipologie d'impianti; la creazione di contingenti di potenza annui finalizzati alla valorizzazione della produttività massima. L'assegnazione degli incentivi ai soggetti produttori è preceduta da una verifica di conformità dei requisiti espressi di seguito:

-L'impianto produce biometano destinato ad "altri usi"⁵⁶ e consegue una riduzione di almeno l'80 % delle emissioni di gas a effetto serra.

-Nel caso di impianti agricoli situati in zone vulnerabili ai nitrati, in ottemperanza alla direttiva 91/676/CEE, deve essere utilizzata almeno una quota di effluenti zootecnici pari al 40% del piano alimentare complessivo.

La tabella 7.3 riporta il contributo in conto capitale, mentre la 7.4 evidenzia la tariffa incentivante applicata alla produzione netta con una durata di 15 anni.

Tipologia impianti di produzione del biometano	Capacità produttiva biometano (C _p)	Costo specifico di investimento massimo [€/Smc/h]	Costo specifico di investimento massimo [€/Smc/h]	Percentuale di contribuzione in conto capitale [%]
		Nuovi impianti	Riconversioni	
Impianti agricoli	C _p ≤ 100 Smc/h	33.000	12.600	40%
	100 Smc/h < C _p ≤ 500 Smc/h	29.000	12.600	40%
	C _p > 500 Smc/h	13.000	11.600	40%
Impianti alimentati da rifiuti organici	Qualsiasi	50.000		40%

Tabella 7.3, fonte: Testo Decreto Biometano 2022.

⁵⁶ Categoria che esprime gli usi differenti da quello legato ai trasporti.

Tipologia impianti di produzione del biometano	Capacità produttiva biometano (C_p)	Tariffa di riferimento [€/MWh] Nuovi impianti agricoli e alimentati da rifiuti organici e riconversioni solo per impianti agricoli
Impianti agricoli di piccole dimensioni	$C_p \leq 100$ Smc/h	115
Altri impianti agricoli	>100 Smc/h	110
Impianti alimentati da rifiuti organici	Qualsiasi	62

Tabella 7.4, fonte: Testo Decreto Biometano 2022.

L'accesso agli incentivi avverrà a seguito di procedure competitive pubbliche, in cui saranno messi a disposizione periodicamente i seguenti contingenti:

2022: 67.000 Sm³/h 2023: 95.000 Sm³/h 2024: 95.000 Sm³/h

Il GSE valuta le differenti situazioni aziendali attraverso l'attribuzione di un punteggio e sulla base dei valori aziendali viene creato un ranking su cui basarsi per l'assegnazione dei contingenti produttivi.

Segue una tabella riassuntiva che riporta i vincoli imposti alle aziende agricole per accedere ai contributi definiti dal Decreto Biometano 2022.

Tematica	direttive
INCENTIVI	<p><i>Conto capitale:</i> 40% delle spese sostenute per la realizzazione degli impianti (anche liquefazione), erogato mediante fondi PNRR</p> <p><i>Tariffa incentivante per biometano:</i> 110 euro/MWh per impianti alimentati a matrici agricole e agroindustriali 62 euro/MWh per impianti alimentati a rifiuti (FORSU)</p>
SPESE AMMISSIBILI IN CONTO CAPITALE	<ul style="list-style-type: none"> -spese di realizzazione o efficientamento -spese per attrezzature di monitoraggio di gas di scarico ed emissioni -spese di connessione -spese per l' acquisto di programmi informatici -spese per le fasi di compostaggio del digestato -spese di progettazione, consulenza e fattibilità per un massimo del 12% delle spese totali
BIOMASSE	<p>Dieta libera ma deve garantire il risparmio dell'80% delle emissioni GHG per biometano sostenibile o biometano avanzato, destinato ai trasporti il risparmio deve essere >65%.</p>

REQUISITI DI ACCESSO AI CONTRIBUTI	<p>-possesso del titolo autorizzativo</p> <p>-stoccaggio coperto del digestato</p> <p>-preventivo allaccio alla rete (se previsto)</p> <p>-rispetto requisiti di sostenibilità</p> <p>-impiego del 40% di effluenti nella dieta totale se l'impianto è ubicato in zone ad elevata vocazione zootecnica</p>										
CONTINGENTI DI POTENZA Sono previste die procedure competitive all'anno	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>totale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Totale</td> <td>67.000</td> <td>95.000</td> <td>95.000</td> <td>257.000</td> </tr> </tbody> </table> (Smc/h)		2022	2023	2024	totale	Totale	67.000	95.000	95.000	257.000
	2022	2023	2024	totale							
Totale	67.000	95.000	95.000	257.000							
TEMPO	Tempo di completamento opere 30 giugno 2026, le opere non devono essere avviate prima della pubblicazione della graduatoria GSE										
TARIFFA (posta su base d'asta e unica per tutte le destinazioni del biometano, ma differenziata in base all'utilizzo delle matrici) Tariffa onnicomprensiva: valore economico del biometano immesso + GO (garanzia d'origine)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>CAPACITA' PRODUTTIVA</th> <th>TIPOLOG. IMMISSIONE</th> <th>TARIFFA SPETTANTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><250 smc/h</td> <td>obbligo connessione a terzi</td> <td>onnicomprendiva (possibilità di optare per tariffa premio)</td> </tr> </tbody> </table>	CAPACITA' PRODUTTIVA	TIPOLOG. IMMISSIONE	TARIFFA SPETTANTE	<250 smc/h	obbligo connessione a terzi	onnicomprendiva (possibilità di optare per tariffa premio)				
CAPACITA' PRODUTTIVA	TIPOLOG. IMMISSIONE	TARIFFA SPETTANTE									
<250 smc/h	obbligo connessione a terzi	onnicomprendiva (possibilità di optare per tariffa premio)									

<i>Tariffa premio: differenza tra tariffa di riferimento e prezzo medio gas naturale + GO</i>	>250	altre forme di immissione	PREMIO
	<250	rete con obbligo di connessione A terzi o diversa immissione	PREMIO
<i>N.B La tariffa è corrisposta sulla base della produzione netta = biometano immesso in rete – consumi energetici di origine fossile per servizi ausiliari, oppure + se per i servizi ausiliari viene consumato biometano autoprodotta</i>			

Tabella 7.5, fonte: Elaborazione personale.

7.9 BIOGAS UN FUTURO SENZA INCENTIVI

Come riportato in molti studi, l’incentivo per il settore biometano rappresenta oggi un elemento essenziale per la realizzazione degli impianti e per la sopravvivenza degli stessi. La definizione di una strategia produttiva, che tenga conto dei vincoli d’incentivazione, è un elemento imprescindibile ed in grado di generare vantaggio competitivo. In energetica la Grid parity rappresenta il punto in cui l’energia prodotta per mezzo di impianti a fonti rinnovabili ha lo stesso costo livellato dell’energia generata da fonti fossili. Il costo livellato o attualizzato è definibile come il costo

necessario per produrre un kWh di energia da una data fonte primaria. E' calcolabile tramite la seguente formula:

$$\text{LCOE} = \text{Capex} * \text{cfr} + \text{Opex} / \text{Enet}$$

- **Capex** (capital expenditure), comprende le spese iniziali da sostenere per l'avviamento della produzione energetica;
- **Opex** (operation expenditure), comprende le spese di esercizio e manutenzione
- **cfr**, è il fattore di attualizzazione del capitale (da 0 a 1)
- **Enet**, è l'energia prodotta all'anno espressa in MWh

Dopo aver ottenuto LCOE, la Grid parity può essere definibile come:

$$\text{Tgridparity} = \text{LCOE CONV (t)} - \text{LCOE FER (t)} = 0$$

Negli anni questo concetto ha subito un uso improprio del suo significato, spesso riconducibile alla sua introduzione in aspetti finanziari. La Grid Parity rappresenta un preciso valore temporale in un cui vi è un'eguaglianza dei costi netti tra energie rinnovabili e non, quindi è differente dall'IRR (internal rate of return), che riporta un rendimento finanziario in termini di capitale investito e aliquota, e differente dal PBT (pay-back-time), cioè il tempo in cui la somma progressiva cumulata delle entrate e delle uscite è positiva. Con il raggiungimento della grid parity si avrà una condizione in cui non vi sarà più la convenienza economica ad interpersi in una scelta tra un'opzione energetica sostenibile e una fossile. Restando a questo concetto, vi dovrebbe essere, negli anni, una graduale riduzione dei sostegni a fronte di un andamento dei prezzi delle energie rinnovabili in costante diminuzione (curva monotona decrescente). Il futuro sistema d'incentivazione dovrà valutare anche il contributo che gli impianti a biogas

possono dare in termini di sostenibilità ambientale, anche dopo il superamento della grid parity. Se si analizza il contesto, tenendo conto del ruolo strategico che hanno gli impianti a biogas negli obiettivi climatici globali e prendendo in considerazione il periodo necessario al loro raggiungimento, risulta necessaria la creazione di un sistema di incentivazione che sia il più completo possibile. Nel suo articolo “Energy production from biogas in the Italian countryside: Policies and organizational models”, Giovanni Carrosio evidenzia come le traiettorie di sviluppo del settore biogas siano frutto di tre tipi di pressione; una legata al mercato, una all’orientamento culturale dell’agricoltore e una alle politiche incentivanti. Quest’ultima dipende da altri tre vettori:

- Normativo_ Insieme di vincoli normativi che impongono azioni obbligatorie.
- Mimetico_ Le aziende costruttrici effettuano operazioni di promozione degli impianti realizzati, in questo modo viene fornito al mercato un’idea di “modello leader” per la produzione di biometano.
- Coercitivo_ L’assegnazione dei finanziamenti è legata alla sostenibilità economica, questo criterio impone un modello progettuale predefinito e in parte standardizzato.

I criteri di attribuzione degli incentivi hanno affrontato un’evoluzione. Prima del 2020 il sistema d’incentivazione si basava sulla crescita produttiva e la creazione di nuovi business, mentre oggi la produzione viene vincolata ad obiettivi di efficienza e sostenibilità ambientale. Senza questa rimodulazione degli incentivi, che si basa sull’impiego di biomassa avanzate, il sistema d’incentivazione avrebbe potuto incoraggiare la creazione di sistemi produttivi insostenibili nonostante la promozione di un modello virtuoso di economia circolare. Concludendo, si può affermare come

attraverso il criterio di attribuzione dei sostegni si possano influenzare le dinamiche dei sistemi produttivi del settore agricolo e la struttura delle sue aziende.

CONCLUSIONI

Dall'analisi complessiva del testo si evince come il biometano sia una risorsa chiave per la sostenibilità del settore energetico e del settore agricolo italiano. La flessibilità e il facile adattamento di un impianto a digestione anaerobica a differenti contesti, sono due fattori che permetteranno il raggiungimento degli obiettivi europei di produzione di biometano entro il 2030. Dall'analisi delle tematiche trattate nell'elaborato è possibile affermare che esiste un vantaggio socio-economico ed ambientale maggiore se si considera la produzione di biometano rispetto a quella del solo biogas. Il biometano risulta un'energia di transizione, ovvero in grado di: contrastare le riduzioni delle importazioni del gas russo; sostenere il graduale incremento della quota di altre energie rinnovabili; sostenere i settori più dipendenti dal gas fossile in questa graduale transizione. Le principali problematiche relative al sistema di approvvigionamento delle biomasse riportano tutte delle possibili soluzioni, che si basano sulla sinergia tra la corretta creazione di standard e criteri di produzione e delle scelte imprenditoriali che tengano conto non solo dell'impatto economico ma anche di quello sociale ed ambientale. Il biometano rappresenta per il settore agricolo una grande potenzialità, in quanto la produzione di questa fonte energetica legata all'agricoltura è in grado di: rendere più virtuosi e circolari alcuni modelli agricoli; ridurre l'impatto che gli allevamenti zootecnici hanno sull'ambiente; promuovere la cooperazione intersettoriale

con la conseguente creazione di filiere sostenibili; migliorare la resilienza del settore agricolo in relazione ad eventi esogeni; ed infine di creare una nuova fonte di reddito per le aziende agricole. L'inserimento di un biodigestore anaerobico all'interno di un'azienda, non genera automaticamente vantaggio competitivo alla stessa, ma questo si crea dopo un'attenta pianificazione, una corretta gestione e un adattamento dell'impianto al contesto in cui opera, e sulla base delle esigenze o potenzialità aziendali. Nell'analisi del quadro normativo viene messo in luce come l'incentivo risulti una condizione essenziale per la sopravvivenza dell'azienda, e come gli imprenditori agricoli debbano programmare la propria produzione di biometano in funzione dei requisiti di sostenibilità riportati dalle normative di riferimento. Nella fase dedicata alla pianificazione e progettazione, il focus viene posto su come risulti essenziale determinare un piano di valorizzazione dei prodotti derivanti dal processo di digestione anaerobica, in tal modo, l'imprenditore può giungere ad una sinergia tra specializzazione aziendale e produzione di biometano che possa essere economicamente sostenibile. All'interno dell'elaborato vengono evidenziati i benefici ambientali e sociali che il biodigestore apporta all'azienda e ad altri settori, non produttori, ma utilizzatori di biometano. La realtà Biogas Wipptal fornisce un esempio concreto di bioeconomia circolare territoriale, risultando utile nella valutazione della reale applicabilità sul territorio italiano di questi sistemi agricoli produttori di energia.

BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI

N.ARMAROLI, *Un mondo in crisi. Gas, nucleare, rinnovabili, clima: è ora di cambiare. Otto anni di Sapere*, Edizioni dedalo, 2022.

D.DE VINCENZO, *La transizione energetica nell'attuale contesto globale*, Franco Angeli, 2022.

G.BESSI, *Gas naturale – l'energia naturale*, Innovative Publishing SRL Editore, 2018.

SNAM e TERNA, *Documento di Descrizione degli Scenari 2019*.

GSE, *Composizione del mix iniziale nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano, 2020-2019*.

MISE, *Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL*, giugno 2015.

Report by C.SWANSON & A.LEVIN & A.MALL, *Sailing to Nowhere: Liquefied Natural Gas Is Not an Effective Climate Strategy*, december 08 2020.

A.BERTUCCO e G.MASCHIO, *Gas Naturale Liquefatto e Rigassificatori: cosa sono e come funzionano*, “ Centro studi di economia e tecnica dell'energia Giorgio Levi Cases”, 22 aprile 2022.

H.ROCCHIO e N.BACIGALUPI, *La <<seconda fase>> del processo di decarbonizzazione del settore power*, “ ENERGIA 3.21”, 03.2021, pag 42-48.

CIB,ASSOGASMETANO, ANIGAS, CONFAGRICOLTURA, LEGAMEBIENTE, FISE, UTILITALIA, RIMINIFIERA, NGV, CIC *Piattaforma Biometano, documento programmatico*, settembre 2016.

GAS FOR CLIMATE e GUIDEHOUSE, *Manual for National Biomethane Strategies*, september 2022.

GAS FOR CLIMATE e GUIDEHOUSE, *The future role of biomethane*, december 2021.

FIPER, CMA, *Biogas: driver per la filiera agroalimentare, quaderno CMA-strategia 2024*, 2018.

F.TIEDOLI, *La produzione di energia da fonti rinnovabili quale attività connessa a quella agricola*, "Rivista per la consulenza in agricoltura n.53/2020".

EUROPEAN COMMISSION *IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIOMETHANE TARGETS*, Bruxelles, 18.05.2022.

ARERA e MIPAF, *Parere su decreto interministeriale FER2*, 03.08.2022.

GSE, *Potenziamento non incentivato degli impianti a biogas e a biomasse di potenza fino a 1 MW*, 19.09.2022.

ENERGY HUNTER, *Grid parity fotovoltaico – definizione, metodologie di calcolo e situazione Italiana*", Published on 14 febbraio 2013.

G.CARROSIO, *Energy production from biogas in the Italian countryside: Policies and organizational models* "EnergyPolicy", Volume 63, 2013.

F.ANDANI, & G.D'IMPORZANO, *I fattori che rendono ottimale la razione per il digestore*, dicembre 2008.

CRPA, *Biogas-Metodi di valutazione del potenziale metanigeno*, "Opuscolo n.5/2011".

Handbook ISAAC, *INCREASING SOCIAL AWARENESS AND ACCEPTANCE OF BIOGAS AND BIOMETHAN*, giugno 2018.

S.CASTELLI DE SANNAZZARO, *Biomasse per la produzione di energia. Produzione, gestione e processi di trasformazione*, 15 novembre 2011, Maggioli Editore.

M.SOLDANO, & S.PICCININI, *Biogas l'analisi del digestato svela l'efficienza dell'impianto*, 2016.

GUIDEHOUSE e GAS FOR CLIMATE, *Biomethane production potentials in the EU Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050*, luglio 2022.

D.TILMAN H.ROBERT J.SOCOLOW A.FOLEY J. HILL ERIC LARSON L. R.LYND W.STEPHEN J.PACALA R.T.SERCHINGER C.SOMMEVILLE and H.WILLIAMS, *Beneficial Biofuels – The Food, Energy, and Environment Trilemma*. Science, Washington D.C. American Association for the Advancement of Science, 2009.

G.CARROSIO, *Competizione tra energia e cibo. La produzione di energia da biogas in Pianura Padana*, gennaio 2013.

G.CARROSIO, *I biocarburanti. Globalizzazione e politiche territoriali*, Carocci, 2011.

G.CARROSIO, *La produzione di energia da biogas nelle campagne italiane: una storia di isomorfismo istituzionale*, 2012.

EUROPEAN COMMISSION, *Support for the implementation of the provisions on ILUC set out in the Renewable Energy Directive ENER/C2/2018-462*.

A.FRASCARELLI, *Le energie rinnovabili in agricoltura “Agriregioneuropa anno 7 n°24”*, marzo 2011.

CRPA C.FABBRI e M.SOLDANO, Biogas potenziale energetico dei cereali autunno-vernini, 2015, Pag.64.

S.BOZZETTO M.PEZZAGIA B.PECORINO, CRPA, *Considerazioni sul potenziale del "biogas fatto bene" italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole. Metodologia di stima e analisi dei dati del Position Paper del CIB*, CIB, Lodi, luglio 2016.

LYND and OTHERS, *Energy Myth Three – High Land Requirements And An Unfavorable Energy Balance Preclude Biomass Ethanol From Playing A Large Role In Providing Energy Services* B.K.SOVACOOOL and M.A.BROWN (eds.), *Energy and American Society Thirteen Myths* 75–101 2007 Springer.

CRPA, *Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico-economica*, "Opuscolo n.4/2008".

C.FABBRI S.PECCININI, *Bovini da latte e biogas, linee guida per la costruzione e la gestione degli impianti*, "CRPA spa", 2012.

L.ROSSI et al, *Uso di farine contaminate a fini energetici (biogas): risultati di test in continuo in impianto pilota*, "Atti del V Congresso Nazionale Le micotossine nella filiera agro-alimentare", Istituto Superiore di Sanità, Roma 28-30 settembre, 2015.

M.SOLDANO, C.FABBRI, N.LABARTINO, S.PICCININI, L.ROSSI, *Rese di co-digestione anaerobica di sottoprodotti di origine animale in reattori pilota a ciclo continuo*, CRPA, 2011.

C.FABBRI, *Pre-trattamento delle biomasse per migliorare le performance*, "Agroenergie", maggio 2013, pag 96.

S.PICCININI, C.FABBRI, *Innovazione tecnologica al servizio del Biogas fatto bene*, "BiogasItaly", Rimini, 12 febbraio 2015.

BIOENERGYFARM, *Guida all'installazione di impianti di biogas su piccola scala*, 2015.

G.MASSINI, G.DOTTORINI, C.FELICI, A.GAETANI, G.LEMBO, R.LIBERATORE V.MAZZUCCO, MIRITANA, S.MEHARIYA, A.SIGNORINI, *Sviluppo di processi di digestione anaerobica di matrici non convenzionali*, ENEA group, settembre 2015.

D.DUCA, Materiale didattico UNIVP, *Valorizzazione energetica dei residui organici*, 2021.

S.ESTEVES, Sustainable Environment Research Centre, University of Glamorgan (Wales, UK) M.MILTNER Vienna University of Technology (Austria) S.FLETCH LandesEnergieVerein (LEV) Steiermark (Austria), *Guida per il monitoraggio, per l'ottimizzazione della digestione anaerobica degli impianti a biometano*.

M.C ANNESINI, R.AUGELLETTI, I.FABRIANI, M.A.MURMURRA, L.TURCHETT, *Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante Pressure Swing Adsorption*, settembre 2012.

ELABORATO DA VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA), Institute of Chemical Engineering Research Division Thermal Process Engineering and Simulation, NELL'AMBITO DEL PROGETTO EUROPEO "Promotion of bio-methane and its market development through local and regional partnerships A project under the Intelligent Energy" – Europe programme *DAL BIOGAS AL BIOMETANO TECNOLOGIE DI UPGRADING*, Task 3.1.1, May 2012.

M.CARUS, L.DAMMER, *The "Circular Bioeconomy" Concepts, Opportunities and Limitations*, "NOVA INSTITUTE nova paper n.9", 2018.01.

ARERA, *RIDEFINIZIONE DEI PREZZI MINIMI GARANTITI PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA FINO A 1 MW ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI*, "Documento per la consultazione ARERA", 6 aprile 2011.

CIB, *Analisi del biometano: soluzioni applicative in base alle esigenze delle reti di trasporto e distribuzione*, “rapporto Pollution”, 2019.

R.DANIELIS, *IL PNIEC E LA DECARBONIZZAZIONE DEI TRASPORTI: LE POTENZIALITÀ DEI BIOCARBURANTI – PARTE PRIMA* “RIVISTA DI ECONOMIA E POLITICA DEI TRASPORTI”, n° 3 Articolo 3 ISSN 2282-6599, 2019.

A cura del GRUPPO DI LAVORO BIOMETANO DI ASSOLOMBARDA, *La filiera del biometano: strumenti, meccanismi di funzionamento e opportunità*, “Assolombarda Ricerca n.01/2020”.

EBAWORKING GROUP ON BIOGENIC CO₂ VALORISATION, *Biogenic CO₂ from the biogas industry*, settembre 2022.

CRPA, MIPAF, *sistemi di gestione e valorizzazione delle frazioni azotate dei digestati: valutazione delle tecnologie di bilancio dell’azoto*, REPORT 1, dicembre 2017.

Risultati progetto “NERO”, Speciale Energie Rinnovabili “Informatore Agrario” 9/2013, pag 53.

CRPA, CIB, MIPAF, *sistemi di gestione e valorizzazione delle frazioni azotate dei digestati: valutazione delle tecnologie di bilancio dell’azoto*, REPORT 3, dicembre 2017.

A.CODEGONI, *Power to gas: limiti e opportunità del metano prodotto dalle rinnovabili*, 2 novembre 2018.

1° e 2° trimestre 2022, Report Mercato dell’Energia, Falck Renewables, 2022.

A.M.SARACCO, M.ANTONINI, *Dal biogas al biometano un’opportunità per l’agricoltura*, “Accademia di agricoltura Torino”, 9 gennaio 2014.

S.CASTELLI DE SANNAZZARO, *Biomasse per la produzione di energia. Produzione, gestione e processi di trasformazione*, Maggioli Editore, 15 novembre 2011.

S.MARTELLO, *La tecnologia bi-stadio rivoluziona il settore del biogas*, “TERRAEVITA”, 9 novembre 2017.

Prezzi alle stelle per i fertilizzanti. Urea a +121%, +138% nitrato ammonico, +112% cloruro di potassio nell'ultimo anno, “AGRICOLTURA”, 8 marzo 2022.

ASSOGASMETANO, ASSOPETROLI, CLM, CIB, FAI, NGV, FEDERMETANO, CONFAGRICOLTURA, *Position Paper su metano-biometano*, giugno 2021.

M.E.PORTER, *Il vantaggio competitivo*, Einaudi, 4 marzo 2011 (1°edizione).

GSE, *Rapporto trimestrale*, “ENERGIA E CLIMA”, 3 novembre 2022.

IEA, Bioenergy Task 45 IEA Bioenergy Task 40, “*Carbon accounting in Bio-CCUS supply chains – identifying key issues for science and policy*”, IEA Bioenergy, february 2022.

Parere dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito allo schema di decreto del Ministro della Transizione Ecologica, di concerto con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, recante “Definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati” (c.d. “FER2”), ARERA, 3 agosto 2022.

Legge 27 dicembre 2007 “Legge Finanziaria 2007”; Art 2135 del Codice Civile;

Regolamento CE 1069/09 “Pacchetto 20-20-20”; Comunicazione EU 18 maggio 2022

“Piano RepowerEU”; Direttiva 28/2009/CE “RED I”; Direttiva 2003/87/CE “Direttiva

Emission Trading”; Direttiva 2009/31/CE “Direttiva Carbon Capture and storage”;

Direttiva 406/2009/CE “Decision Effort Sharing”, Direttive 2001/77/CE; Direttiva 2003/30/CE; Decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152; Direttiva 2018/2001 “RED II”; Direttiva 2018/2002; Regolamento sulla Governace Energetica 2018/1999; DM 05/08/2022; Decreto 15/09/2022 “Nuovo Decreto biometano”; Legge 22.11.2007; Dlgs 28/2011; Legge 20 maggio 2022, n51; Direttiva 2009/30 CE; Decreto interministeriale 23 Gennaio 2012; Decreto 14 Novembre 2019; DM 05/12/2013; Decreto interministeriale 2 marzo 2018 “Decreto Biometano 2”; Legge di stabilità 2020; Decreto legislativo 08/11/2021; Direttiva Ue 2018/2001; UNI/TS 11537; UNI/EN 16723 “Gas naturale e biometano per l’utilizzo nei trasporti e per l’immissione nelle reti di gas naturale”; Direttiva 2018/410/UE; Legge 134/2012; Direttiva Parlamento europeo 2001/77/CE; Direttiva Consiglio Europeo 27 settembre 2001; Dlgs n.75/2010; Decreto Effluenti 25 febbraio 2016; Decreto legge 21 marzo 2022, nr 21; DOC EIGA 95/07 “Linee Guida sull’utilizzo della CO₂ biogenica nel settore alimentare”; UNI/TS 11567; Direttiva 91/676/CEE; Dlgs 28/2011; Decreto 30 aprile 2019; Regolamento UE 15 marzo.2021; Dlgs 75/2010.

SITOGRAFIA

www.iesbiogas.it

www.biobang.com

www.consorziobiogas.it

www.europeanbiogas.eu

www.mercatoelettrico.org

www.ec.europa.eu/eurostat

www.bts-biogas.com

www.gse.it

www.terna.it

www.biwi.it

www.snam.it

www.boscogeroalvaltrebbia.it

www.mercatoelettrico.org

www.regatrace.eu

www.isprambiente.gov.it

www.eiga.eu