

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIPARTIMENTO DICAM

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO

TESI DI LAUREA

in

Valorizzazione biotecnologica dei rifiuti e degli effluenti organici

**PRODUZIONE DI BIOGAS DAGLI SCARTI DELLA LAVORAZIONE
DELL'ALGA ULVA LACTUCA COLTIVATA IN MARE APERTO**

CANDIDATO

Andrea Tamburrini

RELATORE:

Prof. Fabio Fava

CORELATORI:

Prof. Lorenzo Bertin

Ric. Augusto Gonzalo Martinez

PhD Emma Jones

Anno Accademico

2021/2022

Sessione Straordinaria

*Dedico questo lavoro alla Bellezza del Mondo
E a chi saprà tramandarla*

*In quest'ora della sera
da questo punto del mondo*

*Ringraziare desidero il divino
labirinto delle cause e degli effetti
per la diversità delle creature
che compongono questo universo singolare
ringraziare desidero
per l'amore, che ti fa vedere gli altri
come li vede la divinità
per il pane e il sale
per il mistero della rosa
che prodiga colore e non lo vede
per l'arte dell'amicizia
per l'ultima giornata di Socrate
per il linguaggio, che può simulare la sapienza
io ringraziare desidero
per il coraggio e la felicità degli altri*

per la patria sentita nei gelsomini

*e per lo splendore del fuoco
che nessun umano può guardare
senza uno stupore antico*

*e per il mare
che è il più vicino e il più dolce
fra tutti gli Dèi
ringraziare desidero
perché sono tornate le lucciole
e per noi
per quando siamo ardenti e leggeri
per quando siamo allegri e grati
per la bellezza delle parole
natura astratta di Dio
per la scrittura e la lettura
che ci fanno esplorare noi stessi e il mondo*

*per la quiete della casa
per i bambini che sono
nostre divinità domestiche
per l'anima, perché se scende dal suo gradino
la terra muore
per il fatto di avere una sorella
ringraziare desidero per tutti quelli
che sono piccoli, limpidi e liberi
per l'antica arte del teatro, quando
ancora raduna i vivi e li nutre*

*per l'intelligenza d'amore
per il vino e il suo colore
per l'ozio con la sua attesa di niente
per la bellezza tanto antica e tanto nuova*

*io ringraziare desidero per le facce del mondo
che sono varie e molte sono adorabili
per quando la notte
si dorme abbracciati
per quando siamo attenti e innamorati
per l'attenzione
che è la preghiera spontanea dell'anima
per tutte le biblioteche del mondo
per quello stare bene fra gli altri che leggono
per i nostri maestri immensi
per chi nei secoli ha ragionato in noi*

*per il bene dell'amicizia
quando si dicono cose stupide e care
per tutti i baci d'amore
per l'amore che rende impavidi
per la contentezza, l'entusiasmo, l'ebbrezza
per i morti nostri
che fanno della morte un luogo abitato.*

*Ringraziare desidero
perché su questa terra esiste la musica
per la mano destra e la mano sinistra
e il loro intimo accordo
per chi è indifferente alla notorietà
per i cani, per i gatti
esseri fraterni carichi di mistero
per i fiori
e la segreta vittoria che celebrano
per il silenzio e i suoi molti doni
per il silenzio che forse è la lezione più grande
per il sole, nostro antenato.*

*Io ringraziare desidero
per Borges
per Whitman e Francesco d'Assisi
per Hopkins, per Herbert
perché scrissero già questa poesia,
per il fatto che questa poesia è inesauribile
e non arriverà mai all'ultimo verso
e cambia secondo gli uomini.*

*Ringraziare desidero
per i minuti che precedono il sonno,
per gli intimi doni che non enumero
per il sonno e la morte
quei due tesori occulti.*

*E infine ringraziare desidero
per la gran potenza d'antico amor
per l'amor che se move il sole e l'altre stelle.
E muove tutto in noi.*

Abstract

Il presente lavoro si pone tre obiettivi: studio dei possibili utilizzi del sottoprodotto algale di *Ulva L.*, a valle di un processo di estrazione dell'azienda South Agro srl che produce biofertilizzanti da alghe; digestione anaerobica del sottoprodotto, presso i laboratori dell'Università di Bologna, per determinarne il BMP; analisi costi-benefici per tre scenari diversi per un impianto a biogas di piccola taglia.

Il primo obiettivo, è stato conseguito tramite una panoramica bibliografica delle vie di biovalorizzazione della biomassa *Ulva L.* Emerge che *Ulva L.* presenta numerose potenzialità dall'ambito alimentare ai chemicals, dall'ambito energetico a quello dei fertilizzanti. In questo lavoro esploreremo la conversione per valorizzazione energetica. Per il secondo obiettivo, è stato effettuato lo studio del potenziale biochimico del metano del residuo dell'azienda: ha prodotto una quantità di metano inferiore alla quota minima emersa dalle ricerche, che incrociano valutazioni del BMP alle fattibilità economiche di trasformazione per la produzione di biometano. Questo suggerisce una possibile digestione anaerobica con un feed costituito da diversi residui algali a disposizione della stessa azienda, dato che tratta tre macroalghe. Considerando un valore di BMP di 180 Nm³ / t SV, corrispondente a un feed di 3,3 t/g proveniente da tre alghe diverse, emerge una potenzialità di biometano prodotto economicamente possibile per un impianto a biogas di piccola taglia. Per il terzo obiettivo, è stata effettuata un'analisi costi-benefici tramite MATLAB e fogli Excel, basate su ricerche di impianti a biogas di piccola taglia e applicazione degli incentivi vigenti dalle normative. Il tutto è servito per creare tre scenari diversi (100, 200 e 300 kWel) che avvierebbero diversi benefici a livello territoriale, oltre che per l'azienda in questione: efficientamento energetico, economici, ambientali, simbiosi industriale e anche di avviamento di processi d'economia circolare.

SOMMARIO

Abstract	6
1. INTRODUZIONE	1
1.1 Premessa	1
1.2 Le alghe	2
1.2.1 Aspetti generali	2
1.2.2 Inquadramento tassonomico	3
1.2.3 Composizione chimica generale	4
1.2.4 Potenzialità	6
1.2.4.1 I composti Bioattivi da Ulva Lactuca	6
1.2.4.2 Produzione di Biofuels	7
1.2.5 Rischi connessi alla presenza di Ulva Lactuca	9
1.3 Processi di estrazione dei componenti bioattivi dall' Ulva Lactuca	10
1.3.1 Premessa	10
1.3.2 Processi convenzionali	11
1.3.3 Bioraffinerie	12
1.3.4 Accenni sulle tecnologie d'estrazione emergenti	15
2. DIGESTIONE ANAEROBICA E PROVE DI LABORATORIO PER DETERMINARE IL BMP 17	
2.1 Digestione Anaerobica	17
2.1.1 Premessa	17
2.1.2 Processo di Digestione Anaerobica	19
2.1.3 batteri	26
2.1.4 Biochimica del processo	27
2.1.5 Cinetiche microbiologiche di reazione	28
2.1.6 Effetto della temperatura sulle cinetiche di reazione	29
2.1.7 Fattori che influenzano la produzione di biogas	30
2.1.8 Biogas: rese da varie materie prime agricole	33
2.1.9 Utilizzi del digestato: il ruolo del PNRR per promuovere l'utilizzo efficiente del digestato^c	36
2.2 Tipi di Digestione Anaerobica	43
2.3 Quadro normativo	46
2.3.1 Premessa	46
2.3.2 Rifiuto e sottoprodotto	46
2.3.2.2 Art. 10 D.Lgs. 205/2010	47

2.3.2.3 Art. 12 D.Lgs. 205/2010	47
2.3.4 Certificati verdi.....	48
2.3.5 Evoluzione del sistema degli incentivi	49
2.3.6 DM 6 Luglio 2012: “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche”	52
2.3.6.1 Inquadramento normativo e considerazioni preliminari.....	52
2.3.6.2 Un po’ di storia: le novità del D.M. 6 Luglio 2012	54
2.3.6.2 Incentivazione della produzione elettrica da fonte rinnovabile: quadro aggiornato	56
2.3.6.3 Determinazione degli incentivi per impianti nuovi.....	56
2.3.6.4 Modalità di accesso agli incentivi	61
2.3.6.5 Conversione del diritto ai certificati verdi in incentivo.....	61
2.3.6.6 Disposizioni specifiche biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili (Art. 8)	62
2.3.6.7 Premi per impianti a biogas che utilizzano tecnologie avanzate (Art.26)	66
2.3.6.8 Cumulabilità	67
2.3.7 DM n° 199 dell’8 novembre 2021. Attuazione della direttiva RED II (UE 2018/2001) 68	
2.3.6.1 Condizioni d’accesso	70
2.3.6.2 Meccanismo d’incentivo e tariffe.....	71
2.3.6.3 Interventi di economia circolare	72
2.3.6.4 Criteri da rispettare per la sostenibilità delle bioenergie	72
2.4 Panorama impianti allestiti	77
2.4.1 Storia	77
2.4.2 Digestione anaerobica: situazione impiantistica europea	78
2.4.3 Digestione anaerobica: situazione impiantistica italiana.....	81
3. ANALISI DI CONTESTO CON ALTRE PROVE BMP	88
3.1 Digestione anaerobica di substrati organici solidi in modalità batch: una panoramica relativa alle rese di metano e alle procedure sperimentali ⁹²	88
3.2 Digestione anaerobica di biomassa per la produzione di metano ⁹⁶	89
3.3 Effetti della composizione dell’alga marina sulle rese di metano ¹⁰⁴	93
3.4 Digestione anaerobica di Ulva: relazioni tra la sua composizione e la metanazione ¹¹²	97
3.5 BMP dell’ Ulva Lactuca: resa della biomassa, produzione di metano e combustione ¹²⁵ . ..	104
3.6 Produzione di biofuel da macroalghe: lo scenario presente e le prospettive ¹⁴²	109
4. L’OCCORRENTE PER UN IMPIANTO A BIOGAS	111
4.1 Descrizione dell’impianto di Mussomeli (CL).....	111
4.1.1 Premessa	111

4.1.2	Analisi dell'offerta: mercato delle biomasse in ingresso.....	114
4.1.3	Aspetti ambientali derivanti dall'utilizzo delle biomasse.....	119
4.1.4	Potenzialità dell'impianto	121
4.1.5	Componenti presenti nell'impianto di biogas	121
4.1.5.1	Prevasca per la raccolta di cofermenti non palabili.....	123
4.1.5.2	Linea di distribuzione dei cofermenti non palabili.....	124
4.1.5.3	Cofermenti palabili: Dosaggio, trasporto e immissione della biomassa	125
4.1.5.4	Fermentatore	126
4.1.5.5	Riscaldamento del fermentatore.....	128
4.1.5.6	Agitatori per la miscelazione	129
4.1.5.7	Scarico: tubo di prelevamento.....	130
4.1.5.8	Postfermentatore	130
4.1.5.9	Stoccaggio a valle.....	131
4.1.5.10	Sistema e condotta del gas	132
4.1.5.10.1	Percorso del biogas prodotto.....	132
4.1.5.10.2	Trattamento iniziale del biogas: desolforazione	134
4.1.5.10.3	Trattamenti finali del biogas: raffreddamento ed essiccazione.....	135
4.1.5.11	Copertura ermetica a telo.....	136
4.1.5.12	Motore e generatore.....	136
4.1.6	Caratteristiche dei materiali dell'impianto	138
4.1.7	Apparecchi di sicurezza	138
4.1.7.1	Protezione contro sovrappressione	139
4.1.7.2	Controllore di depressione	139
4.1.7.3	Sensori dell'impianto	139
4.1.8	Ciclo Produttivo.....	140
4.1.8.1	Stoccaggio delle biomasse in ingresso	140
4.1.9	Insilamento	141
4.1.9.1	Tecnica d'insilamento	141
4.1.9.2	Processi fermentativi nella biomassa insilata.....	141
4.1.10	Cogenerazione	142
4.1.11	Effetti della fermentazione sulla composizione del substrato fermentato.....	142
4.1.11.1	Descrizione generale del substrato fermentato	142
4.1.11.2	Analisi chimica del substrato fermentato.....	143
4.1.11.3	Spandimento del substrato a valle del processo di digestione anaerobica	144

4.1.12	Controllo e gestione dell'impianto	144
4.1.12.1	Generale	144
4.1.12.2	Programmable Logic Controller	145
4.1.12.3	Archiviazione e controllo dei dati	145
4.1.13	Anomalie di funzionamento dell'impianto	146
4.1.13.1	Difetti tecnici al cogeneratore	146
4.1.13.2	Disturbi tecnici alle vasche	146
4.1.13.3	Rottura del sistema di copertura	147
4.1.13.4	Rottura del sistema di miscelazione	148
4.1.13.5	Rottura delle condotte elettriche degli agitatori	148
4.1.13.6	Rottura del sistema di desolfurazione	148
4.1.13.7	Rottura di una pompa del liquame	148
4.1.14	Controllo della qualità del gas e sorveglianza del processo	148
4.1.15	Sicurezza sul lavoro	149
4.1.16	Norme relative alla tutela dell'ambiente e della salute	149
4.1.16.1	Tutela delle acque dall'inquinamento	149
4.1.16.2	Emissioni e contromisure	150
4.1.16.3	Emissione di calore	150
4.1.16.4	Biogas	150
4.1.16.5	Odore	151
4.1.16.6	Tutela acustica e dalle vibrazioni	151
4.1.17	Riferimenti normativi	152
4.1.17.1	Decreto Ministeriale 12-07-1990	152
4.1.17.2	Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	152
4.1.17.3	Decreto legislativo del 03 aprile 2006, n. 152	152
5.	SCOPO DELLA TESI	154
6.	MATERIALI E METODI PER IL BMP	156
6.1	<i>Caratterizzazione del Substrato: TS, VS, granulometria e preparazione campione ..</i>	157
6.1.1	<i>Apparecchiature richieste</i>	158
6.1.2	<i>Procedimento</i>	158
6.1.3	<i>Calcoli per TS</i>	160
6.1.4	<i>Procedimento</i>	160
6.1.5	<i>Calcoli per VS</i>	160
6.1.6	<i>Granulometria</i>	161

6.1.7	Microcosmi, replicati e microcosmi di controllo	161
6.2	Disegno sperimentale	162
6.3	BMP e studio della cinetica di reazione	164
6.3.1	Inoculum	164
6.3.2	Mixing	165
6.3.3	Sistemi di misura	165
6.3.4	Condizioni operative	166
6.3.4.1	Condizioni fisiche	166
6.3.4.2	Condizioni chimiche	168
6.3.5	Flusso di lavoro	169
6.3.6	Raccolta dati	173
7.	ELABORAZIONE DATI	174
7.1	Premessa	174
7.2	Il Biochemical Methane Potential	175
7.3	Il dimensionamento di un impianto a biogas	176
7.3.1	BMP statico	177
7.3.2	BMP dinamico	178
7.3.3	BMP con analisi chimiche	179
7.3.4	Analisi chimica delle fibre	180
7.4	Presentazione dei risultati di laboratorio: BMP e analisi chimica delle fibre di <i>Ulva Lactuca</i> a valle di un processo di estrazione industriale	184
7.5	Osservazioni sui dati	187
8.	RISULTATI	189
8.1	Valutazioni sperimentali	189
8.1.1	Analisi Costi-Benefici: premessa	189
8.1.2	Materiali e metodi	193
8.1.3	Codice MATLAB e foglio di calcolo Excel	198
8.2	Risultati e Discussioni	206
9.	CONCLUSIONI	208
	Bibliografia	212
	Cap. 1	212
	Cap. 2	220
	Cap. 3	223
	Cap. 4	229
	Cap. 6	231

Cap. 7	232
Cap. 8	232
Ringraziamenti	235

1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa

In questi ultimi anni la produzione di energia è rientrata a tutti gli effetti come attività agricola, soprattutto relativamente alla produzione di energia elettrica e termica da biomasse. Nei piani di sviluppo rurale, esistono diverse misure finalizzate ad appoggiare un modello di azienda agricola multifunzionale. Si lavora per promuovere un modello di filiera biomassa-energia sostenibile, che valorizzi le risorse locali, i sottoprodotti dell'agricoltura e recentemente, tramite linee guida europee, l'alghicoltura. La sostenibilità delle filiere si basa innanzitutto sull'impiego dei sottoprodotti che altrimenti andrebbero inutilizzati; nel biogas in particolare vengono impiegati: residui di coltura (sfalci, colletti di bietola, stocchi di mais, paglia, frutta di scarto), vegetali e foraggi di scarsa qualità, liquami e letami degli allevamenti, bucce di pomodoro, vinacce, sanse di oliva, scarti di macellazione, in aggiunta a colture energetiche dedicate, quali: cereali, colza, girasole, foraggi. Inoltre è importante e necessario l'accesso agli incentivi sulla produzione di biogas, specialmente per i vantaggi che questa tecnologia permette di conseguire nella promozione di un'agricoltura sostenibile a salvaguardia dell'ambiente e a favore dell'intera economia nazionale. L'attuale tariffa omnicomprensiva ha permesso sicuramente un'accelerazione nell'avviamento di questi impianti sul territorio, creando i presupposti per la produzione di energia elettrica rinnovabile, diminuendo l'impiego delle fonti fossili. Oggi esistono tutte le condizioni perché si affermi, anche e soprattutto in una regione come la Puglia, un modello di produzione di biogas basato sui piccoli impianti aziendali e interaziendali, comunque al servizio di imprese locali coadiuvate anche dalla nascita delle Comunità Energetiche. In particolare gli scarti della lavorazione agricola e alghicola rappresentano un rifiuto il cui corretto smaltimento ha rappresentato un costo con problemi non indifferenti per le aziende.

1.2 Le alghe

1.2.1 Aspetti generali

Le alghe si riferiscono ad un raggruppamento, non appartenente ad un taxon sistematico, rappresentato da organismi con struttura vegetale, autotrofi, unicellulari o pluricellulari¹, che sono in grado di produrre energia chimica per fotosintesi, sintetizzando ossigeno e non presentano una differenziazione in tessuti veri e propri. Nel corso del tempo, e nell'evoluzione della sistematizzazione scientifica dei viventi, all'interno di questo raggruppamento si sono venuti a trovare differenti gruppi sistematici aventi caratteristiche congruenti. Le alghe verdi o clorofite, insieme alle embriofite, dette piante terrestri, costituiscono il clade delle piante verdi, o viridiplantae. Non tutte le alghe utilizzano per la fotosintesi la *clorofilla a*. Esse sono un gruppo molto vasto e diversificato di organismi autotrofi semplici. La maggior parte sono fotosintetici come le piante, e "semplici" perché non hanno la cellula tipica delle piante terrestri e non si trovano strutture tissutali distinte. Alghe è un termine attualmente limitato solo a organismi eucarioti. Tutte le alghe vere devono avere un nucleo racchiuso in una membrana e plastidi legati in una o diverse membrane. Le alghe costituiscono quindi un gruppo parafiletico e polifiletico, in quanto non tutte discendono da un unico antenato comune, anche se i loro plastidi sembra che abbiano una origine unica. Presentano una vasta gamma di strategie riproduttive, dal più semplice, la divisione cellulare asessuata a forme complesse di riproduzione sessuale¹. Le alghe non presentano le varie strutture che caratterizzano le piante terrestri, come le fillidi, i rizoidi e le radici, foglie e altri organi che si trovano nelle tracheofite. Molti gruppi sono fototrofi, anche se alcuni contengono elementi tipici dei mixotrofici. Alcune specie unicellulari dipendono interamente da fonti di energia differenti dalla luce e hanno un limitato o nessun apparato fotosintetico. In definitiva quasi tutte le alghe hanno un apparato fotosintetico derivato dai cianobatteri, e producono ossigeno come sottoprodotto della fotosintesi.

1.2.2 Inquadramento tassonomico

Le alghe sono diffuse sia in acqua dolce che salata. A seconda del tipo di pigmento fotosintetico usato e della conformazione si dividevano in nove Divisioni (suffisso - *phyta*)²:

- Regno: Chromista
 - Euglenophyta (euglenoidi)
 - Chrysophyta (alghe giallo-brune)
 - Dinophyta (dinoflagellate)
 - Bacillariophyta (diatomee)
 - Phaeophyta (alghe brune)
 - Cryptophyta
- Regno: Plantae
 - Chlorophyta (alghe verdi)
 - Rhodophyta (alghe rosse)
 - Glaucophyta
 - Charophyta

Possono essere classificate anche in funzione della loro dimensione.

Macroalghe: osservabili senza l'ausilio del microscopio, tipiche delle acque salate e con colorazioni che variano dal verde, al rosso e al marrone con forme diverse tra loro².

Microalghe: osservabili solo al microscopio, a meno che non si agglomerino diventando visibili all'occhio umano².

Ulva lactuca è una macroalga e appartiene al phylum Chlorophyta, descritto da Linneo nel Mar Baltico nel XVII secolo^{3,4,5}.

Quest'alga può crescere legata a scogli o fluttuante. Può riprodursi con due metodi, uno sessuale e l'altro dovuto alla frammentazione del tallo, condizione raramente

osservata nelle macroalghe⁴, ma ciò fornisce la capacità di proliferare rapidamente ricoprendo lo specchio d'acqua che le ospita, diminuendo però la biodiversità per altre specie di alghe⁶.



Fig. 1.1 – *Ulva Lactuca*

1.2.3 Composizione chimica generale

Le macroalghe contengono elevate quantità di carboidrati (fino al 60%), quantità medio/alte di proteine (10–47%) e basse quantità di lipidi (1–3%) con un contenuto variabile di ceneri minerali (7– 38%)⁷. La frazione ricca di carboidrati comprende una grande varietà di polisaccaridi facilmente solubili, come la laminarina, l'alginato, il mannitolo o il fucoidano nelle alghe marroni; amido, mannani e solfati galattani nelle alghe rosse e Ulvan nelle alghe verdi⁸. Vari altri prodotti non carboidrati ottenuti dalle alghe includono proteine, lipidi, fenoli e terpenoidi e minerali come iodina, potassio e fosforo, utili per l'alimentazione umana, animale e come fertilizzante in agricoltura⁹.

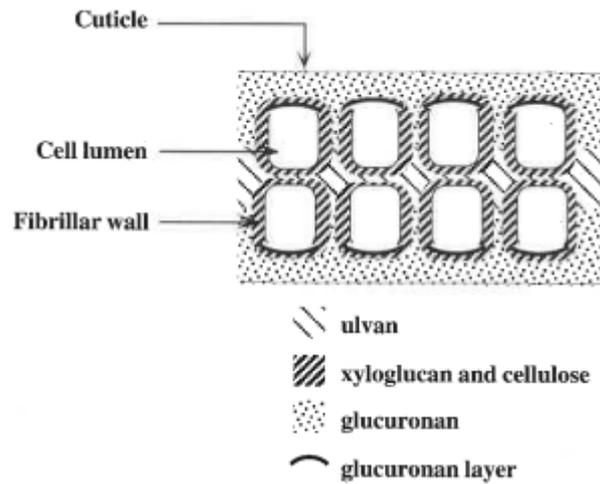


Fig. 1.2 – Modello di distribuzione delle fibre alimentari in una sezione schematica di *Ulva Lactuca*

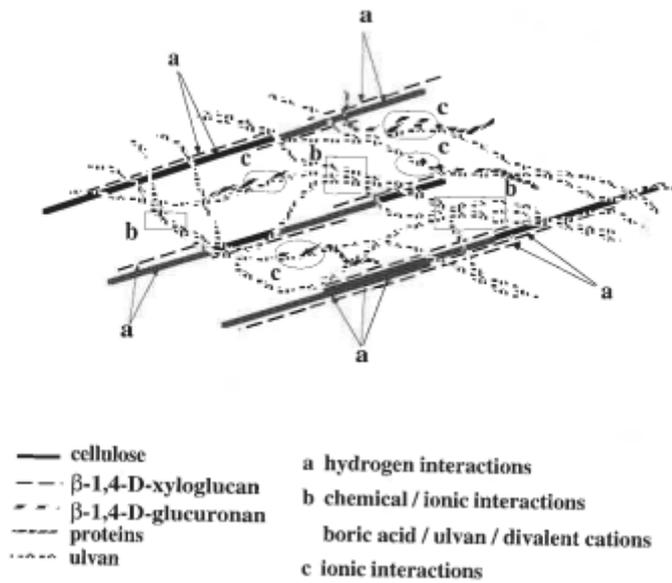


Fig. 1.3 – Rappresentazione schematica delle diverse associazioni di fibre alimentari nella parete cellulare dell' *Ulva Lactuca*

1.2.4 Potenzialità

La valorizzazione integrale dell'*Ulva L.* potrebbe rappresentare un approccio sostenibile, contribuendo a diversi processi come quello delle bioraffinerie, per valorizzare diversi componenti dell'*Ulva* offrendo alternative alle preoccupazioni ambientali globali. Due aspetti favoriscono questo utilizzo, i prodotti ad alto valore dell'*Ulva* e la sua elevata produttività⁸.

1.2.4.1 I composti Bioattivi da *Ulva Lactuca*

È possibile ricavare degli idrolizzati proteici dell'*Ulva* che mostrano attività antiossidante¹⁰, effetti immunomodulatori¹¹ ed attività inibitoria dell'enzima di conversione dell'angiotensina (ACE)¹². Nell'*Ulva* è presente amido (1–4%) come polisaccaride di riserva. Inoltre, *Ulva* presenta percentuali di cellulosa idrosolubile e insolubile (38-52%) corrispondente ai polisaccaridi strutturali con un componente principale chiamato Ulvan. Questi sono eteropolisaccaridi solfati che contribuiscono alla forza della parete cellulare e conferiscono flessibilità all'*Ulva*, prevenendo l'essiccazione dell'alga. È presente fino al 30% di peso secco di *Ulva* e contiene principalmente acidi solfonici, l-ramnosio solfato, xilosio e glucosio. Questo polisaccaride e i suoi oligosaccaridi sono importanti per le attività antivirale, antitumorale, anticoagulante, antilipidica, epatoprotettiva, immunostimolante, antidepressiva e ansiolitica^{13,14}, e sono sempre più richiesti per applicazioni farmaceutiche e alimentari. Inoltre, gli Ulvans per le loro caratteristiche termo-reversibili hanno trovato applicazione nei settori industriali, chimici, farmaceutici, biomedici e agricoli^{10-12,14}. I carboidrati da *Ulva* possono anche essere una fonte di carbonio per la produzione microbica di biomateriali e elementi costitutivi per produrre una gamma di sostanze chimiche e intermedi, come acidi organici, alcoli e biomateriali, ma questo mercato è ancora emergente¹⁵. Contiene anche acido fenolico, clorofilla e carotenoidi, antagonisti naturali dei radicali liberi¹⁶.

1.2.4.2 Produzione di Biofuels

Attualmente si sta pensando molto alla valorizzazione della biomassa *Ulva* per la produzione di biocarburanti, intanto per tre aspetti¹⁷:

- biorisanamento dell'ecosistema;
- fonte di energia rinnovabile;
- risparmio economico.

Può rappresentare una fonte interessante per i biocarburanti, poiché la sua produzione non richiede seminativi e fertilizzanti. Può crescere nelle acque saline e reflue e ha un'alta capacità di sequestrare la CO₂ atmosferica rispetto alle colture energetiche terrestri¹⁸. Inoltre, presentano un tasso di crescita e di produttività elevati rispetto alle colture terrestri e possono resistere a condizioni ambientali difficili.

I biocarburanti più studiati sono il *biodiesel*, il *bioetanolo* e il *biogas*. *Ulva* potrebbe essere un'alternativa alle colture oleaginose convenzionali perché contengono olio, adatto per reazioni di esterificazione/transesterificazione per la produzione di biodiesel¹⁹. Per la produzione di biodiesel, l'esano è uno dei più adatti, ma altri solventi organici o loro miscele si sono dimostrati adatti per l'estrazione di olio dalla biomassa dell'*Ulva*²⁰. Dopo la raccolta, la biomassa richiede un pretrattamento e/o saccarificazione e fermentazione per essere convertita in bioetanolo. I carboidrati contengono zuccheri esosi, che sono materiali adatti per la fermentazione nella produzione di etanolo. L'idrolisi di questi polisaccaridi si traduce in monosaccaridi, come glucosio, mannosio e galattosio. Questi carboidrati sono composti facilmente fermentabili nella digestione anaerobica e la loro estrazione ne rende possibile una rapida degradazione. Le quantità di cellulosa e lignina, abbondanti nella biomassa terrestre, sono generalmente inferiori in *Ulva* e nei generi macroalgali a causa delle diverse esigenze strutturali degli ambienti acquatici²¹. La produzione del bioetanolo di terza generazione da macroalghe marine dipende principalmente dallo sviluppo di un pretrattamento ecologico ed eco-fattibile (es. idrolisi), da una fase di saccarificazione altamente efficace e, infine, da un'efficiente fase di fermentazione del bioetanolo. *Ulva* ha la cellulosa come componente strutturale principale. Diversi

processi di idrolisi sono adatti per massimizzare l'estrazione di zuccheri fermentabili, come l'idrolisi termochimica con acidi diluiti (HCl e H₂SO₄) e una base (NaOH), e l'idrolisi idrotermale seguita da saccarificazione con diversi ceppi fungini^{22,23}. Anche i trattamenti privi di sostanze chimiche sono utili. Un'efficiente solubilizzazione (con oltre il 90% di concentrazione di zuccheri) può essere determinata dal trattamento con acqua calda e un'ulteriore idrolisi mediante cellulasi e la bioconversione è favorita dalla mancanza di inibitori enzimatici e microbici. Inoltre, non è richiesta l'integrazione di nutrienti. Il trattamento con acqua calda dell'*Ulva*, seguito dall'idrolisi con cellulasi, rende possibile la produzione di mezzi di fermentazione che possono essere facilmente convertiti in acetone, butanolo ed etanolo da un microrganismo come *Clostridium sp.*²⁴.

Il pretrattamento (fisico, chimico e/o enzimatico) delle macroalghe ha una notevole influenza sulla sostenibilità tecnica, economica e ambientale della produzione di biogas. Sono stati confrontati in bibliografia diversi pretrattamenti di *Ulva* per la produzione di biogas e le rese di zucchero riducente hanno dimostrato che il pretrattamento enzimatico era superiore alla catalisi acida, al termos alcalino e all'ultrasonificazione²⁵.

I rifiuti di *Ulva* raccolti dalle zone costiere possono produrre fino a 166 L CH₄/kg di SV, mentre dai rifiuti alimentari e dai fanghi di depurazione producono 350-380 L CH₄/kg di SV²⁶. Rendimenti più elevati da impianti di bioraffinerie a *Ulva* hanno prodotto fino a 271 ml di CH₄/kg di SV rispetto alla produzione di metano dal letame bovino e dalle colture energetiche²⁷. È stata osservata una maggiore resa di biometano nella biomassa pretrattata e anche nei processi di co-digestione²⁸. Un'alternativa promettente è la produzione di idrogeno da *Ulva* attraverso la tecnologia della fermentazione al buio o anaerobica^{29,30}. Inoltre, è emerso che l'idrogeno può sfruttare la stessa infrastruttura distributiva del biogas³¹. Il tipo di pretrattamento è importante per le prestazioni del processo, che possono essere migliorate con combinazioni di più pretrattamenti e mediante l'uso di colture anaerobiche miste³⁰.

1.2.5 Rischi connessi alla presenza di *Ulva Lactuca*

I banchi e le fioriture di *Ulva* danneggiano gli ecosistemi marini e compromettono il turismo locale³². Invade principalmente le spiagge e la sua biodegradazione può produrre vapori acidi che portano alla morte di animali (un cavallo è stato dichiarato morto nel 2009 sulle coste della Bretagna)¹. Il fenomeno della fioritura di *Ulva* ad è stata per la prima volta riportata a Belfast (Irlanda del nord) alla fine del XIX secolo³³. Le fioriture sono state studiate anche in Italia, nella Laguna di Venezia dal 1930, con una forte diminuzione inspiegabile osservata dopo il 1990^{34,35}. Dal 1980, le fioriture sono state osservate in tutto il mondo: Galizia³⁶, Tokyo³⁷, nel continente americano³⁸ e australiano³⁹. Tuttavia, i fenomeni più rilevanti di marea verde sono state osservate nel Mar Giallo per dieci anni consecutivi dal 2007 e che ricoprono circa il 10% del Mar Giallo⁴⁰. Sebbene non vi siano dubbi sul fatto che le fioriture di *Ulva* siano dovute alle attività antropiche, sono generalmente gli agricoltori ad essere sotto accusa e responsabili delle fioriture di *Ulva* a causa del loro uso di fertilizzanti^{1,6}. Caso diverso per le marea verde di Belfast e Venezia dove è stata stabilita una correlazione con i rifiuti umani, a causa di un aumento di lavoratori³³ o turisti³⁵ in quelle zone. Inoltre, la fioritura dell'*Ulva* è catalizzata da abbondanti fonti di azoto e fosforo, ma quest'ultimo non proviene dall'attività agricola¹ ed è difficile determinare quale parte di azoto sia dovuta ai fertilizzanti o ai rifiuti umani. Studi preliminari suggeriscono che nei mari del Mediterraneo esista un virus che potrebbe fornire un modo naturale ed ecologico per controllare le fioriture di *Ulva*. Le fioriture nel Mediterraneo scompaiono rapidamente ed è stata osservata un'attività enzimatica correlata a virus nella baia marsigliese sui tessuti dell'*ulva* denaturati. È noto che i virus partecipano al controllo delle fioriture per le microalghe, ma questo non è dimostrato per le macroalghe. Il controllo delle fioriture da virus è stato recentemente osservato negli Stati Uniti, con le due macroalghe *Aureococcus anophagefferens* che inducono la fioritura dannosa sulla costa orientale⁴¹ o *Tetraselmis* alle Hawaii⁴². In questi due casi, la fioritura è stata causata da virus scoperti di recente e sono stati chiamati *virus giganti*, in funzione delle loro dimensioni fino a 1 µm, e trovati per la prima volta nelle amebe⁴³.

1.3 Processi di estrazione dei componenti bioattivi dall' *Ulva Lactuca*

1.3.1 Premessa

I tentativi di valorizzazione di *Ulva* raccolta dalle spiagge porta con se diversi problemi, come quelli della contaminazione della biomassa da parte di sabbia e inquinanti di diversa origine. Quindi, sono stati sviluppati dei processi industriali per la loro produzione artificiale che porta con se una produzione economicamente fattibile e in linea con le catene successive di valorizzazione, come quella delle bioraffinerie⁴⁴ che presenta estrazioni sequenziali con prodotti a valore aggiunto⁴⁵. Inoltre, l'*Ulva L.* è stagionale e il contenuto di sostanze biologicamente attive dipende anche dalla stagione e dalle condizioni ambientali⁴⁶. Per esempio, il contenuto medio di nutrienti influenza il contenuto di acidi grassi così come il rapporto acidi grassi ω -6/ ω -3 e anche il contenuto di clorofilla, carotenoidi e fenolici, e quindi vengono influenzate le proprietà antiossidanti e antinfiammatorie¹⁶. Una notevole influenza è data anche dalle condizioni operative del processo di estrazione rispetto alle rese e alle proprietà richieste del prodotto estratto. Per separare selettivamente i componenti voluti dalla biomassa iniziale, è necessaria una fase di estrazione con solvente. Tale processo è un'operazione di trasferimento di massa da un materiale solido con un solvente, che mostra un'affinità preferenziale per i soluti voluti. Diverse variabili sono importanti per la resa finale: dimensione delle particelle, tipo di solvente, rapporto tra solvente e solido e temperatura. Queste condizioni operative richiedono un'ottimizzazione individuale o combinata al fine di massimizzare le rese, il tasso di estrazione, la purezza e le proprietà dei prodotti.

In questo studio vedremo i processi più conosciuti di estrazione dei componenti bioattivi da *Ulva L.*, accenneremo a delle nuove di tecnologie di estrazione per composti bioattivi e introdurremo il processo di estrazione dell'azienda South Agro srl per poter parlare poi del suo sottoprodotto, oggetto della presente tesi.

1.3.2 Processi convenzionali

I solventi possono essere diversi. Un solvente acquoso è adatto per i polisaccaridi, la frazione più abbondante. Le frazioni di olio e pigmento richiedono solventi meno polari. Ulvan viene solitamente estratto con un'elevata resa da acqua calda e condizioni pressurizzate⁴⁷ e sono termicamente stabili fino a circa 180 °C, presentando un'elevata correlazione tra il contenuto di solfati, il loro potere riducente e la loro attività di scavenging⁴⁸ (sostanza in grado di trasformare i radicali dell'ossigeno in composti non radicalici). L'estrazione con acqua solfatata dell'Ulva fornisce un prodotto con un'elevata attività antimicrobica contro *Enterobacter cloacae* ed *Escherichia coli*⁴⁹. Viene spesso utilizzato un metodo semplice acido per l'estrazione di Ulvan, con un contenuto relativamente basso di proteine e un alto contenuto di solfati⁵⁰. Le proprietà e la bioattività dei polisaccaridi possono essere modulate dalle condizioni di estrazione: ramnosio, acido glucuronico e glucosio sono i principali monosaccaridi ottenuti a 90 °C con 0,01 M HCl. Il glucosio è il principale monomero a 150 °C con 0,1 M HCl e il contenuto di solfato è influenzato anche dalla temperatura e dalla concentrazione dell'acido. Tali parametri hanno un effetto sulle proprietà funzionali, come la capacità di trattenere l'olio, la capacità schiumogena, la stabilità, l'attività antiossidante e l'attività di inibizione della lipasi pancreatica⁵¹. L'estrazione dell'Ulvan è migliore con un processo di coagulazione-sedimentazione per ridurre il tempo di filtrazione della biomassa residua dopo la fase di estrazione, sebbene questo trattamento chimico riduca la resa a causa della coprecipitazione⁵². L'estrazione di proteine e glicoproteine da *Ulva* è più efficiente con lisi soluzioni contenenti tensioattivi rispetto al tampone o alla sola acqua deionizzata. La scelta del sistema solvente per l'estrazione dell'olio è un fattore importante per la produzione di carburante. La distillazione e l'estrazione simultanee per preparare composti volatili (aldeidi, chetoni, acidi carbossilici, alcoli e idrocarburi) mostrano attività antimicrobica e inibizione della tirosin-chinasi⁵³. Un importante gruppo di composti bioattivi sono i fenoli, sebbene il loro contenuto nelle alghe verdi sia inferiore a quello delle alghe brune. L'estrazione convenzionale con solvente con metanolo o etanolo viene utilizzata per l'estrazione di fenoli e acetato di etile⁵⁴⁻⁵⁷.

1.3.3 Bioraffinerie

Le fioriture di *Ulva* rappresentano una risorsa verde non competitiva per la produzione di biocarburanti e altri materiali di base. Molti studi hanno avallato il potenziale di *Ulva* per la valorizzazione in bioraffineria. Uno schema generale per questa strategia è mostrato nella Figura 1.4. Le principali sfide per le bioraffinerie di alghe sono in relazione alla produzione di prodotti di alto valore, al minor uso di sostanze chimiche, allo smaltimento dei rifiuti e alla natura stagionale della biomassa. L'approccio della bioraffineria integrata può risolvere diversi problemi associati alla conversione della biomassa algale in bioenergia^{18,58}. Una bioraffineria marina potrebbe essere una soluzione per intensificare la produzione di *Ulva* per ottenere bioetanolo⁵⁹. È stato confrontato il contenuto di monosaccaridi rilasciati dall'idrolisi acida da diverse alghe, rivelando che *Ulva* ha il più alto potenziale economico⁶⁰. Le macro proteine algali, gli oligo e i polisaccaridi sono potenziali materie prime per la nuova generazione di ingredienti con applicazioni sia tecno che biofunzionali. La loro estrazione è solitamente collocata nelle fasi iniziali mentre le ultime fasi sono solitamente quelle che portano ai biocarburanti⁶¹. L'interesse ad estrarre componenti pregiati presenti nella biomassa nelle fasi iniziali (frazioni fenoliche e proteiche) è quello di migliorare l'economia della produzione di etanolo e favorire l'implementazione industriale⁶², quindi per fornire anche una solida base al processo di transizione ecologica e un esempio virtuoso di economia circolare. I processi di estrazione dovrebbero fornire elevate rese proteiche, preservandone la qualità (profilo aminoacidico e digeribilità) ed evitando la presenza di composti antinutrizionali. Inoltre, il processo di estrazione dovrebbe trovare la sua collocazione ottimale nell'intera filiera di produzione del bioetanolo. Sono state proposte diverse fasi di lavaggio per rimuovere i sali per applicazioni alimentari⁶³, viste solo come riferimento bibliografico perché propedeutiche alla fase di produzione di metano. La produzione di metano potrebbe essere possibile dai rifiuti solidi dell'*Ulva* dopo l'estrazione della linfa, l'estrazione dell'*Ulva* e l'estrazione delle proteine, o dopo l'estrazione sequenziale di tutti questi componenti. La più alta resa di metano di 408 L CH₄/kg VS è stata osservata nella linfa e nel residuo rimosso da *Ulva*, suggerendo che l'alto contenuto di proteine e

solfati sono i principali inibitori della digestione anaerobica⁴⁵. In un recente studio si propone un approccio originale di bioraffineria per isolare gli zuccheri dall'*Ulva*⁶⁴. Gli zuccheri nella biomassa vengono solubilizzati mediante trattamento con acqua calda seguito da idrolisi enzimatica e centrifugazione, risultando un idrolizzato ricco di zuccheri e una frazione estratta arricchita di proteine. L'idrolizzato viene utilizzato con successo per la produzione di acetone, butanolo, etanolo e 1,2-propandiolo⁶⁵. L'estrazione della cellulosa è il passaggio finale di questo approccio integrato ed è il meno influenzato dai trattamenti a monte. Durante la saccarificazione, il contenuto relativo di ceneri e carboidrati si riduce, ma il contenuto di azoto totale, carbonio totale e lipidi aumenta, rendendo possibile la sopravvivenza e la crescita di bivalvi e ricci di mare di valore commerciale nel corso di prove preliminari di tre settimane. Infine, un altro approccio di bioraffineria integra la liquefazione idrotermale per la conversione della biomassa per produrre combustibili (bio-olio e gas), fertilizzanti acquosi e agenti di bonifica per effluenti di colture domestiche e marine⁶⁶. Questa tecnologia è ora utilizzata per trasformare le macroalghe in prodotti in fase acquosa. *Ulva*, tra le diverse macroalghe, offre le più alte rese di bio-olio. La liquefazione idrotermale è efficace per la conversione *Ulva*, fornendo le più alte rese di bio-greggio fino al 29,9% e contenendo fino al 60% del contenuto energetico totale della biomassa.

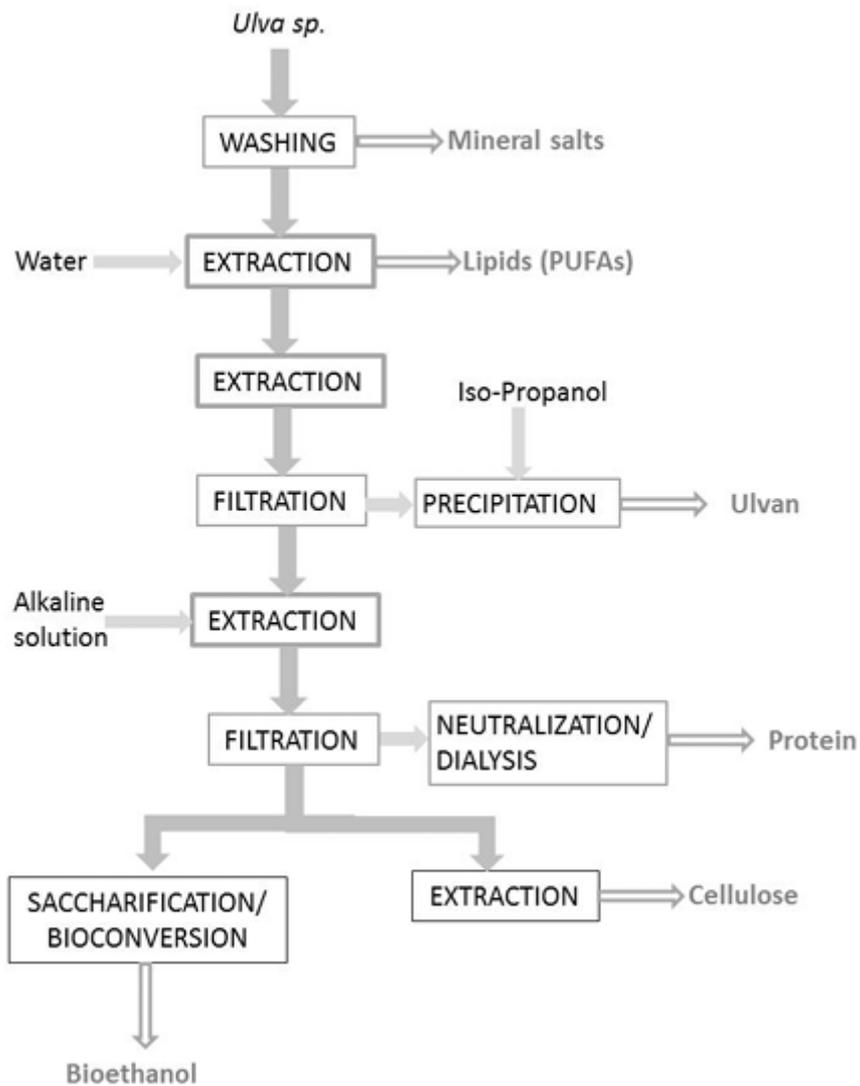


Fig. 1.4 - Schema semplificato di un processo di bioraffineria in base agli utilizzi finali. Sono state proposte diverse fasi di lavaggio per rimuovere i sali. Dopo l'evaporazione dell'acqua di lavaggio, il contenuto proteico è aumentato dell'11–24% e il contenuto energetico del 20–50%. L'adeguata selezione del funzionamento degli estratti

1.3.4 Accenni sulle tecnologie d'estrazione emergenti

Per ridurre il consumo di energia e solventi è necessario lo sviluppo di processi di estrazione di qualità alimentare, scalabili, efficienti ed ecocompatibili. È importante anche attuare un utilizzo sostenibile della materia prima, e per evitare la generazione di sostanze tossiche e indesiderabili l'uso dell'acqua come solvente è particolarmente promettente^{65,67}. La Figura 1.5 illustra i principi di queste nuove tecniche.

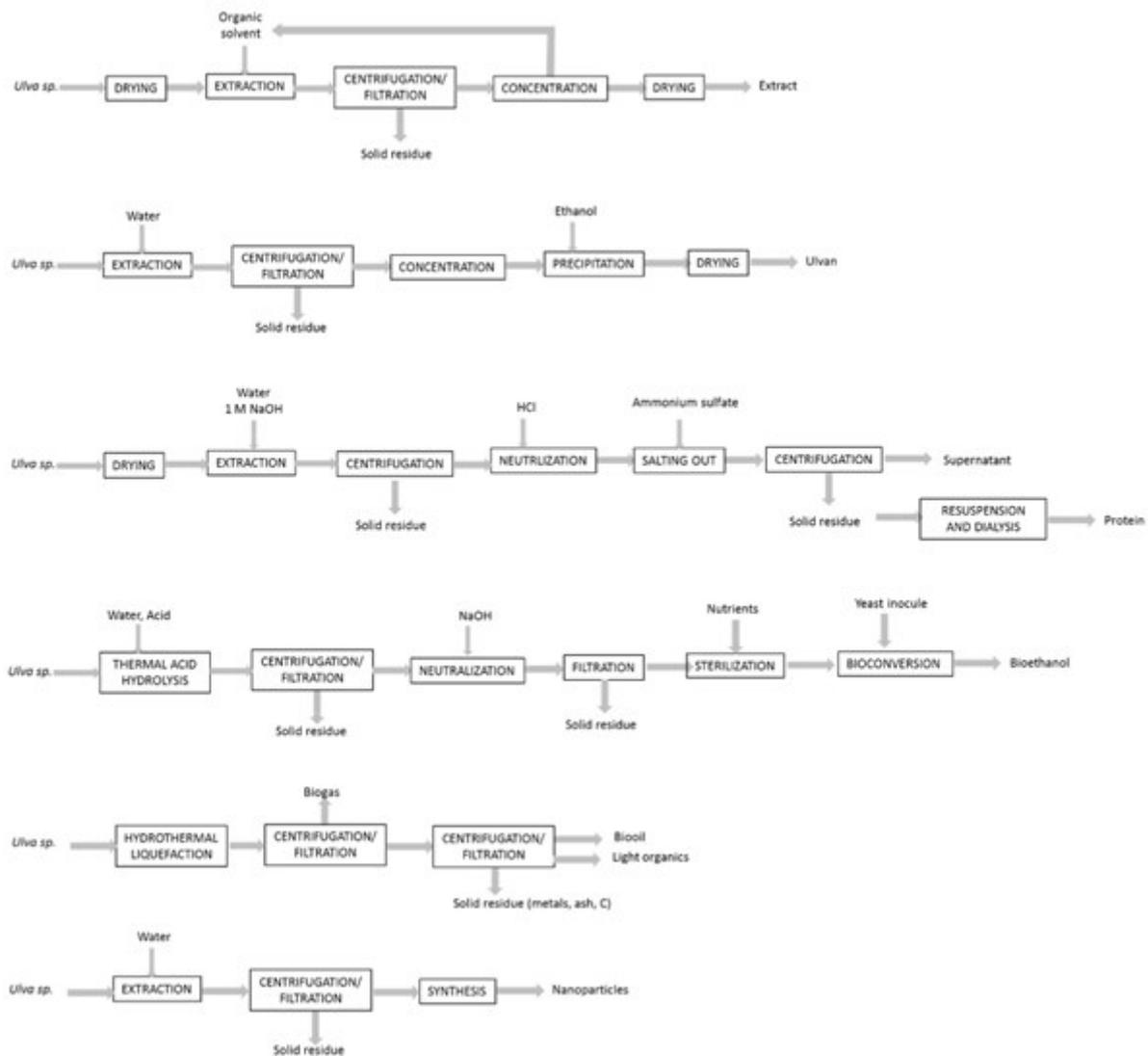


Fig. 1.5^{66,67} – esempi di processi proposti per aumentare l'estrazione di componenti bioattivi da *Ulva*

Inoltre, ci avvaleremo di un recente studio che illustra i nuovi processi di estrazione di biocomponenti da *Ulva L.*

Extraction and Pretreatment Stages of <i>Ulva lactuca</i> (<i>U. l.</i>)	Products
<i>U. l. clathrata</i> . Extraction (0.2 N HCl, 60 °C, 2 h + 0.1 M NaOH, 60 °C, 2 h)	U, Pr
Supercritical (sc)-CO ₂ (50 MPa, 40 °C, 300–810 min)	A, Cy, M, Ph
<i>U. l. fasciata</i> . Ultrasound pretreatment (24 kHz, 50 °C, 6 min) + chloroform:methanol:hexane (90 °C, 3 h) or sc-CO ₂ (200 °C, 150 bar, 2.14 L/h)	O
Acid (1–3% H ₂ SO ₄ , 100–121 °C, 0.3–1 h) or alkaline (NaOH, 121 °C, 20.3 h) or buffer (pH 4.8, 120 °C, 1 h) or dry heat (120 °C, 1 h) or liquid ammonia (2%, 0.25 h) + enzyme saccharification + bioconversion	E
Dichloromethane, 7 days, 3 stages; adsorption, transesterification	BD
<i>U. l. flexuosa</i> . Sc-CO ₂ extraction (40 °C, 30 MPa, 11.4%)	Car, Chl
<i>U. l. intestinalis</i> . Liquefaction (deionized water, LSR 5; 345 °C; 30 K/min)	BO
US assisted extraction (66 °C, 40 min, LSR 50, pH 7.0)	U
<i>U. l.</i> Aqueous pretreatment (150 °C) + enzyme extraction + bioconversion	Pr, Ac, B, E
Water, thermal treatment (60 °C, 45 min) or water (pH 2, 95 °C, 3 h) or alkaline extraction (0.25M NaOH; 60 °C, 1 h) + anaerobic digestion	S, U, Pr, BG
Acid pretreatment (H ₂ SO ₄ , pH 2, 150 °C, 10 min); enzyme saccharification	Ac, B, E
MA water extraction (500 W, 70 °C, 20 min) or acid extraction (pH 1.5, 90 °C)	U

Extraction and Pretreatment Stages of <i>Ulva lactuca</i> (<i>U. l.</i>)	Products
Bioconversion	BG
US water extraction or alkaline extraction or accelerated extraction	Pr
Incubation with water/heat treatment + lipid extraction + water extraction (90 °C, 2 h) + protein extraction (1 N NaOH, 80 °C)	S, O, U, Pr, C
US pretreatment (LSR 3, 24 kHz, 50 °C, 5 min); solvent extraction	O
OS (30 °C, 24 h) or enzyme (pH 4, 25 °C, 0.5% pectinase, 4 h) or PEF (7.5 kV/cm, 0.05 ms pulses, 6.6 kWh/kg prot)	Pr, U
Liquefaction (deionized water, LSR 5; 345 °C; 30 K/min)	BO
Water or buffer or PEF (75 pulses, 2.9 kV/cm, 5.7 μs, 0.5 Hz), pressing (5 min, 45 daN/cm ²)	U, Pr
PEF (247 kJ/kg fw, 50 pulses, 50 kV, 70.3 mm electrode gap)	Pr
EA aqueous extraction (0.5%, 50 °C, 5 h)	Ph, Pr, U
<i>U. l. linza</i> . Extraction (pH 1.5–2, 60 °C, 2 h); re-extraction (pH = 2, 60 °C, 1 h)	U
<i>U. l. meridionalis</i> and <i>U. l. ohnoi</i> . MA hydrothermal extraction (4 + 10 min, 160 °C)	U
<i>U. l. pertusa</i> . Liquefaction (150 °C, 15 MPa, 15 min); enzyme saccharification	E
<i>U. l. prolifera</i> . MA liquefaction (6% H ₂ SO ₄ , 600 W, 30 min, 180 °C)	BO
MA liquefaction (ethylene glycol, 4.93% H ₂ SO ₄), 600 W, 30 min, 165 °C	BO
<i>U. l. rigida</i> . Aqueous extraction (100 °C, 1 h)	Ph
Aqueous extraction (125 °C, 1.5 bar, 1 h) + SSF	U, Pr, E
EA extraction (pepsin + bromelain, 37 °C, pH 2.0, 20 + 20 h)	Pr
Acid hydrolysis (2–4% acid, 121 °C, 30–60 min)	E

Tab. 1.1^{66,67} - EA:assistita da enzimi; MA:assistita da microonde; USA:assistita da ultrasuoni; PEF:campoelettrico pulsato; SSF:saccarificazione e fermentazione simultanee; A:auxine; Ac:acetone; B:butanolo; BD:biodiesel; BG:biogas; BO:biocrudeoil; C:cellulosa; Auto: carotenoidi; Chl:clorofille; Cy:citochinine; E:etanolo; M:minerali; O:olio; OS: shock osmotico; Ph:polifenoli; Pr:proteina; S:linfa; U:Ulvan

2. DIGESTIONE ANAEROBICA E PROVE DI LABORATORIO PER DETERMINARE IL BMP

2.1 Digestione Anaerobica

2.1.1 Premessa

La definizione di biomassa: «*la parte biodegradabile dei prodotti residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze animali e vegetali), dalla silvicoltura e da industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani*». ⁶⁸

Possono essere distinte in:

- dedicate, prodotte cioè in alternativa a quelle alimentari per scopi energetici.
- residuali, cioè originate da processi agricoli, industriali e civili di trasformazione e di utilizzazione degli alimenti e della sostanza organica in genere (reflui zootecnici, scarti di industrie alimentari, sottoprodotti della lavorazione del legno, FORSU, scarti vegetali vari da potature e manutenzione del verde pubblico, etc.).

Per la prima categoria di biomasse si deve considerare il fatto che, sottraendo terreno alle colture alimentari, tale uso comporterebbe un aumento dei prezzi delle materie prime ⁶⁹.

Le biomasse elencate possono essere sottoposte a diversi processi di trasformazione (fig. 2.1).

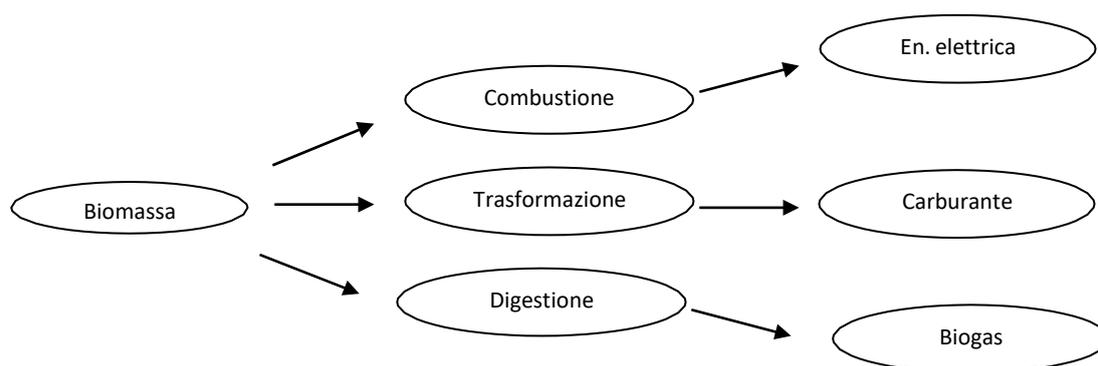


Figura 2.1 - Processi di trasformazione della biomassa ⁷⁰.

La direzione attuale e strategica verso cui si muove il sistema industriale è il

recupero e la valorizzazione di fonti considerate rifiuti da smaltire, ad oggi valutate come sorgente di oneri economici. Queste possono essere efficacemente convertite in nuovi materiali ad alto valore economico aggiunto. La convergenza tra normativa e recupero energetico ha fatto sì che negli ultimi anni la digestione anaerobica si diffondesse in molti Paesi europei tra cui l'Italia. In Italia il rinnovato interesse si deve anche all'introduzione degli incentivi.

La *digestione anaerobica* è la fermentazione di rifiuti organici, quindi biomassa, in assenza di ossigeno⁷¹. Tale capacità di alcuni ceppi batterici viene sfruttata in appositi impianti per la produzione di biogas. Il nucleo centrale di questi impianti è il digestore che viene alimentato con un substrato di biomasse e in cui avvengono le reazioni di degradazione. All'interno del reattore si crea un ambiente con determinate caratteristiche di pH, temperatura e composizione che favoriscono il metabolismo di alcuni tipi di batteri. Il prodotto della digestione anaerobica è un *biogas* ricco di energia costituito per il 50÷70% da metano e per la restante parte soprattutto da CO₂, ed avente un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 KJ/Nm³. Il biogas così prodotto viene raccolto, essiccato, compresso ed immagazzinato e presenta un ottimo potere calorifico dato l'elevato contenuto in metano, per cui si presta ad una valorizzazione energetica per combustione diretta, attuata in caldaia per sola produzione di calore, o in motori accoppiati a generatori per la produzione di sola elettricità o per la cogenerazione di elettricità e calore. Gli impianti termoelettrici a biogas effettuano quindi la conversione dell'energia termica contenuta nel biogas in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. L'altro prodotto della digestione è il *digestato* ricco di sostanze nutritive; esso può essere separato all'interno di un opportuno separatore in una frazione liquida e in una solida. Il liquido ha delle caratteristiche che lo rendono idoneo alla fertirrigazione e il solido può essere usato come ammendante agricolo, sempre entro i limiti normativi. La digestione anaerobica fornisce una soluzione per la conversione dei rifiuti in energia e compost e per prevenire l'inquinamento⁷². La produzione di biogas è uno dei metodi più efficienti e rispettose dell'ambiente, in quanto permette estrazione di energia da biomassa⁷³. I digestori anaerobici sono stati

originariamente progettati per il trattamento di fanghi di depurazione e concime animale. Il biogas viene prodotto ormai da letame, liquami, rifiuti biodegradabili, discariche, colture energetiche e rifiuti industriali e urbani. Quasi tutto il materiale putrescibile può essere digerito. La recente diffusione nel mondo occidentale ha visto anche un cambiamento per la digestione anaerobica, che non è più solo una opzione di trattamento dei rifiuti; ora colture energetiche vengono coltivate appositamente per essere sottoposte adigestione anaerobica. Esempi comuni di colture energetiche sono granturco, miscanto, sorgo, alcune piante metallifere e trifoglio⁷⁴.

2.1.2 Processo di Digestione Anaerobica

Si può riassumere la descrizione delle fasi della digestione anaerobica, dei batteri che vi prendono parte, dei principali composti generati e delle loro relazioni quantitative in un unico grafico (figura 1.15). Il processo biodegradativo si compone delle seguenti fasi: una prima fase di idrolisi dei substrati complessi accompagnata da acidificazione con formazione di acidi grassi volatili, chetoni ed alcoli; una successiva fase acetogenica, in cui, a partire dagli acidi grassi, si ha la formazione di acido acetico, acido formico, biossido di carbonio ed idrogeno molecolare, ed, infine, un'ultima fase in cui, a partire dai prodotti della fase precedente, si osserva la metanizzazione, cioè la formazione di metano a partire dall'acido acetico o attraverso la riduzione del biossido di carbonio utilizzando l'idrogeno come co-substrato. In minor misura si ha la formazione di metano a partire dall'acido formico.

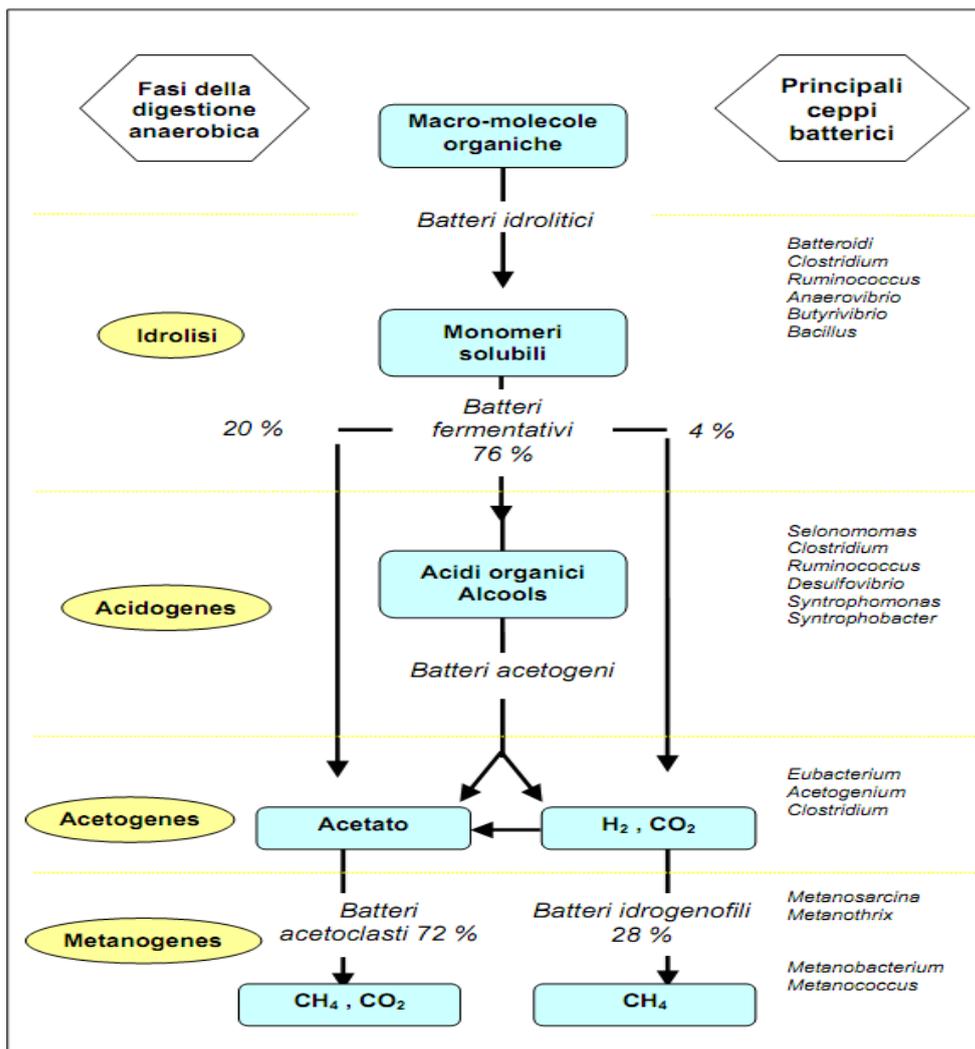


Figura 2.2 - Schema generale del processo di digestione anaerobica⁷⁵.

Il processo di digestione anaerobica si verifica in quattro stadi di reazione. Le reazioni possono essere descritte come segue:

1) Idrolisi

In questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, si ha la degradazione di substrati organici complessi, quali proteine, grassi e carboidrati, con formazione di composti semplici, quali aminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile. In particolare, i microrganismi idrolizzanti possono colonizzare il materiale particolato e degradarlo, oppure produrre enzimi extracellulari in grado di scindere le molecole organiche complesse in oligomeri e

monomeri che sono quindi resi disponibili per il trasporto all'interno delle cellule di microrganismi acidogenici fermentanti. Questi operano generalmente l'ossidazione dei substrati organici semplici a piruvato che viene poi trasformato in acidi grassi volatili, alcoli e chetoni che rappresentano i substrati di partenza per la successiva fase acetogenica. L'accumulo di aminoacidi e zuccheri può inibire il processo di idrolisi, a causa dell'interferenza nella produzione ed attività degli enzimi idrolitici. L'idrolisi è catalizzata dagli enzimi escreti dai batteri. La velocità di idrolisi dipende dalla complessità della materia prima: i carboidrati vengono convertiti molto rapidamente, mentre i rifiuti celluloseici grezzi vengono trasformati lentamente⁷⁶. Le principali reazioni e batteri sono i seguenti⁷⁴:

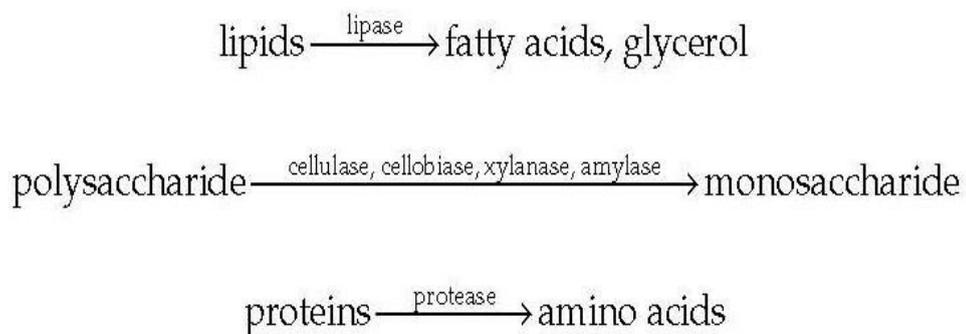


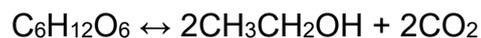
Fig. 2.3 – Diverse tipologie di idrolisi e batteri coinvolti

Una reazione di idrolisi è la seguente:



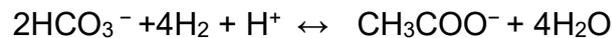
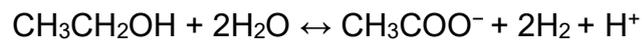
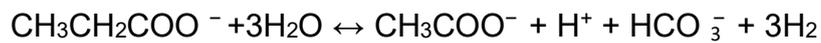
2) Acidogenesi o fermentazione

I batteri convertono i prodotti di idrolisi in acidi grassi volatili (VFAS, principalmente lattici, propionico, butirrico e acido valerianico), acetati, alcoli, ammoniaca, anidride carbonica e idrogeno solforato, come mostrato nelle seguenti equazioni:



3) Acetogenesi

I batteri acetogeni agiscono sul substrato formatosi a seguito della fase di idrolisi e acidificazione, che è costituito essenzialmente da acidi volatili e alcoli, producendo acido acetico, acido formico, anidride carbonica e idrogeno attraverso percorsi visualizzati nelle seguenti equazioni:



Questo meccanismo può essere limitato dalla presenza di idrogeno molecolare nel mezzo; se però viene mantenuto a basse concentrazioni tramite i batteri metanigeni ossidanti (batteri idrogenotrofi), la degradazione degli acidi grassi ad idrogeno per mezzo dei batteri acetogeni è resa più probabile, nonostante la formazione di idrogeno sia energeticamente sfavorita. Bisogna considerare due differenti meccanismi a seconda che la degradazione avvenga a partire da acidi grassi a catena lunga (LCFA, long chain fatty acids) o a catena corta (SCFA, short chain fatty acids, o VFA, volatile fatty acids). In generale, si definiscono acidi grassi a catena lunga quelli con più di 5 atomi di carbonio.

4) Metanogenesi

La catena trofica anaerobica si conclude con la produzione di CH_4 , che è l'unico composto non reattivo e può per tanto essere considerato il prodotto finale dell'intero processo. La produzione di metano è operata da due diversi tipi di batteri: idrogenotrofi e acetoclasti. I primi compiono un'ossidazione anaerobica dell'idrogeno, mentre gli ultimi trasformano l'acido acetico in metano e biossido di carbonio tramite una dismutazione anaerobica. Questi due ceppi di batteri hanno un ruolo fondamentale all'interno della catena trofica anaerobica: da un lato degradano l'acido acetico e quello formico a metano eliminando gli acidi grassi dal mezzo ed arrestando l'inibizione dei fenomeni di degradazione dei substrati organici per eccesso di acidità, dall'altro tengono bassa la concentrazione di H_2 in modo tale da consentire la conversione degli acidi grassi a catena lunga e degli

alcoli ad acetato ed H₂. Infatti, se l'azione dei batteri idrogenotrofi viene rallentata, si ottiene un accumulo di H₂ nel mezzo, con il conseguente rallentamento della produzione di metano, mentre la via acetoclastica viene inibita a causa dell'elevata concentrazione di acido acetico. Per valori di PH bassi (inferiori a 5) la concentrazione dell'acido acetico in forma indissociata può essere così elevata da risultare superiore alla capacità di metabolizzazione della cellula, e si ha quindi inibizione del processo.

Le principali reazioni e i batteri sono i seguenti:

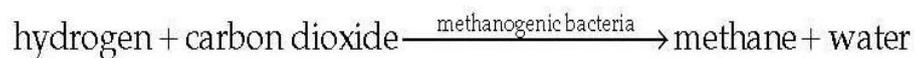
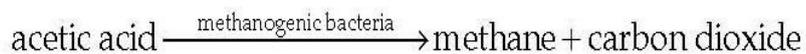
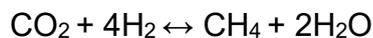
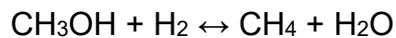
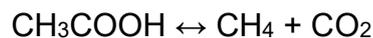
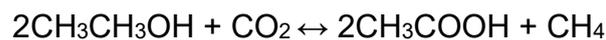
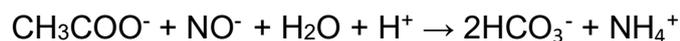
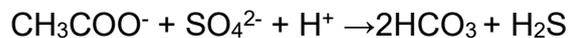


Fig. 2.4 – Principali reazioni e batteri coinvolti

Le reazioni che si verificano sono riportate nelle seguenti equazioni:



Altre reazioni collaterali importanti sono date dalle seguenti equazioni:



Un'equazione generica semplificata per l'intero processo è la seguente:



La figura 2.5 quantifica percentualmente la distribuzione nei diversi cammini metabolici coinvolti nel processo di digestione.

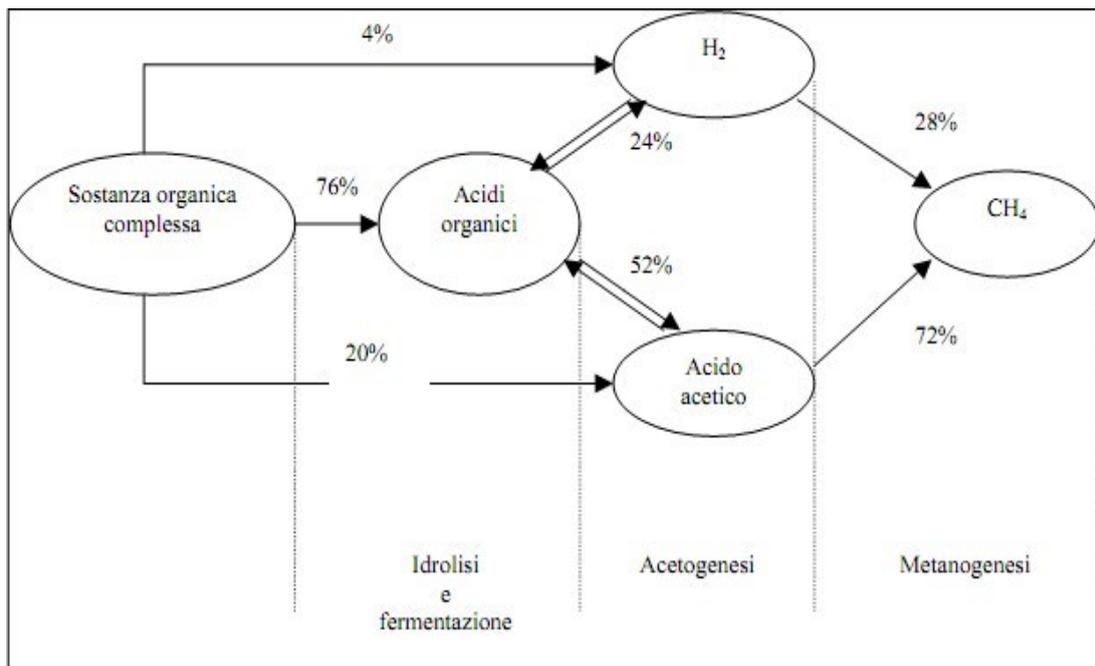


Figura 2.5 - Schema di flusso quantitativo dei diversi cammini metabolici del processo di digestione anaerobica.

Come mostrato nelle equazioni, nel processo vengono generati solfuro di idrogeno ed ammoniaca. Pertanto, il digestato richiede invecchiamento in un compostaggio aerobico per ridurre l'ammoniaca in nitrati e ridurre eventuali odori prima dell'applicazione come fertilizzante. Ostrem afferma che i batteri metanogeni hanno un tasso molto più lento di crescita rispetto agli acidogeni, dunque la metanogenesi è tipicamente la fase critica di passaggio. Nella figura 2.6 è illustrato l'intero processo di digestione anaerobica con le sue diverse fasi.

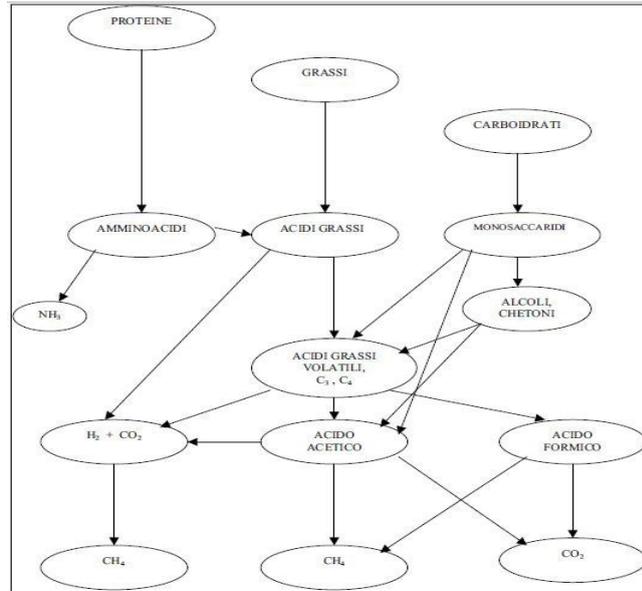


Fig. 2.6 - Diagramma complesso delle diverse fasi coinvolte nel processo di digestione anaerobica⁷⁷.

2.1.3 batteri

In base al comportamento in presenza di ossigeno molecolare libero i batteri possono essere divisi in:

- aerobi stretti, che degradano il substrato in presenza di ossigeno, muoiono in assenza di ossigeno;
- aerobi facoltativi, attivi sia in assenza sia in presenza di ossigeno che viene usato in tal caso per l'attività enzimatica. Se l'ossigeno è assente può essere usata un'altra molecola per degradare il substrato, ad esempio il nitrato. Questi microorganismi si trovano in larga misura sia nei processi aerobici sia in quelli anaerobici. Durante la degradazione del substrato gli anaerobi facoltativi, ad esempio l'Enterobacter, producono una grande varietà di acidi, di alcoli, idrogeno e CO₂ da carboidrati, proteine e lipidi;
- anaerobi, inattivi in presenza di ossigeno e possono essere divisi in due sottogruppi: quelli che tollerano la presenza di ossigeno e quelli che sono intolleranti alla presenza di ossigeno chiamati anche anaerobi stretti. Alcuni anaerobi, come lo Streptococco, sono produttori di acidi forti, altri come il Desulfomarculum, riducono il solfato a solfuro di idrogeno (H₂S).

Vi sono anaerobi che sopravvivono dunque alla presenza di ossigeno ma la loro attività cellulare è ridotta, mentre gli anaerobi stretti, come ad esempio quelli responsabili della metanogenesi, muoiono in presenza di ossigeno.

I gruppi microbici interagenti tra loro nella digestione anaerobica sono riconducibili a tre gruppi principali:

- batteri idrolitici;
- batteri acidificanti;
- batteri metanigeni.

I digestori anaerobici possono funzionare in condizioni mesofile, termofile o psicrofile. La digestione mesofila è nell'intervallo 20 - 45 °C, con digestione ottimale tra 30 °C e 38 °C. La digestione termofila si verifica fino a 70 °C, con digestione ottimale tra 47 °C e 57 °C. La digestione psicrofila avviene a basse temperature (<20 °C), con temperature ottimali tra 15 °C e 20 °C. La stabilità del reattore è inversamente proporzionale alla temperatura di digestione, con basse temperature

che offrono la massima stabilità. Inoltre le temperature più basse richiedono grandi vasche di digestione a causa del tasso di digestione lenta. Pertanto, la digestione mesofila è considerata più stabile ed è più tollerante di cambiamenti rispetto alla digestione termofila, ma richiede tempi di permanenza più lunghi, e quindi digestori più grandi. La digestione termofila richiede un input di energia superiore alla digestione mesofila; tuttavia, viene rimossa più energia dalla biomassa, con velocità di reazione più rapida e maggiore sterilizzazione del prodotto digestato⁷⁸. La digestione psicofila dà rendimenti globali di metano paragonabili alla digestione mesofila; tuttavia, i tassi di produzione sono così lenti che le dimensioni del digestore sono in genere troppo grandi per essere economiche⁷⁹.

I digestori mesofili sono i più comuni per i motivi di cui sopra, ma anche perché i batteri mesofili sono i batteri più importanti e più comunemente presenti in natura, nella maggior parte delle materie prime. Viceversa, i batteri termofili e psicofili sono abbastanza rari, e in genere devono essere seminati nel digestore⁸⁰.

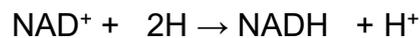
La presenza di adeguate colonie batteriche è essenziale per una digestione efficiente. Fonti ottimali di batteri includono concime animale, rifiuti di macellazione e liquami. Per questo motivo, i reattori possono essere seminati con questi materiali.

Sebbene la maggior parte dei batteri coinvolti nel processo sono anaerobi rigorosi quali Bacteriocides, Clostridi e Bifidobatteri⁷³, in senso stretto, è solo la fase metanogenica finale che è veramente anaerobica; altri batteri cellulolitici, acidogeni e acetogeni sono aerobici o facoltativi⁷¹. Batteri metanogeni si trovano naturalmente nei sedimenti profondi o nel rumine degli erbivori⁷⁶.

2.1.4 Biochimica del processo

La degradazione di substrati organici ha il duplice fine di ricavare l'energia necessaria per il metabolismo batterico (catabolismo) sotto forma di energia chimica di ossidazione e, in misura molto minore, di sintetizzare nuove cellule (anabolismo). Mentre i microrganismi aerobi utilizzano ossigeno molecolare come accettore finale di elettroni nei processi ossidativi della sostanza organica, i

microrganismi anaerobi utilizzano altra sostanza organica. L'ossidazione avviene essenzialmente a causa della perdita di una coppia di atomi di idrogeno da parte della sostanza organica ossidata (deidrogenazione): l'idrogeno viene quindi trasferito alla specie ossidante (accettore di idrogeno). L'ossidazione di composti organici in ambiente anaerobico è catalizzata da enzimi ed avviene grazie all'intervento di coenzimi come NAD⁺ (nicotinamide-adenosin-dinucleotide - forma ossidata) ed NADP⁺ (nicotinamide-adenosin-dinucleotide fosfato- forma ossidata):



L'accettore finale dell'H₂ non è però il coenzima, che viene riossidato e quindi rigenerato, ma, l'ossigeno, il carbonio, l'azoto o lo zolfo legati originariamente alla sostanza organica che viene ossidata. E' proprio il passaggio attraverso queste reazioni che fornisce l'energia che viene immagazzinata attraverso una ritrasformazione in energia chimica, sotto forma di ATP (adenosina tri-fosfato).

2.1.5 Cinetiche microbiologiche di reazione

Dal punto di vista cinetico un sistema microbiologico viene caratterizzato attraverso due differenti processi:

- 1) la velocità di crescita netta della biomassa su un dato substrato, data dall'espressione generale:

$$\frac{dX}{dt} = Y \frac{dS}{dt} - k_d X$$

dove:

dX/dt: velocità di crescita dei microrganismi;

Y: coefficiente di rendimento di crescita;

dS/dt: velocità di utilizzo del substrato da parte dei microrganismi;

k_d: coefficiente di decadimento dei microrganismi;

X: concentrazione di microrganismi.

2) la velocità di utilizzo del substrato: è possibile fare riferimento a diversi modelli; frequente è il ricorso al modello cinetico di Monod, relativo all'utilizzo di substrato secondo un modello saturazionale⁷⁵.

2.1.6 Effetto della temperatura sulle cinetiche di reazione

Come già detto in precedenza, i tipici intervalli di temperatura incontrati nei reattori di digestione anaerobica sono il mesofilo, il termofilo, e lo psicrofilo, anche se più raramente applicato. Quando si passa da un regime di temperatura ad un altro si osserva un vero e proprio cambiamento nella composizione della comunità batterica. Infatti, gli andamenti di sviluppo delle diverse popolazioni batteriche non sono monotoni, ma presentano dei picchi in corrispondenza di ben definiti intervalli di temperatura, differenti per ciascuna specie, così come mostra la figura sottostante.

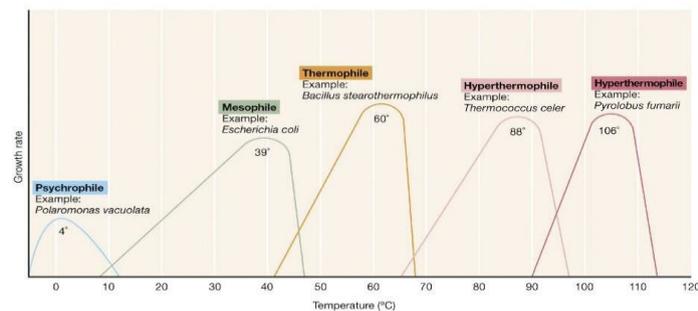


Fig. 2.7 - Influenza della temperatura sulla cinetica biologica⁷⁵

Una variazione di temperatura all'interno di un certo intervallo, e quindi per una data popolazione, determina una variazione nelle velocità di reazione. L'espressione per quantificare l'effetto delle variazioni di temperatura sulla cinetica di reazione è derivata dall'equazione di Arrhenius ed è esprimibile nella forma:

$$V_T = V_0 e^{\varphi(T-T_0)}$$

dove:

V_T : velocità di reazione ad una certa temperatura T ,

V_0 : velocità di reazione alla temperatura di riferimento T_0 ,

φ : coefficiente sperimentale, che, negli usuali intervalli di temperatura di esercizio dei digestori, può essere assunto costante⁷⁵.

2.1.7 Fattori che influenzano la produzione di biogas

I fattori più importanti da considerare quando si sceglie un feed di biomassa per la produzione di digestione anaerobica sono il contenuto di solidi totali, la percentuale di solidi volatili, rapporto carbonio-azoto (C / N) e biodegradabilità delle materie prime. La resa è anche una funzione dei tempi di ritenzione idraulica, solidi, PH, temperatura di fermentazione, tasso di carico, effetti inibitori dei composti (ad esempio ammoniacale, VFAS, idrogeno solforato), grado di miscelazione / agitazione e la presenza di eventuali agenti patogeni⁷¹. I parametri di gestione del reattore definiscono l'esercizio in termini di tempi di permanenza della massa alimentata nel reattore, di concentrazione dei microrganismi, di rese di produzione di biogas in relazione al volume del reattore ed alle caratteristiche del substrato trattato. In questi parametri il termine substrato potrà essere, di volta in volta, sostituito da una misura della quantità di composti biodegradabili presenti nel campione. Il substrato è generalmente definito, nell'ambito dei processi di digestione, in termini di solidi totali (TS), di solidi totali volatili (TVS), di domanda chimica di ossigeno (COD), o di domanda biologica di ossigeno a 5 giorni (BOD₅). Si riportano di seguito gli elementi essenziali di definizione di queste grandezze:

- TS: solidi totali o sostanza secca, ossia il contenuto in sostanza secca di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105 °C per 24 ore. Questi rappresentano, in prima approssimazione, la somma della frazione organica e di quella inerte del substrato;
- TVS: solidi totali volatili o sostanza organica, cioè la frazione di sostanza secca che risulta volatilizzata per combustione a 550 °C fino a peso costante. Questi rappresentano, in prima approssimazione la frazione organica della sostanza secca, calcolata come differenza dei valori di TS e TFS (solidi totali fissi) che rappresentano la frazione inerte, costituita per lo più, da composti inorganici, misurata per pesata dopo il trattamento a 550 °C;

- COD: domanda chimica di ossigeno. Quantità di ossigeno consumato per l'ossidazione della sostanza organica, determinata attraverso l'utilizzo di un forte agente chimico ossidante ($K_2Cr_2O_7$) in ambiente acido;
- BOD₅: quantità di ossigeno consumata in 5 giorni, in condizioni controllate, per l'ossidazione biologica della sostanza organica presente nel campione;
- BOD_L: (B₀) domanda biologica di ossigeno a 20 giorni;
- contenuto di solidi: i solidi devono essere diluiti per formare un impasto adeguato che può essere mescolato e permettere al gas di fluire verso l'alto. Ogni valore è specifico del tipo di reattore, ma generalmente va dal 10% al 25% di solidi;
- C / N: un rapporto carbonio-azoto di 20/30 è tipicamente ottimale. Se il rapporto è troppo elevato, l'azoto viene rapidamente consumato dai metanogeni per la formazione di proteine e l'azoto insufficiente rimane a reagire con materiale residuo. Se il rapporto è troppo basso, l'azoto viene liberato e si accumula come ammoniaca, che aumenta il PH ed esercita un effetto tossico sui batteri metano geni;
- pH: il valore ottimale di ingresso del PH è compreso tra 6 e 7. Inizialmente, durante la digestione, il PH diminuisce e poi aumenta al procedere della reazione, dovuta alla produzione di ammoniaca. Quando la produzione di metano si stabilizza, il PH è tipicamente 7,2 - 8,2. I batteri metanogeni preferiscono un ambiente leggermente alcalino, e non possono sopravvivere ad un pH inferiore a 6⁷⁶. L'esecuzione di un digestore su materiale vegetale che opera in modalità batch può richiedere l'aggiunta di calce per la regolazione del pH;
- temperatura: in larga scala la digestione anaerobica è generalmente operata da batteri mesofili, meno da batteri termofili e molto meno psicrofili. La digestione termofila è generalmente più efficiente della digestione mesofila, con un tasso di digestione più veloce, ma è più difficile da controllare, i batteri sono più rari e quindi devono tipicamente essere seminati nel reattore, i costi di investimento sono più alti e richiede un input di energia in più per mantenere la temperatura desiderata. La digestione

anaerobica ad opera di batteri psicrofili è molto rara a causa del tasso estremamente lento di digestione a temperature così basse;

- tasso di carico: il regime di carico organico è una misura della capacità di conversione biologica del sistema. Si determina la quantità di solidi volatili che un sistema può tollerare. Un sovraccarico porta rapidamente a errori di sistema tramite miscelazione inadeguata, maggiore contenuto di VFA e diminuzione del pH;
- tempo di ritenzione: la durata del contatto nel digestore di materiale organico (substrato) e microrganismi (solidi) necessario per raggiungere la degradazione desiderata;
- tempo di residenza idraulico (HRT): il tempo in cui la biomassa rimane nel digestore:

$$\text{HRT [giorni]} = V \text{ reattore [m}^3\text{]} / \text{input biomassa giornaliera [m}^3\text{/giorno]}$$

$$\text{SRT [giorni]} = V \text{ reattore [m}^3\text{]} * \text{conc.SV [Kg/m}^3\text{]} / \text{solidi volatili effluenti [Kg/giorno]}$$

- la relazione tra HRT e SRT, che determina il rapporto tra la quantità di substrato e la quantità di batteri disponibili a consumare quel substrato; questo è il fattore di controllo in tutti i trattamenti biologici;
- tossicità: ioni minerali, in particolare di metalli pesanti e detergenti, inibiscono la normale crescita batterica. Piccole quantità di minerali come sodio, potassio, calcio, magnesio, ammonio e zolfo possono stimolare la crescita batterica, ma concentrazioni più elevate sono tossiche. I metalli pesanti come rame, nichel, cobalto, cromo, zinco e piombo sono essenziali per la crescita batterica in quantità molto piccole, ma, in maggiori quantità, sono tossici e impediscono l'utilizzo del digestato come fertilizzante. Detergenti (sapone), antibiotici e solventi organici possono inibire i batteri;
- miscelazione / agitazione: la miscelazione o agitazione è necessaria per mantenere l'omogeneità del fluido, producendo in tal modo la stabilità del processo. Gli obiettivi di miscelazione sono di combinare materiale in ingresso con i batteri, fermare la formazione di schiuma e di evitare gradienti

di temperatura marcate all'interno del digestore.

2.1.8 Biogas: rese da varie materie prime agricole

La biomassa utilizzabile per la digestione anaerobica non è esclusivamente di origine agricola. I substrati comunemente più usati sono:

- liquami suini: hanno un contenuto di S.S. (sostanza secca) compreso nell'intervallo 1-6%; da un capo suino del peso di 85 kg si possono ottenere 0,100 m³/d di biogas;
- liquami bovini: S.S. tra 8% e 15%; un capo del peso di 500 kg produce mediamente 0,750 m³/d di biogas;
- deiezioni avicole: hanno un tenore in solidi del 18-20% di conseguenza possono causare problemi di sedimentazione. Inoltre contenendo azoto in quantità elevate determinano una maggiore formazione di ammoniaca che ad alte concentrazioni inibisce il processo;
- residui colturali: sono addizionabili come co-substrati;
- colture ad uso energetico: sono usate generalmente come co-substrati; la loro produzione è incentivata. Mais sorgo e foraggi se aggiunti al substrato migliorano la resa in biogas;
- reflui e scarti dell'agro-industria: gli scarti di distillerie, aziende casearie, aziende vinicole ecc. possono essere aggiunti in co-digestione ed il digestato risultante può essere usato come ammendante per terreni ad uso agricolo;
- fanghi di depurazione: nonostante la compatibilità come substrati la normativa di riferimento li classifica come rifiuti, di conseguenza il residuo finale della digestione non può essere usato per lo spandimento su terreno. I conseguenti costi per lo smaltimento ne scoraggiano l'uso;
- FORSU (frazione organica dei rifiuti solidi urbani): rappresenta un substrato che ha delle buone caratteristiche per essere degradato anaerobicamente.

Si riassumono in tabella 1.8 le rese dei substrati comunemente usati.

Tabella 2.1 - Biomasse e scarti organici avviabili a DA e loro resa in biogas.

Materiali	m³ biogas/t SV
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 – 500
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole...)	350 – 400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui da distillerie, birrerie e cantine...)	400 – 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione)	550 – 1000
Fanghi di depurazione	250 – 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 – 600
Culture energetiche (mais, sorgo zuccherino...)	550 – 750

Storicamente, la digestione ha utilizzato solo i rifiuti come materia prima; tuttavia, con la crescente diffusione della produzione di biogas nella zona occidentale del mondo si è avuto un aumento del numero di colture energetiche. Alimentazioni tradizionali come il letame e acque reflue danno rendimenti in metano inferiori rispetto a colture ad alta densità energetica e rifiuti dei macelli. Grassi e proteine generano quantità significative di idrogeno e quindi forniscono la massima resa di biogas, ma i grassi insaturi a catena lunga hanno scarsa biodisponibilità. I grassi e i carboidrati hanno i tassi di conversione più veloci, ma il loro rendimento è notevolmente inferiore⁷¹. In determinate condizioni, gli intermedi possono essere convertiti in prodotti di reazione differenti rispetto al metano, e quindi il contenuto complessivo di biogas e metano variano a seconda del substrato, delle colonie biologiche e delle condizioni del reattore utilizzato. I rifiuti animali hanno diversi vantaggi rispetto ad altre materie prime di digestione anaerobica⁷⁴. Tuttavia, i rifiuti animali in genere hanno una bassa resa di metano, che può essere migliorato da codigestione con prodotti alimentari o agricoli di rifiuto⁷⁴. Si trova in genere che la codigestione di diverse sostanze insieme aumenta la resa in metano complessiva

rispetto a singole sostanze digerite da sole. Ad esempio, emerge⁸¹ che, digerita da sola, la frazione organica dei rifiuti solidi urbanie di letame di mucca ha dato rendimenti di 0,03 e 0,08 m³ CH₄ kg⁻¹ VS aggiunti, rispettivamente. Quando i due sono stati digeriti insieme, il rendimento è aumentato di 0,1 m³ CH₄ kg⁻¹ VS aggiunto. Tale incremento è attribuibile al miglioramento del rapporto carbonio - azoto e ai batteri per l'equilibrio alimentare visto durante la miscelazione di sostanze. Rese di metano sono spesso riportati in metri cubi per tonnellata di solidi volatili (m³ / t VS). Una tonnellata di solidi volatili ha un contenuto energetico di 19 GJ, e 1 m³ di metano ha un contenuto energetico di 38 GJ, il rendimento massimo teorico del metano è di 500 m³ / t VS⁸². Secondo i dati⁸² le più alte cariche di rendimento in termini di metano per tonnellata di solidi volatili sono orzo, erba medica e barbabietole da foraggio a 658, 555, 500 e 500 m³ / t VS, rispettivamente. Murphy et al. hanno scoperto che la barbabietola da foraggio ha dato il miglior guadagno netto di energia, con 4,7 volte di energia in più in uscita, seguita da patate al 4,6 e mais a 4,3.

Tabella 2.2- Resa in metano per ettaro di colture tipiche energetiche⁸³.

Crop	Methane Yield (m³/ha)
Sugar beet	3600–6600
Fodder beet	6400–10000
Maize	8100–14000
Corn cob mix	2400–3800
Wheat	9500–17000
Triticale	7000–9000
Sorghum	6300–14000
Grass	3100–5000
Red clover	1300–2200
Sunflower	2100–3800
Wheat grain	1900–3400
Rye grain	1000–2400

I rendimenti più alti per ettaro includono grano, sorgo e mais. In questo studio⁸⁴ sono state confrontate le rese di metano per ettaro di diverse colture ai fini della produzione di energia e hanno trovato che il mais possiede il massimo rendimento, più del doppio della possibilità di altre colture studiate. Essi suggeriscono anche una rotazione delle colture sostenibile che integra colture alimentari e mangimi piantando una successione di diverse colture e utilizzando diversi componenti per produrre energia.

2.1.9 Utilizzi del digestato: il ruolo del PNRR per promuovere l'utilizzo efficiente del digestato^c

Oltre a valorizzare il biogas ricco di energia, una grande attenzione deve essere data al valore del digestato, che è ricco di azoto, fosforo e potassio. Per digestato si intende l'effluente dal digestore anaerobico. Le caratteristiche del digestato dipendono dalle biomasse in alimentazione al digestore che influiscono sul contenuto di azoto e su altri macro e micro elementi nutritivi (fosforo, potassio, magnesio), e sul contenuto di solidi: liquami di suini, inerti di polline, biomasse residuali. In questo studio⁸⁵ gli autori hanno confrontato le proprietà del digestato come materia prima per mangime e compost. Essi hanno scoperto che le proprietà del digestato differiscono notevolmente per le due differenti destinazioni; il mix organico di partenza influenza le sue caratteristiche finali; essi concludono che ha eccellenti proprietà di fertilizzante, adatto alla sostituzione di fertilizzanti chimici. Il valore agronomico del digestato consiste nei seguenti fattori:

- restituzione di nutrienti minerali al campo (azoto, fosforo, potassio, magnesio, ecc);
- concimazione (nella digestione di reflui zootecnici ed in presenza di alimenti l'utilizzo del digestato comporta un apporto aggiuntivo di elementi nutritivi);
- restituzione della sostanza organica composta da humus degradabile lentamente;
- miglioramento della struttura del terreno per l'aggiunta di humus;
- elevata percentuale di azoto mineralizzato (N_{amm}) a pronto effetto agronomico;

- possibili effetti di costipazione del terreno;
- minore impatto ambientale per effetto di un minor contenuto di sostanze odorigene.

Il digestato può essere oggetto di trattamento:

- trattamenti meccanici: separazione frazione solida - liquida con centrifughe e presse;
- trattamenti termici: essiccazione del digestato;
- trattamenti chimico fisici: rimozione conservativa dell'azoto;
- trattamenti biologici: rimozione distruttiva dell'azoto.

Fra gli investimenti previsti dal PNRR^a per il settore agricolo, alcune interessanti voci riguardano la meccanizzazione agricola innovativa, l'adozione di tecnologie 4.0 e le misure agro-ecologiche. Queste ultime, sono inserite nella linea di investimento "1.4 Biometano" e sono connesse allo sviluppo del settore per favorire la diffusione di un'economia circolare basata sul riciclo delle risorse organiche, strategica per raggiungere i target di decarbonizzazione Europei. Più in particolare, le misure agro-ecologiche connesse alla produzione di biogas-biometano che vengono finanziate sono: l'adozione della minima lavorazione del suolo, l'adozione di sistemi innovativi e a basse emissioni per l'utilizzo del digestato e la creazione di poli consortili per la produzione di fertilizzanti organici da digestato (Fig. 2.8).



Fig. 2.8 - Schema riassuntivo delle misure finanziate nella Missione 2 del PNRR in tema di innovazione della meccanizzazione agricola e misure agro-ambientali.

La combinazione delle azioni di valorizzazione del digestato e concimazione organica, lavorazioni agricole innovative e agricoltura 4.0 ed incremento della fertilità dei suoli, sono alla base della transizione agro-ecologica e decarbonizzazione dell'agricoltura^b. In quest'ambito, infatti, se l'impianto biogas/biometano è un facilitatore del processo, il digestato è il mezzo che permette all'azienda agricola di chiudere il proprio ciclo produttivo attraverso la fertilizzazione organica. Ecco perché, alla luce dell'impostazione dei finanziamenti del PNRR, è utile proporre un breve quadro delle tecnologie più innovative, oggi disponibili, per la più efficiente valorizzazione del digestato.

Le tecniche innovative di distribuzione del digestato, oggi prevedono:

Separazione delle fasi di trasporto e di distribuzione

Quando le fasi di carico, trasporto e spandimento sono effettuati con un unico mezzo ci si trova a dover entrare in campo con mezzi pesanti con il conseguente rischio di compattamento del suolo e di applicazione del digestato in periodi non

idonei. Inoltre, all'aumentare della distanza dei campi dall'impianto biogas, l'incidenza del trasporto sui tempi operativi e sui costi aumenta considerevolmente. (Fig. 2.9)

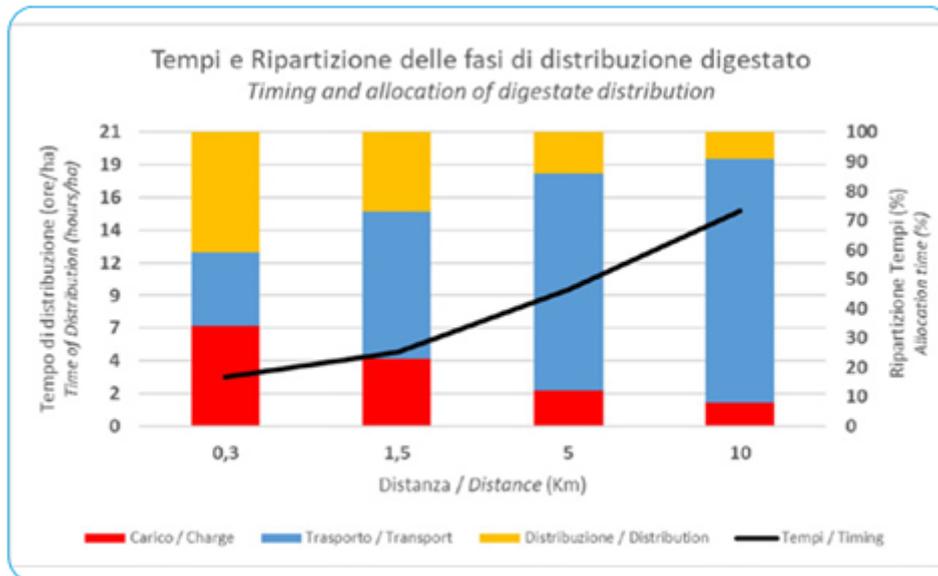


Fig. 2.9 - Tempi di distribuzione digestato in relazione alla distanza per una botte da 10m³. (Elab. CIB su dati CRPA)

La separazione delle fasi di trasporto da quella di distribuzione, quindi, può portare consistenti riduzioni dei costi di gestione, poiché si ottimizzano i tempi operativi. Oltre all'aspetto economico, da valutare sempre in funzione del contesto aziendale di riferimento, la separazione delle fasi permette l'ingresso in campo nei periodi più utili, ovvero in prossimità della semina e/o con colture in atto, cioè in periodi nei quali la somministrazione del digestato ha l'efficienza produttiva più elevata (elevato coefficiente di riciclo dell'azoto e ridotte emissioni). Per quanto riguarda il trasporto, è possibile ricorrere a cisterne su ruote a pressione atmosferica con capacità complessiva fino a 30-35 m³, che alimentano direttamente i mezzi di distribuzione o, in alternativa, a stoccaggi decentrati opportunamente collocati sui terreni aziendali. In caso di terreni sufficientemente accorpatisi, un'alternativa al trasporto su ruota è la realizzazione di una rete interrata di tubazioni adeguatamente progettata in termini di diametro e di pressione di alimentazione per evitare la formazione di occlusioni e la sedimentazione delle frazioni solide. In

questo caso, si utilizzano sistemi di distribuzione ombelicali, riducendo in modo drastico il compattamento del suolo.

Interramento

L'interramento del digestato all'atto della distribuzione consente di limitare significativamente le emissioni di odori e di ammoniaca, con conseguente maggiore efficienza fertilizzante. Come visto precedentemente, è ormai assodato che, con l'interramento, le perdite di azoto ammoniacale si riducono drasticamente (non oltre al 10-15% dell'azoto totale apportato) poiché non si formano aerosol e scorrimento superficiale. I dispositivi per l'interramento possono essere installati su carro botte o, in alternativa, essere alimentati da tubazioni avvolgibili e trainati da trattore. A tal proposito, un sistema sempre più diffuso per la distribuzione su terreno nudo e su prato è il cosiddetto sistema ombelicale, nel quale il collegamento tra lo stoccaggio e il dispositivo distributore avviene mediante una tubazione flessibile e resistente all'abrasione di sviluppo pari o superiore ai 100 m (Fig. 2.10).



Fig. 2.10 - Sistemi di distribuzione ombelicali. A sinistra interruttore minima lavorazione, a destra bassa pressione rasoterra su coltura (Elab. G.Bezzi, CIB)

A seconda del tipo di intervento da effettuare (es.: preparazione in minima lavorazione, su coltura in atto o su prato) gli organi per l'apertura del solco hanno forme e dimensioni diverse (es.: dischi, zappette, assolcatori ad ancora) ed ognuno è sono collegato ai tubi di adduzione del digestato. La profondità di interrimento è

solitamente limitata: non oltre i 15-20 cm in minima lavorazione del terreno; 5-10 cm quando si opera su prato. (Fig. 2.11).



Fig. 2.11 - Differenti tipi di elementi per la distribuzione del digestato. (Elab. G.Bezzi, 2019)

I principali limiti dell'interramento diretto del digestato rispetto alla distribuzione superficiale sono il limitato periodo utile per l'ingresso in campo e, secondariamente, la maggiore potenza richiesta per disporre della necessaria forza di trazione. Il ricorso al sistema ombelicale, tuttavia, aiuta ad ampliare il periodo utile di accesso agli appezzamenti anche in condizioni difficili. Una soluzione alternativa all'interramento diretto, seppur sicuramente meno efficiente, è rappresentata dalla minima lavorazione del terreno eseguita entro 3-5 ore dallo spandimento superficiale.

Distribuzione in superficie con dispositivi a bassa pressione

La distribuzione superficiale può essere effettuata limitando notevolmente gli impatti negativi per aerosol e odori adottando ali distributrici a bassa pressione, che possono essere installate su carro botte o su tubazione avvolgibile. In questo caso si opera a pressioni non superiori a 3-5 atmosfere all'ingresso della tubazione avvolgibile e a 1-2,5 atmosfere all'ala distributrice. I dispositivi hanno una larghezza complessiva variabile tra i 15m ed i 28m e sono in grado di garantire una ampiezza utile di lavoro fino a 28-30 m (Figura 2.x). La distribuzione avviene sia attraverso ugelli dotati di piatto deviatore e dispositivo rompigetto, sia mediante ugelli dotati di tubazioni mobili che depositano i liquami al livello del suolo. Quest'ultima

soluzione è adatta specificamente per lo spandimento di digestato chiarificato in relazione al diametro ridotto degli ugelli. Infine, sempre fra i sistemi di distribuzione superficiale a bassa pressione, la fertirrigazione con ali gocciolanti, è fra i più innovativi ed efficienti. Questo sistema, seppur richieda l'utilizzo di digestato opportunamente chiarificato ed ultrafiltrato, consente una distribuzione localizzata e dosata durante tutto il ciclo della coltura così da ridurre al minimo le perdite ed intervenire in base al bisogno. Riassumendo, diverse possono essere le soluzioni da adottare per ottimizzare l'utilizzo del digestato in relazione alle esigenze aziendali. Nella tabella sottostante sono riportate le efficienze di abbattimento delle emissioni di ammoniaca con le diverse tecniche descritte e la loro idoneità in relazione al tipo di colture.

TECNICHE DI DISTRIBUZIONE <i>Distribution techniques</i>	RIDUZIONE EMISSIONI <i>Emission Reduction NH₃ (%)</i>	EPOCA DI DISTRIBUZIONE <i>Distribution Period</i>			
		Pre-Semina <i>Pre-Sowing</i>	Copertura / On crop		
			Sarchiate <i>Spring Crops</i>	Cereali <i>Cereals</i>	Prato <i>Grass</i>
RIFERIMENTO - Superficiale a bassa pressione - REFERENCE - Low pressure surface spreading	--				
Rasoterra in banda - <i>On ground spreading in band</i>	30 - 35				
Rasoterra in banda con deflettore - <i>On ground spreading in band with diverter</i>	30 - 60				
Sottosuperficiale con dischi (a solco aperto <5cm) - <i>Injection with discs (open slot <5cm)</i>	70				
Sottosuperficiale con zappette (a solco chiuso 5-10cm) - <i>Injection with trailing hose (closed slot 5-10cm)</i>	80				
Iniezione profonda (> 15cm) - <i>Deep Injection (> 15cm)</i>	90				
Incorporazione di materiale applicato in superficie - Incorporation of surface-applied material					
con aratura immediata - <i>with immediate plough</i>	90				
con aratura entro le 4 ore - <i>with ploughing within 4 hours</i>	45 - 60				
con aratura entro le 24 ore - <i>with ploughing within 24 hours</i>	30				
con minima lavorazione senza inversione della zolla - <i>with minimum tillage without clod inversion</i>	70				
Fertirrigazione superficiale (ala piovana, pivot, ranger, ali gocciolanti) - <i>Fertigation on surface (pivot, ranger, drip)</i>	65 - 95				
Fertirrigazione sub-superficiale (ali gocciolanti interrati) - <i>Sub-surface fertigation (underground drip)</i>	95 - 100				

Legenda - Caption :

- Possibile - Possible
- Consigliato - Recommended
- Sconsigliato - Discouraged
- Non applicabile - Not applicable

Tab. 2.12 - Efficienza e applicabilità delle diverse tecniche di distribuzione del digestato in relazione alla coltura (elab. CIB su dati Options for Ammonia Mitigation - Guidance from the UNECE Task Force on Reactive Nitrogen)

In conclusione, la scelta delle tecniche e, conseguentemente, dei cantieri di distribuzione del digestato, dipende dalle colture e dal periodo di intervento e, più in generale, dalle caratteristiche dell'azienda agricola nel suo complesso (dimensioni, tipo di terreno, livello di accorpamento degli appezzamenti). Le opportunità di supporto economico offerte dal PNRR, così come quelle previste dalla nuova PAC, sono un'occasione da non perdere per le aziende agricole che

producono biogas, al fine di innovare e ottimizzare la fase di gestione agronomica del digestato. Una significativa riduzione dell'uso di concimi chimici grazie alla valorizzazione dei nutrienti contenuti nel digestato (non solo azoto), così come una significativa riduzione delle emissioni di ammoniaca (di cui l'agricoltura è la principale responsabile), sono obiettivi concretamente raggiungibili grazie alle attrezzature e alle tecnologie che il mercato offre. La fertilizzazione organica efficiente, azione fondamentale di Farming for Future, è uno sviluppo imprescindibile per l'azienda agricola sia in termini di sostenibilità economica che ambientale, con uno sguardo già proiettato al Carbon Farming.

2.2 Tipi di Digestione Anaerobica

Le tipologie di processi e di impianti di digestione anaerobica possono essere redatte in base a diverse caratteristiche; più generalmente le tecniche di digestione anaerobica si riconducono a due tipologie principali:

- ad umido: quando il substrato ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%;
- a secco: nel caso in cui il contenuto sale al 20%.

Se ci si trova in una condizione intermedia si può parlare di processi a semisecco, tuttavia quest'ultima situazione è poco frequente. Le diverse condizioni ottimali richieste dai batteri hanno indicato come sia opportuno, in alcuni casi, separare in due fasi la digestione anaerobica, ne consegue un'ulteriore distinzione dei processi:

- processo monostadio: tutto avviene in un unico reattore;
- processo bistadio: due reattori distinti con condizioni diverse. Nel primo avvengono idrolisi e acidificazione, nel secondo acetogenesi e metanogenesi.

I reattori monostadio hanno costi di costruzione più bassi, ma anche meno controllo, in quanto ogni fase di reazione ha un mix batterico diverso e richiede un PH specifico per un funzionamento ottimale. Le reazioni biologiche di specie diverse possono essere in concorrenza diretta tra loro. Pertanto, i batteri acidogeni, per l'abbassamento del PH, possono inibire la fase metanogenica e quindi può essere

utile la digestione separata in due fasi. Nei reattori a due stadi, i primi tre stadi di reazione si verificano in un recipiente e vengono poi trasferiti ad un secondo recipiente per la metanogenesi⁷¹.

Ulteriori suddivisioni possono essere effettuate in base all'alimentazione del reattore, che può essere continua o discontinua (batch), e al tipo di reattore utilizzato: CSTR (continuous stirred tank reactor) e PFR (plug flow reactor). Un sistema molto semplice è rappresentato dall'utilizzo di una vasca coperta, tuttavia dispersioni termiche e l'assenza di miscelazione richiedono tempi di permanenza più lunghi.

Di seguito sono riportati tre schemi d'impianto, rispettivamente:

- sistema con vasca coperta e riscaldata (figura 3.8);
- sistema con reattore CSTR (figura 2.13);
- sistema con reattore PFR (figura 2.14).

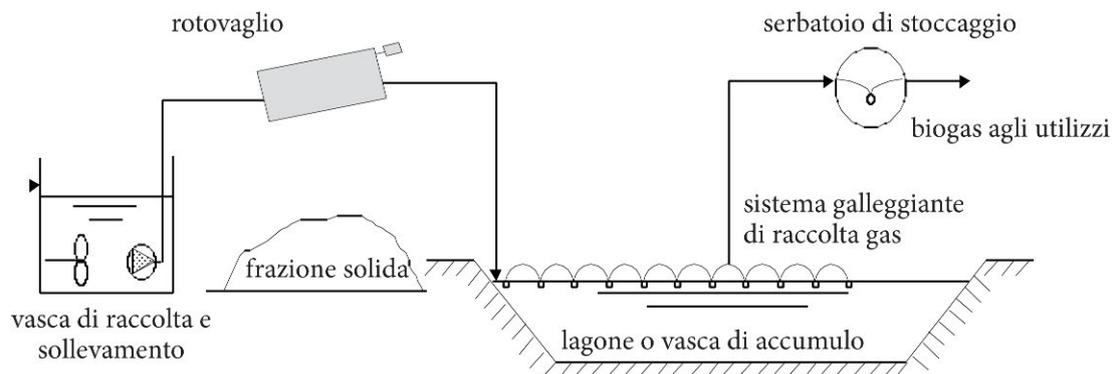


Fig. 2.13 - Sistema con vasca coperta e riscaldata

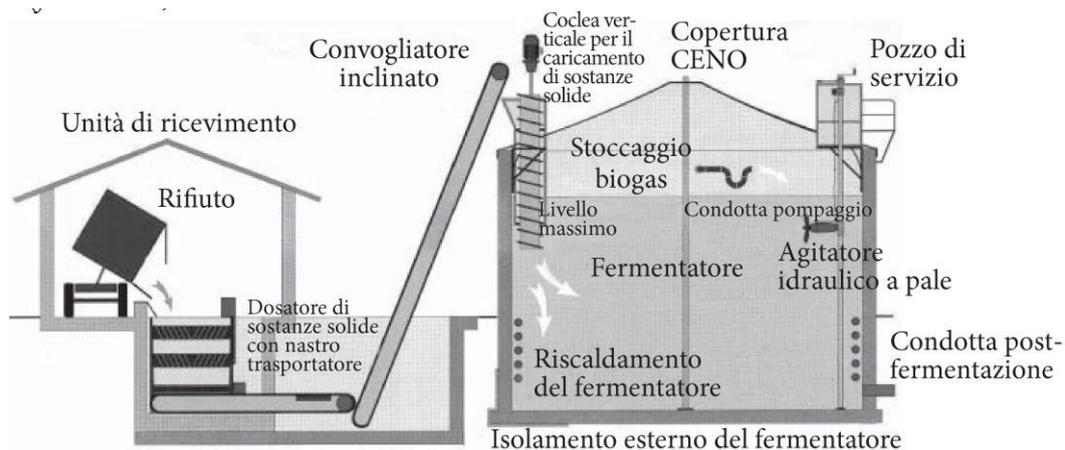


Fig. 2.14 - Reattore CSTR

Il reattore CSTR si basa sul modello fluidodinamico della fase perfettamente miscelata. Tale ipotesi comporta che all'interno del reattore la composizione sia omogenea ed uguale alla composizione uscente; ciò porta all'uguaglianza della concentrazione nelle correnti in uscita e dunque a poterle ridurre ad un'unica corrente. CSTR è l'acronimo di continuous stirred tank reactor, che significa reattore agitato ad alimentazione continua, viene usato solitamente nei processi umido e a semisecco.

Introducendo un ricircolo al reattore dopo un'opportuna separazione, è possibile reintegrare parte della biomassa microbica che altrimenti verrebbe espulsa.

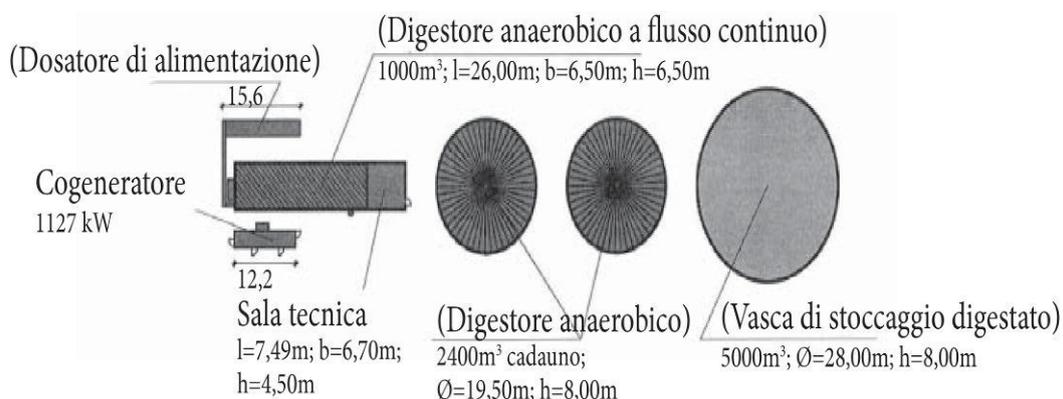


Fig. 2.15 - Reattore PFR.

Il modello fluidodinamico su cui si basa il PFR è definito corrente monodimensionale e si basa sull'ipotesi semplificativa che la concentrazione lungo una sezione trasversale del reattore sia costante. I processi diffusivi vengono trascurati. Si può tuttavia tener conto della diffusione in direzione assiale (corrente monodimensionale con diffusione assiale). La composizione varia lungo l'asse del reattore. La configurazione senza ricircolo è teoricamente possibile, con i reagenti considerati, se la concentrazione iniziale di biomassa microbica risulta diversa da zero. Per questo motivo la soluzione comunemente adottata prevede il ricircolo di biomassa al reattore. Il processo con reattore del tipo plug flow si utilizza maggiormente nei processi a secco. In questo modo si evitano problemi legati alla perfetta miscelazione richiesta invece nel CSTR. Analogamente alle precedenti soluzioni si prevede una separazione solido-liquido e un ricircolo per non far diminuire la biomassa attiva all'interno del reattore.

2.3 Quadro normativo

2.3.1 Premessa

Il presente quadro normativo riguarda gli incentivi per la produzione di biogas, in particolare:

- la definizione di rifiuto e sottoprodotto⁸⁶;
- Il passaggio dal sistema di incentivazione con Certificati Verdi alla tariffa omnicomprensiva;
- gli incentivi per sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quali biomassa, biogas, e bioliquidi sostenibili⁸⁷.
- Il Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. D.Lgs Red II)^d. Il decreto, oltre a prevedere gli interventi di recepimento della Direttiva Red 2, contiene una serie di disposizioni che danno attuazione ad alcune misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

2.3.2 Rifiuto e sottoprodotto

Non tutti i residui di produzione sono giuridicamente "rifiuti". Infatti, alcuni di essi non acquistano mai la natura di rifiuto, altri invece la perdono all'esito di un

procedimento di recupero. In particolare, ai sensi della vigente normativa dei “rifiuti” godono di un regime di favore per la loro gestione. Il fatto che una sostanza sia un materiale residuale di produzione o di consumo costituisce un indizio che si tratti di un rifiuto, e la sola circostanza che una sostanza sia destinata a essere riutilizzata, o possa esserlo, non può essere determinante per la sua qualifica o meno come rifiuto. Tuttavia, in determinate situazioni, un bene, un materiale o una materia prima che deriva da un processo di estrazione o di fabbricazione che non è principalmente destinato a produrlo può costituire non tanto un residuo, quanto un sottoprodotto. L’Art. 12 del D.Lgs. 205/2010, introduce l’Art. 184 bis nel D.Lgs. 152/2006 (Testo Unico Ambientale), che chiarisce il concetto di sottoprodotto e lo rende nettamente distinguibile dal concetto di rifiuto definito nell’Art. 10 del D.Lgs. 205/2010, che sostituisce l’Art. 183 del D.Lgs. 152/2006.

2.3.2.2 Art. 10 D.Lgs. 205/2010

(Modifiche all’articolo 183 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152)

Si intende per:

- a) “rifiuto”: qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l’intenzione o abbia l’obbligo di disfarsi;
- b) “sottoprodotto”: qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa le condizioni di cui all’articolo 184- *bis*, comma 1, o che rispetta i criteri stabiliti in base all’articolo 184-*bis*, comma 2.

2.3.2.3 Art. 12 D.Lgs. 205/2010

(Sottoprodotto e cessazione della qualifica di rifiuto)

Articolo 184-bis:

Sottoprodotto

È un sottoprodotto e non un rifiuto ai sensi dell’articolo 183, comma 1, lettera a), qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa tutte le seguenti condizioni:

- a) la sostanza o l’oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;

- b) è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;
- c) la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
- d) l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

Se, oltre alla mera possibilità di riutilizzare la sostanza di cui trattasi, il detentore consegue un vantaggio economico nel farlo, la probabilità di tale riutilizzo è alta. In un'ipotesi del genere la sostanza in questione non può più essere considerata un onere di cui il detentore cerchi di «disfarsi», bensì un autentico prodotto.

In conclusione un bene, un materiale o una materia prima risultante da un processo di fabbricazione che non è destinato a produrlo può essere considerato come un sottoprodotto di cui il detentore non desidera disfarsi solo se il suo riutilizzo, incluso quello per i bisogni di operatori economici diversi da colui che l'ha prodotto, è non semplicemente eventuale, ma certo, non necessita di trasformazione preliminare e interviene nel corso del processo di produzione o di utilizzazione.

2.3.4 Certificati verdi

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal D. Lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento). Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il

possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi

due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

Il mercato dei certificati verdi, organizzato dal GME, garantisce: liquidità: il GSE, ai sensi dell'articolo 9 del D.M. 24 ottobre 2005, offrirà i certificati verdi emessi a proprio favore sul mercato organizzato dal GME; trasparenza: i prezzi che si formeranno sul mercato saranno pubblici e accessibili a tutti;

sicurezza: il GME opera sul mercato in qualità di CONTROPARTE CENTRALE e garantisce il buon fine delle operazioni. Il produttore può richiedere l'emissione dei Certificati Verdi a valle dell'esito positivo della procedura di "qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili" (qualifica IAFR). Solo per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) con esclusione della fonte solare può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Omnicomprensiva.

2.3.5 Evoluzione del sistema degli incentivi

Il D. lgs. 79/99, art. 11, prevede che, dal 2002, produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere ogni anno in rete una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale quota è pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo. La Legge Finanziaria 2008 ha successivamente previsto che nel periodo 2007-2012, la quota fosse incrementata dello 0,75% annuo.

Secondo quanto disposto dalla legge 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi dodici anni di esercizio. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, “di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE” ha riformato il sistema di incentivazione dell’energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedendo, tra l’altro, che l’attuale sistema di mercato basato sui certificati verdi venga sostituito gradualmente da un sistema di tipo feed-in tariff. Tra le principali novità, è previsto che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che entreranno in funzione entro il 31 dicembre del 2012, al fine di tutelarne gli investimenti in via di completamento, continueranno a ricevere CV mentre, a partire dal 2013, i nuovi impianti riceveranno una tariffa fissa relativamente all’energia prodotta, sulla base di criteri generali che dovranno assicurare un’equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio. La durata dell’incentivo sarà, inoltre, pari alla vita media utile della specifica tecnologia dell’impianto. L’incentivo dovrà essere costante per tutto il periodo di incentivazione e dovrà essere assegnato tramite contratti di diritto privato con il GSE:

- l’entità dell’incentivo, per gli impianti al di sotto di una certa soglia, che sarà diversa da fonte a fonte e comunque non superiore ai 5 MW elettrici, sarà differenziato per le diverse tecnologie e sarà pari a quello in vigore nel momento in cui l’impianto entrerà in funzione;
- per gli impianti di taglia superiore alla soglia di cui al punto precedente, l’incentivo verrà determinato attraverso delle aste al ribasso, ciascuna relativa ad un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tecnologia, organizzate dal GSE.

Il Decreto prevede inoltre, per i produttori e importatori da fonti convenzionali, che

la percentuale di quota di obbligo di energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11, commi 1 e 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79) da immettere in rete , pari al 7,55% per il 2012, si riduca linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi per l'anno 2015.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 recante “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche” (DM FER elettriche), che ha dato attuazione all'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha successivamente previsto:

- relativamente agli impianti incentivati attraverso il riconoscimento dei CV, per il periodo successivo al 2015, la conversione in incentivo del diritto ai CV secondo specifiche modalità definite dal GSE e pubblicate sul proprio sito internet;
- in ciascuno degli anni dal 2013 al 2016, l'offerta da parte del GSE ai soggetti sottoposti all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79 del 1999, dei CV ritirati ai sensi del medesimo decreto 6 luglio 2012, a un prezzo pari a quello di ritiro e che le operazioni relative a tale compravendita si svolgono mediante il Mercato dei Certificati Verdi gestito dal GME.

I CV relativi a produzioni antecedenti al 2013 vengono rilasciati a consuntivo o a compensazione nel caso si siano ottenuti CV a preventivo. I produttori che hanno richiesto l'emissione di Certificati Verdi a preventivo sono sempre tenuti, successivamente, a compensare l'emissione e a inviare copia della dichiarazione annuale di consumo presentata all'Agenzia delle Dogane, attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i Certificati Verdi, così come definito nella “Procedura applicativa per l'emissione, la gestione e il ritiro dei certificati verdi”.

Il DM 6 luglio 2012 ha inoltre previsto che, a partire dal 2013, l'emissione dei Certificati Verdi avvenga a partire dalle misure trasmesse mensilmente da parte dei gestori di rete e pertanto non sono più previste le modalità di emissione dei CV a preventivo sulla base di garanzia sulla producibilità attesa o sulla base di

garanzia

fideiussoria.

2.3.6 DM 6 Luglio 2012: “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche”

Con la pubblicazione nel supplemento ordinario n. 143 della Gazzetta Ufficiale n. 159, del 10/07/2012, è stato introdotto il decreto 6 luglio 2012 del Ministro dello Sviluppo Economico di “Attuazione dell’art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”.

Le modifiche apportate al quadro d’incentivazione sono sostanziali e determinano un deciso cambiamento rispetto al sistema precedente, alla luce della necessità di un maggiore controllo sul piano di sviluppo energetico del paese e sulle spese che la collettività deve sostenere per promuovere tale sviluppo.

2.3.6.1 Inquadramento normativo e considerazioni preliminari

Il nuovo sistema di incentivazione della produzione energetica da fonti rinnovabili si inquadra in un contesto europeo definito dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, attuato in Italia con D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28. Oltre a ciò vanno tenuti in considerazione in particolare il decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011, di definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento e il Piano d’Azione Nazionale sulle energie rinnovabili (PAN), adottato dal Governo nel giugno 2010, nel quale il predetto obiettivo del 17% è scomposto nei tre settori principali: calore, trasporti ed energia elettrica, per il quale ultimo settore è stabilito un obiettivo al 2020 del 26% del consumo da coprire tramite energia rinnovabile (circa 100 TWh/anno).

Il decreto è stato emanato sulla base di alcune considerazioni preliminari che è interessante mettere in luce:

- l’Italia è in anticipo sugli obiettivi cosiddetti “20-20-20”, poiché la capacità installata a fine 2011 è in grado di assicurare una produzione di circa 94 TWh/anno, a fronte dell’obiettivo di 100 TWh/anno previsto al 2020;

- vi è necessità di dare maggiore impulso a modalità, in media, economicamente più efficienti quali i settori calore e trasporti e l'efficienza energetica;
- c'è stata una forte diminuzione del costo d'investimento negli impianti (solari in particolare), dovuta ai notevoli progressi tecnologici;
- i livelli degli incentivi negli altri paesi europei sono mediamente più bassi di quelli che l'Italia ha corrisposto negli ultimi anni;
- vi è la necessità di un rilancio dello sviluppo delle energie rinnovabili con un approccio alla crescita più virtuoso, basato sull'efficienza dei costi e sulla massimizzazione del ritorno economico e ambientale per il paese;
- a differenza di molti Paesi d'Europa che, a causa della crisi finanziaria, hanno sospeso a tempo indeterminato gli incentivi sui nuovi impianti, l'Italia intende continuare lo sviluppo delle energie rinnovabili, ma con un approccio più efficiente;
- il mix di energie rinnovabili per il futuro dovrà favorire le tecnologie più vantaggiose in termini di minor costo unitario, maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese e minor impatto ambientale e sulle reti elettriche;
- visto l'anticipo sugli obiettivi previsti, si ritiene che il nuovo target di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2020 possa essere pari al 32-35% dei consumi elettrici totali;
- per garantire una maggiore prevedibilità e sostenibilità degli oneri d'incentivazione, è necessario introdurre, accanto alla riduzione degli incentivi, meccanismi specifici per tenere i volumi di sviluppo sotto controllo - introduzione di aste al ribasso per impianti sopra a 5 MW (sopra a 10 MW per l'idroelettrico e sopra a 20 MW per l'Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche geotermoelettrico) e di registri nazionali per potenze superiori a soglie minime differenziate per fonte e tecnologia;
- alla luce della crescente quantità di energia da fonti rinnovabili immessa in rete, è opportuno adottare una tariffa di tipo feed-in premium;
- per i piccoli impianti è possibile mantenere il meccanismo d'incentivazione con ritiro onnicomprensivo, al fine di semplificare l'esercizio;
- è necessario assicurare adeguata capacità di realizzazione di impianti di

- termovalorizzazione dei rifiuti solidi urbani;
- gli interventi di rifacimento devono essere esclusi dai meccanismi delle aste;
 - è necessario differenziare la vita utile d'impianto in funzione della tipologia d'impianto;
 - per ciò che riguarda il passaggio da certificati verdi a tariffa dopo il 2015, è necessario utilizzare lo stesso sistema di incentivo per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013, prendendo come incentivo fisso il 78% del prezzo di riferimento dei certificati verdi, con specifica attenzione agli impianti alimentati da biomasse e agli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero;
 - essendo necessario fornire una prospettiva di lungo termine al settore, gli incentivi del decreto in oggetto devono applicarsi fino al raggiungimento del tetto di spesa programmato al 2020;
 - è necessario dare evidenza dei costi di sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, in modo da incrementare la trasparenza sugli oneri indotti sulle tariffe dell'energia elettrica;
 - è opportuno introdurre misure di semplificazione nelle procedure di accesso agli incentivi.
 - Per tali motivi, durante la primavera e l'inizio dell'estate 2012, il Parlamento Italiano ed i Ministeri competenti hanno valutato e discusso una serie di proposte di modifica dei criteri di incentivazione sopra ricordati.
 - In conclusione, con la seduta del 6 luglio 2012 il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha approvato in via definitiva il decreto 6 luglio 2012.

2.3.6.2 Un po' di storia: le novità del D.M. 6 Luglio 2012

Le principali novità introdotte dal decreto sono:

- l'imposizione del tetto massimo del costo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti a fonte rinnovabile, con esclusione di quelli fotovoltaici, fissato a 5,8 miliardi di euro l'anno;
- il contingentamento annuo già definito per gli anni 2013-2015;

- la riduzione degli incentivi per riassetarsi alla media europea e spostamento degli stessi dal fotovoltaico verso le tecnologie più vantaggiose;
- l'introduzione dei registri per gli impianti di potenza compresa fra un valore minimo differenziato per fonte e tecnologia e 5 MW (10 MW nel caso di fonti idroelettriche, 20 MW per fonti geotermoelettriche);
- l'introduzione delle procedure d'asta al ribasso per gli impianti con potenza superiore a 5 MW (10 MW nel caso di fonti idroelettriche, 20 MW per fonti geotermoelettriche);
- il mantenimento dell'incentivazione agli impianti solari termodinamici stabilita nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 aprile 2008, con aumento degli incentivi;
- ritiro dell'energia con tariffa onnicomprensiva per impianti di potenza inferiore ad 1MW;
- erogazione dell'incentivo spettante in riferimento alla produzione netta immessa in rete per impianti di potenza superiore ad 1MW;
- differenziazione negli impianti alimentati a biomasse e biogas in funzione dell'utilizzo di prodotti, sottoprodotti o rifiuti;
- premio per cogenerazione ad alto rendimento (CHP);
- premi per impianti di potenza compresa fra 1 e 5 MW per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e per gli impianti alimentati da biomasse da filiera nazionale, cumulabili fra loro e con i premi CHP;
- incentivazione separata per la produzione di energia da impianti oggetto di interventi di rifacimento totale o parziale e da impianti ibridi;
- graduale passaggio, negli anni fra il 2013 ed il 2015, dal sistema di incentivazione con certificati verdi alla tariffa onnicomprensiva; introduzione di un contributo per le spese di istruttoria e di oneri di gestione;
- introduzione di premi per applicazioni e tecnologie avanzate (geotermia e biogas in regime di cogenerazione ad alto rendimento).

2.3.6.2 Incentivazione della produzione elettrica da fonte rinnovabile: quadro aggiornato

Possono accedere agli incentivi gli impianti di potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento che entrano in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

Il presente decreto ha infatti la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso semplici e stabili, che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione in misura adeguata al perseguimento dei relativi obiettivi, stabiliti nei Piani di azione per le energie rinnovabili di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Gli impianti con accesso diretto ai meccanismi di incentivazione sono:

- a) gli impianti eolici e alimentati dalla fonte oceanica di potenza fino a 60 kW;
- b) gli impianti idroelettrici di potenza nominale di concessione fino a 50 kW;
- c) gli impianti alimentati a biomassa, mediante prodotti o sottoprodotti di origine biologica, di potenza fino a 200 kW e gli impianti a biogas fino a 100 kW;
- d) impianti oggetto di potenziamento se l'incremento di potenze non eccede i limiti ai punti a), b) e c) a seconda delle tipologie d'impianto;
- e) gli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo- saccarifero;
- f) centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale, con fluidi geotermici a media ed alta entalpia finalizzati alla sperimentazione, e impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza, e comunque con emissioni nulle, con potenza nominale installata non superiore a 5 MW;
- g) impianti oggetto di rifacimento aventi potenza complessiva non eccedente i limiti ai punti a), b) e c) a seconda delle tipologie d'impianto;
- h) gli impianti realizzati con procedure ad evidenza pubblica da Amministrazioni pubbliche, aventi potenza fino al doppio del livello massimo indicato alle lettere a), b) e c).

2.3.6.3 Determinazione degli incentivi per impianti nuovi

Gli incentivi sono riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha accesso agli incentivi. Gli incentivi, vengono erogati sulla base della Tabella 1.10, e in base alla potenza dell'impianto sono previsti due distinti meccanismi incentivanti:

- una tariffa incentivante onnicomprensiva (T_o) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. riduzione emissioni).

$$T_o = T_b + P_r$$

dove:

T_b è la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto;

P_r è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto.

L'energia immessa in rete dagli impianti che accedono alla tariffa onnicomprensiva risulta nella disponibilità del GSE e non del produttore.

- un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa onnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto).

$$I = T_b + P_r - P_z$$

dove:

T_b è la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto dalla Tabella 1.10, ridotta secondo quanto previsto all'articolo 7, comma 1, nonché, qualora l'impianto abbia partecipato con esito positivo a una procedura d'asta, ridotta della percentuale aggiudicata nella medesima procedura;

P_r è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto;

P_z è il prezzo zonale orario, della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto ed è assunto pari a zero se negativo.

L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Il Decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui. Nella seguente tabella è indicato, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013. Nella stessa tabella sono individuate le vite medie utili convenzionali degli impianti, cui corrisponde il relativo periodo di incentivazione. Le tariffe si riducono del 2% all'anno a partire dal 2014, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste. Il valore della tariffa incentivante base spettante è quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto. La tariffa omnicomprensiva o l'incentivo, calcolati dal valore della tariffa incentivante base, saranno erogati dal GSE a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale.

Tab.2.3 - Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti base e incentivi per i nuovi impianti a bioenergie.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Vita utile degli impianti	Tariffa incentivante base Tb
		kW	anni	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291
		20<P≤200	20	268
		200<P≤1000	20	149
		1000<P≤5000	20	135
		P>5000	20	127
	Off-shore	1<P≤5000	25	176
		P>5000	25	165
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257
		20<P≤500	20	219
		500<P≤1000	20	155
		1000<P≤10000	25	129
		P>10000	30	119
	a bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101
		P>10000	30	96
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)		1<P≤5000	15	300
		P>5000	20	194
Geotermica		1<P≤1000	20	135
		1000<P≤20000	25	99

		P>20000	25	85
Gas di discarica		1<P≤1000	20	99
		1000<P≤5000	20	94
		P>5000	20	90
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	20	111
		1000<P≤5000	20	88
		P>5000	20	85
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180
		300<P≤600	20	160
		600<P≤1000	20	140
		1000<P≤5000	20	104
		P>5000	20	91
	b) sottoprodotti di origine biologica di	1<P≤300	20	236
		300<P≤600	20	206
		600<P≤1000	20	178
		1000<P≤5000	20	125
	cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	P>5000	20	101
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤1000	20	216
		1000<P≤5000	20	109
		P>5000	20	85
	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229
		300<P≤1000	20	180
		1000<P≤5000	20	133
		P>5000	20	122
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui	1<P≤300	20	257
		300<P≤1000	20	209
		1000<P≤5000	20	161

Biomasse	alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	P>5000	20	145
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤5000	20	174
		P>5000	20	125
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	20	121
		P>5000	20	110

Come si può evincere dalla tabella sovrastante, gli impianti di piccola taglia risultano essere più incentivati, nonché l'utilizzo di sottoprodotti di origine biologica, (236 €/MWh per impianti con potenza compresa tra 1 e 300 KW). Dunque la normativa stabilisce che l'incentivo (euro per MWh generati) diminuisce all'aumentare della taglia dell'impianto e che le installazioni di potenza fino a 100 KW che impiegano prodotti di origine biologica accedono direttamente agli incentivi. In passato il sistema era molto più incentivato (circa 270 €/MWh), ma in compenso attualmente in alimentazione si può utilizzare un rifiuto, il cui corretto smaltimento da parte di chi lo produce può rappresentare un costo non indifferente; dunque chi produce biogas riceve una certa quota dal produttore del rifiuto per smaltirlo.

2.3.6.4 Modalità di accesso agli incentivi

Sono previste quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della fonte, della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

- Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso;
- Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;
- Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili);

In caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde all'incremento di potenza a seguito dell'intervento.

2.3.6.5 Conversione del diritto ai certificati verdi in incentivo

L'incentivazione mediante assegnazione dei Certificati Verdi, verrà definitivamente sostituita dall'attuale forma d'incentivo nell'anno 2015. Ciò significa che gli impianti realizzati entro il 31 dicembre 2012, che hanno maturato il diritto a fruire dei certificati verdi, usufruiranno dopo tale data di un incentivo per il residuo periodo di

diritto ai certificati verdi (successivo al 2015). Tale incentivo I sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento, aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia, è calcolato secondo la formula

$$I = k \cdot (180 - Re) \cdot 0.78$$

dove $k = 1$ per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007, k è pari al coefficiente applicabile alla medesima produzione per gli impianti entrati in esercizio successivamente (legge n. 244 del 2007), mentre Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG, registrato nell'anno precedente. Nel caso degli impianti a cogenerazione abbinati a teleriscaldamento entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 si applicano le stesse regole, ma l'incentivo I viene calcolato mediante la formula

$$I = (D - Re)$$

dove D è la somma del prezzo medio di mercato dei certificati verdi per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento e del prezzo di cessione dell'energia registrati nell'anno 2012, mentre Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG, registrato nell'anno precedente. Per la produzione di energia elettrica da impianti a biomasse, esclusi gli impianti a biogas, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, il prezzo di cessione dell'energia elettrica Re per il calcolo dell'incentivo è fisso pari a quello registrato nell'anno 2012.

2.3.6.6 Disposizioni specifiche biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili (Art. 8)

Per gli impianti alimentati a biomasse e a biogas, al fine di determinare la tariffa incentivante di riferimento, il GSE identifica, sulla base dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, da quale delle seguenti tipologie è alimentato l'impianto:

- a) prodotti di origine biologica;
- b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla tabella seguente;
- c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente;
- d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi dalla lettera c).

Tab.2.4 - Elenco sottoprodotti/rifiuti utilizzabili negli impianti a biomasse e biogas.

ELENCO SOTTOPRODOTTI/RIFIUTI UTILIZZABILI NEGLI IMPIANTI A BIOMASSE E BIOGAS	
<i>1. Sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano - Reg. Ce 1069/2009</i>	
<i>1.1 classificati di Cat. 3 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011):</i>	
carcasse e parti di animali macellati non destinati al consumo umano per motivi commerciali;	prodotti di origine animale o prodotti alimentari contenenti prodotti di origine animale non più destinati al consumo umano per motivi commerciali o a causa di problemi di fabbricazione o difetti che non presentano rischi per la salute pubblica o degli animali;
sottoprodotti di origine animale derivanti dalla fabbricazione di	sangue che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili
prodotti destinati al consumo umano, compresi ciccioli, fanghi da centrifuga o da separatore risultanti dalla lavorazione del latte;	all'uomo o agli animali;
tessuto adiposo di animali che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili all'uomo o agli animali;	rifiuti da cucina e ristorazione;
sottoprodotti di animali acquatici;	
<i>1.2 classificati di Cat. 2 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011)</i>	
stallatico (escrementi e/o urina di animali, guano non mineralizzato, ecc.);	tubo digerente e suo contenuto;

Farine di carne e d'ossa ;	sottoprodotti di origine animale raccolti nell'ambito del trattamento delle acque reflue a norma delle misure di attuazione adottate conformemente all'articolo 27, primo comma, lettera c):
da stabilimenti o impianti che trasformano materiali di categoria 2; o da macelli diversi da quelli disciplinati dall'articolo 8, lettera e);	
<i>1.3 Tutti i sottoprodotti classificati di categoria 1 ed elencati all'articolo 8 del regolamento CE n. 1069/2009 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011)</i>	
2. Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale	
effluenti zootecnici;	paglia;
pula;	stocchi;
fieni e trucioli da lettiera.	residui di campo delle aziende
	agricole;
sottoprodotti derivati dall'espianto;	sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;
sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;	potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato.
3. Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali	
sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (bucette, bacche fuori misura, ecc.);	sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, sanse di oliva disoleata, acque di vegetazione);

sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.);	sottoprodotti della trasformazione della frutta (condizionamento, sbucciatura, detorsolatura, pastazzo di agrumi , spremitura di pere, mele, pesche, noccioli, gusci, ecc.);
sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari (condizionamento, sbucciatura, confezionamento, ecc.);	sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero (borlande; melasso; polpe di bietola esauste essiccate, suppressate fresche, suppressate insilate ecc.);
sottoprodotti derivati dalla lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.);	sottoprodotti della lavorazione dei cereali (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, glutine, amido, semi spezzati, ecc.);
sottoprodotti della lavorazione di frutti e semi oleosi (pannelli di germe di granoturco, lino, vinacciolo, ecc.);	pannello di spremitura di alga;
sottoprodotti dell'industria della panificazione, della pasta alimentare, dell'industria dolciaria (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.);	sottoprodotti della torrefazione del caffè;
sottoprodotti della lavorazione della birra;	
4. Sottoprodotti provenienti da attività industriali	
sottoprodotti della lavorazione del legno per la produzione di mobili e relativi componenti.	

2.3.6.7 Premi per impianti a biogas che utilizzano tecnologie avanzate (Art.26)

- Nel caso di impianti alimentati da biomasse di cui alle lettere a) e b), di potenza compresa fra 1 MW e 5 MW, sono previsti i seguenti premi cumulabili tra loro:
 - 10 €/MWh se l'esercizio degli impianti dà luogo a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai valori obiettivo indicati nell'art.8, comma 9 del decreto;
 - 20 €/MWh se gli impianti sono alimentati da biomasse da filiera ricomprese fra le tipologie indicate in Tabella 1-B del decreto.

Gli impianti, anche oggetto di rifacimento, di qualsiasi potenza e alimentati da biomasse di cui alle lettere a) e b), possono accedere ad un premio di 30 €/MWh, qualora soddisfino i requisiti di emissione in atmosfera di cui all'Allegato 5 del decreto.

- Alla tariffa di riferimento per gli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili, operanti in cogenerazione ad alto rendimento spetta un premio così differenziato:
 - 40 €/MWh per impianti alimentati da prodotti di origine biologica o da bioliquidi sostenibili;

Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche

- 40 €/MWh per impianti a biomasse alimentati da sottoprodotti di origine biologica, qualora il calore generato sia utilizzato per il teleriscaldamento; 10 €/MWh per gli altri impianti.

Il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali predispone, avvalendosi di AGEA, una procedura semplificata per la verifica delle quantità di prodotto e sottoprodotto impiegate dal produttore, anche tramite l'effettuazione di controlli a campione. L'erogazione del contributo viene effettuata dal GSE per il minimo spettante, mentre gli incrementi previsti vengono corrisposti a conguaglio, a seguito di comunicazione di esito positivo dei controlli.

- Nel caso di impianti alimentati a biogas, operanti in regime ad alto

rendimento che prevedano il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con finalità di produrre fertilizzanti, il premio per l'assetto operativo è incrementato di 30 €/MWh. L'accesso a tale premio è previsto a condizione che:

- a) si abbia rimozione di almeno il 60% dell'azoto totale (comunicazione di spandimento);
- b) sia verificata la conformità del fertilizzante (D. Lgs. N. 75 del 2010);
- c) la produzione del fertilizzante avvenga senza apporti energetici termici da fonti non rinnovabili;
- d) le vasche di stoccaggio del digestato e quelle eventuali di alimentazione dei liquami in ingresso siano dotate di copertura impermeabile;
- e) il recupero dell'azoto non deve comportare emissioni in atmosfera di ammoniacale o altri composti ammoniacali.
 - Per impianti alimentati a biogas, di potenza fino a 600kW, in alternativa al premio di cui sopra, è possibile accedere:
 - 1) ad un premio di 20 €/MWh nel caso in cui l'impianto operi in assetto cogenerativo, venga realizzato (attraverso la realizzazione di fertilizzante) un recupero del 30% dell'azoto totale in ingresso e siano soddisfatte le condizioni di copertura delle vasche e di non emissione in atmosfera;
 - 2) ad un premio di 15 €/MWh nel caso in cui venga realizzata una rimozione pari al 40% dell'azoto totale in ingresso e siano rispettate le condizioni di copertura delle vasche e di non emissione in atmosfera.

2.3.6.8 Cumulabilità

I meccanismi di incentivazione, contenuti nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012, non sono cumulabili con altri incentivi pubblici comunque denominati, fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 26 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Il premio per la produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento, incluso il premio per la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, non è cumulabile con ulteriori incentivi all'efficienza energetica e alla produzione di energia termica.

2.3.7 DM n° 199 dell'8 novembre 2021. Attuazione della direttiva RED II (UE 2018/2001)

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. D.Lgs Red 2). Il decreto, oltre a prevedere gli interventi di recepimento della Direttiva Red 2, contiene una serie di disposizioni che danno attuazione ad alcune misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Tra le novità si segnala l'introduzione di un obiettivo minimo del 30% di utilizzo di fonti rinnovabili al 2030; obiettivo che però dovrà essere aggiornato una volta che diverrà vincolante a livello europeo la previsione di aumentare al 55% la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, rispetto al 1990. Il decreto sancisce poi i principi a cui devono attenersi i nuovi regimi di incentivi, tra cui la necessità di assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio e di garantire la maggiore semplificazione possibile delle procedure di accesso. Per quanto riguarda la produzione elettrica da fonti rinnovabili, che da diverso tempo è frenata dalla inefficacia e dalla mancanza dei decreti (cosiddetti FER1 e FER2), vengono definite le caratteristiche generali degli strumenti di incentivazione. A tale proposito la norma prevede anche la possibilità di introdurre misure per integrare i ricavi di impianti a fonti rinnovabili che continuano a produrre al termine del periodo di incentivo al fine di compensare i costi di generazione legati a quelli di approvvigionamento delle materie combustibili. Per quello che riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas che utilizzano matrici agricole, che sono impianti sicuramente di dimensione non superiore ad 1 MW di potenza e che rientrano nella categoria degli impianti innovativi o con costi di generazione elevati, il decreto prevede che entro 180 giorni dalla sua entrata in vigore siano definite le modalità per l'attuazione dei nuovi regimi di incentivazione, ossia l'emanazione del già citato decreto FER2. Le nuove procedure di selezione, i registri del GSE, dovranno prevedere dei criteri di priorità basati innanzitutto sul rispetto di requisiti di tutela dell'ambiente e del territorio e solo successivamente di una riduzione della tariffa base. In questo modo, viene correttamente riconosciuta la maggiore importanza degli impatti in

termini ambientali rispetto a quelli economici. Nuovo DM Biometano notificato a Bruxelles Sempre nel decreto legislativo si introduce, inoltre, una nuova disciplina di incentivo alla produzione di biometano, mediante il riconoscimento di tariffa di pari livello sia per l'utilizzo nei trasporti che per quello negli altri usi, che sarà determinata e disciplinata da un decreto attuativo del Ministro della transizione ecologica che dovrà prevedere anche il cumulo della tariffa con il contributo in conto capitale dei fondi stanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), e il coordinamento fino al 30 giugno 2026 con le misure relative al biometano utilizzato nei trasporti previste dal DM 2 marzo 2018. Nell'articolo si introduce anche un importante chiarimento sulle modalità di verifica dei requisiti previsti da diversi regimi di incentivo nel caso di impianti che riconvertono parzialmente la produzione a biometano. In poche parole impianti che utilizzeranno il biogas sia per produzione elettrica che per biometano dovranno rispettare le prescrizioni relative alle biomasse in ingresso basandosi su quanto risultante dal titolo autorizzativo, ma a condizione che sia rispettata la sostenibilità dell'intero mix dei materiali utilizzati nel processo di digestione anaerobica. Il decreto legislativo 199/2021 non reca solamente misure di incentivazione, ma anche una serie di interventi di semplificazione dei procedimenti autorizzativi, compresi quelli relativi alle opere funzionali alla produzione di biometano, con particolare riferimento alle infrastrutture di allaccio alla rete e alle riconversioni che comportano modifiche non sostanziali. Per quanto riguarda invece l'obbligo di utilizzare biocarburanti, vengono aumentate le percentuali, fino al 16% quello complessivo e al 8% per gli avanzati, da conseguire entro il 2030 e viene ribadita la necessità di rispettare i criteri di sostenibilità così come aggiornati dalla nuova normativa. A tale scopo dovrà essere modificato anche il decreto 14 novembre 2019, relativo al sistema nazionale di certificazione, che però continuerà ad applicarsi nelle more dell'aggiornamento e limitatamente a quanto non espressamente contrastante con le disposizioni del decreto legislativo. Auspichiamo che questo rinnovato quadro normativo permetta di delineare traiettorie di sviluppo della digestione anaerobica in agricoltura chiare e coerenti, fornendo nuovo slancio al nostro settore.

A seguito dell'approvazione del D.Lgs. Red 2, si è aperta contestualmente la fase attuativa. A novembre, il Ministro della Transizione Ecologica ha notificato alla Commissione Europea il decreto ministeriale di attuazione delle misure del PNRR per lo sviluppo della produzione di biometano. Con questo provvedimento in particolare si prevede una revisione generale del meccanismo di incentivo della produzione di biometano, i cui aspetti principali vengono di seguito sintetizzati.

2.3.6.1 Condizioni d'accesso

- Accedono ai meccanismi di incentivo tutti gli impianti nuovi o riconvertiti che completano la realizzazione delle opere ammesse a finanziamento entro il termine inderogabile del 30 giugno 2026.
- Per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022 sarà possibile optare per l'adesione al meccanismo previsto dal Decreto 2 marzo 2018 o a quello nuovo previsto dal nuovo decreto.
- Per l'accesso agli incentivi sono previste due "procedure competitive" all'anno con dei contingenti di potenza assegnati. I contingenti sono ripartiti tra impianti nuovi e riconversioni e in base alla localizzazione o meno nel Mezzogiorno. Per la presentazione della domanda è richiesto il possesso del titolo autorizzativo, il preventivo di allaccio alla rete ove previsto nonché il rispetto dei requisiti di sostenibilità.
- È espressamente richiesto che il progetto preveda la copertura degli stoccaggi, a meno che il digestato non venga direttamente inviato a compostaggio, e l'utilizzo di almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici, ma solo nel caso di impianti ubicati in Zone Vulnerabili ai Nitrati (ZVN).
- Gli impianti devono inoltre garantire la sostenibilità del biometano prodotto, con una riduzione di almeno l'80 % delle emissioni nel caso di biometano destinato ad altri usi diversi dai trasporti, dove invece è richiesto solo la riduzione del 65%, ma con l'obbligo di utilizzare solo le materie prime considerate idonee per la produzione di biocarburanti avanzati.

2.3.6.2 Meccanismo d'incentivo e tariffe

Il nuovo meccanismo di incentivo alla produzione di biometano è basato su due aspetti strettamente connessi: 40% di incentivo in conto capitale per la realizzazione degli impianti, erogato mediante i fondi del PNRR, nonché una tariffa incentivante riconosciuta sul quantitativo prodotto. Un progetto che risulti in posizione utile in una procedura competitiva avrà diritto all'erogazione di entrambi i contributi. Come già stabilito dal D.lgs Red 2, l'importo della tariffa non cambia se il biometano viene destinato al settore dei trasporti o ad altri usi diversi dai trasporti, ma è differenziata tra impianti alimentati da matrici agricole o da Forsu, per taglia di impianto e a seconda se si tratti di impianti di nuova realizzazione o di impianti riconvertiti totalmente o parzialmente. Fissato dal decreto il livello della "tariffa di riferimento", il beneficiario riceverà una "tariffa premio", pari alla differenza tra la tariffa di riferimento e il prezzo medio del gas naturale a cui si aggiunge il valore medio delle Garanzie di Origine (GO) che rimangono nella disponibilità del produttore. Solo gli impianti con capacità fino a 250 Smc/h potranno optare per una "tariffa onnicomprensiva", cedendo il biometano e le GO direttamente al GSE. La tariffa, inoltre, verrà corrisposta sulla base della "produzione netta", definita come la quantità di biometano immesso in rete gas, decurtata dei consumi energetici di origine fossile imputabili ai servizi ausiliari di impianto, ma incrementata di eventuali autoconsumi di biometano. La decurtazione per i servizi ausiliari potrà anche essere forfettaria sulla base di quanto sarà definito dalle procedure applicative che saranno emanate una volta entrato in vigore in decreto. Inoltre, per la tariffa di riferimento sono previsti dei decalage annuali per stimolare le imprese ad accedere velocemente al nuovo sistema. Si prevede in aggiunta che il meccanismo di accesso alle procedure darà l'indicazione di una percentuale di ribasso rispetto alla tariffa di riferimento. In caso le richieste di accesso siano maggiori dei contingenti messi a bando, saranno ammessi i soggetti che hanno indicato un ribasso maggiore. A parità di ribasso sarà data priorità a chi destina il biometano al settore dei trasporti e in subordine alla anteriorità di presentazione della domanda. Sono anche previste delle modalità di riallocazione dei contingenti eventualmente non utilizzati, modalità che saranno definite nelle già citate procedure.

2.3.6.3 Interventi di economia circolare

Accanto alle misure di incentivo alla produzione di biometano, il nuovo decreto disciplina anche il riconoscimento di un contributo in conto capitale pari al 40%, sempre a valere sui fondi del PNRR, per la realizzazione di una serie di interventi “complementari” alla produzione di biometano. Tra gli interventi finanziabili sono compresi: la diffusione di pratiche agro-ecologiche (minima lavorazione, distribuzione del digestato, creazione di poli consortili per la gestione di digestato ed effluenti), la sostituzione di veicoli agricoli obsoleti con veicoli alimentati esclusivamente a biometano e l’efficientamento di impianti biogas che non possono essere convertiti a biometano. I beneficiari di questi interventi, che saranno erogati sulla base di procedure a sportello meglio definite nelle procedure applicative, saranno esclusivamente imprese agricole che presentino domanda di accesso ai contributi prima dell’avvio dei lavori relativi al progetto. Come per gli impianti di biometano, anche in questo caso tutte le operazioni dovranno necessariamente concludersi non oltre il 30 giugno 2026. Anche per queste misure sono previsti contingenti annui di spesa divisi per le diverse tipologie di intervento e con una dotazione di risorse riservata alle aziende ubicate nel Mezzogiorno di Italia. La chiusura del processo normativo sia per l’emanazione definitiva del decreto attuativo sopra illustrato sia per la definizione delle procedure applicative di dettaglio che espliciteranno meglio il percorso da intraprendere permetterà di dare avvio al più presto alle misure del PNRR e rispettare i target e i milestone previsti dal Piano.

2.3.6.4 Criteri da rispettare per la sostenibilità delle bioenergie

Con la recente pubblicazione del decreto legislativo n. 199 8 novembre 2021, è stata recepita la direttiva UE 2018/2001 che promuove l’uso dell’energia da fonti rinnovabili; essa, in tema di sostenibilità delle bioenergie, introduce una serie di importanti novità che riguardano la produzione di biogas/biometano. Prima di tutto ricordiamo quali sono i requisiti (introdotti dalla RED I e confermati dalla direttiva 2018/2001), affinché una bioenergia sia ritenuta “sostenibile”:

1) i terreni da cui derivano le colture e i residui colturali impiegati rispettano precisi requisiti (secondo l'art. 29 della Direttiva, ripreso nell'art. 42 del Dlgs 199/2021); in sintesi non devono essere terreni di alto pregio in quanto ad elevato stock di carbonio (foreste, torbiere, ecc.);

2) per la sua produzione è stata emessa una quantità di CO₂ eq. inferiore di una percentuale significativa e prestabilita in funzione della sua destinazione (trasporto, energia elettrica, riscaldamento/raffrescamento) rispetto a quella associata al cosiddetto "combustibile fossile di riferimento" o "fossil fuel comparator (FFC)". A proposito di quest'ultimo punto, nella tabella che segue sono bene evidenziate le principali novità introdotte con il recepimento della direttiva 2018/2001. In primo luogo il rispetto dei requisiti di sostenibilità, inizialmente richiesto solo per il biometano come "biocarburante", è stato esteso anche al biogas/biometano destinato alla produzione di energia elettrica e alla produzione di calore.

Altre novità importanti sono, oltre all'aggiornamento dei valori di emissioni associate al Combustibile fossile di riferimento, le emissioni di CO₂ eq. associate agli effluenti zootecnici (si tiene finalmente conto delle "emissioni evitate" dal loro stoccaggio) e l'inserimento dei valori di emissioni di CO₂ eq. associate al trinciato di mais. Il rispetto e la dimostrazione della "sostenibilità" delle fonti di energia rinnovabile generate da biomassa, sono requisiti necessari e obbligatori affinché esse possano essere computate per il raggiungimento degli obiettivi europei in tema di fonti rinnovabili. Ne deriva che gli impianti di biogas, per essere i destinatari di incentivazione economica, devono a loro volta dimostrare che la bioenergia che producono è "sostenibile" e per fare questo devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi, istituito dal Decreto 14 novembre 2019 che, a sua volta dovrà essere aggiornato, come precisato nello stesso D.Lgs. 199/2021. Ricordiamo che, a livello nazionale, il tema della sostenibilità del biometano e della relativa necessità di "certificare" tale sostenibilità è stato introdotto dal Decreto 2 marzo 2018 che promuove e incentiva il biometano come biocarburante destinato ai trasporti e ne individua e distingue due tipologie, il biometano "avanzato" e quello non avanzato. Entrambe le tipologie, peraltro, prima di tutto sostenibili ai sensi del Decreto 14 Novembre 2019 e

secondo i criteri stabiliti dalla RED vigente. Dal punto di vista operativo, la dimostrazione che il biometano è sostenibile secondo i criteri sopra citati, deve essere certificato da un soggetto esterno, nello specifico da un organismo di certificazione (OdC) accreditato a tale scopo da Accredia, in conformità a quanto previsto sempre dal Decreto 14 novembre 2019. Con il recepimento della Direttiva UE 2018/2001 il percorso di certificazione della sostenibilità è stato esteso a tutte le bioenergie, in quanto, come poco sopra illustrato, devono dimostrare di essere “sostenibili”. Fatte queste premesse, appare chiaro che l’azienda agricola che intende produrre biometano per i trasporti oppure per altri impieghi, deve essere in grado di muoversi in questo nuovo e articolato contesto, già a partire dalla definizione della dieta dell’impianto in fase autorizzativa fino alla predisposizione della documentazione necessaria affinché l’OdC certifichi la “Sostenibilità” della produzione di biometano, così come richiesto per l’accesso agli incentivi. Il CIB, consapevole della complessità di questo nuovo percorso, si è subito mosso in due direzioni: da un lato ha affiancato fin dall’inizio i primi associati che hanno intrapreso la strada del biometano per i trasporti, dall’altro ha individuato in CSQA l’organismo di certificazione con cui interagire per affrontare nei dettagli la corretta applicazione di tutti gli adempimenti previsti dalle norme di settore, nate per i bioliquidi e solo successivamente integrate con il biometano. Questo doppio approccio ha permesso di agire su una serie di criticità interpretative e di individuare soluzioni condivise messe subito a fattore comune. Alla luce delle opportunità fornite dal PNRR, questo significa che sia per gli impianti biogas esistenti, sia per quelli di nuova costruzione la dimostrazione della sostenibilità della propria produzione sarà una condizione necessaria per poter accedere ai nuovi incentivi previsti dai decreti che sono in fase di definizione proprio in queste settimane, e che garantiranno la continuità del nostro settore. La verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità, pertanto, deve essere affrontata già nella fase preliminare di progettazione di un nuovo impianto o di riconversione di uno esistente, a partire dalla tipologia e delle quantità delle matrici con cui verrà alimentato il digestore. In base alle scelte in materia di dieta e di caratteristiche dell’impianto, infatti, è possibile capire se la futura produzione di biometano sia

sostenibile e possa ricevere gli incentivi. Per essere pronti a partecipare ai bandi, che saranno pubblicati nel 2022 e che daranno attuazione alle misure di finanziamento previste del PNRR (aiuti in conto capitale sino al 40% del costo di investimento), è necessario avere già effettuato tutte le valutazioni del caso in tema di rispetto dei criteri di sostenibilità. Consapevoli della delicatezza di questa fase, indispensabile perché tutte le iniziative imprenditoriali partano subito e con il piede giusto, grazie all'esperienza maturata in questi anni, il Consorzio ha previsto un servizio di consulenza di CIB Service dedicato alla sostenibilità. Con questo nuovo strumento i produttori potranno prepararsi al meglio a cogliere tutte le opportunità di sviluppo che offrirà il PNRR.

	Direttiva 2009/28/CE (RED I)	Direttiva UE 2018/2001 (RED II)
BIOGAS - BIOMETANO PER TRASPORTI		
<i>Biogas - Biomethane for transports</i>		
COMBUSTIBILE FOSSILE DI RIFERIMENTO <i>Fossil fuel comparator Reference fossil fuel</i>	83,8 g CO ₂ eq /MJ	94 g CO ₂ eq /MJ
RISPARMIO DA GARANTIRE ⁽¹⁾ <i>Savings to be ensured ⁽¹⁾</i>	60-65%	65%
BIOGAS PER ENERGIA ELETTRICA, RISCALDAMENTO/RAFFRESCAMENTO		
<i>Biogas for electricity, heat/cooling</i>		
COMBUSTIBILE FOSSILE DI RIFERIMENTO <i>Fossil fuel comparator Reference fossil fuel</i>	NON PREVISTO Not envisaged	183 gCO ₂ eq /MJ elettricità-electricity 80 g CO ₂ eq /MJ calore-heat
RISPARMIO DA GARANTIRE <i>Savings to be ensured</i>	NON PREVISTO Not envisaged	70% (dal 2021 - <i>from 2021</i>) 80% (dal 2026 - <i>from 2026</i>)

Tab. 2. - Combustibile fossile di riferimento e riduzione delle emissioni di GHG da garantire in relazione alla destinazione del biogas.

Sotto viene mostrato il flusso del Consorzio Italiano Biogas (CIB) per l'accesso ai futuri sistemi di incentivazione e ai bandi PNRR sarà la certificazione della sostenibilità del biometano:

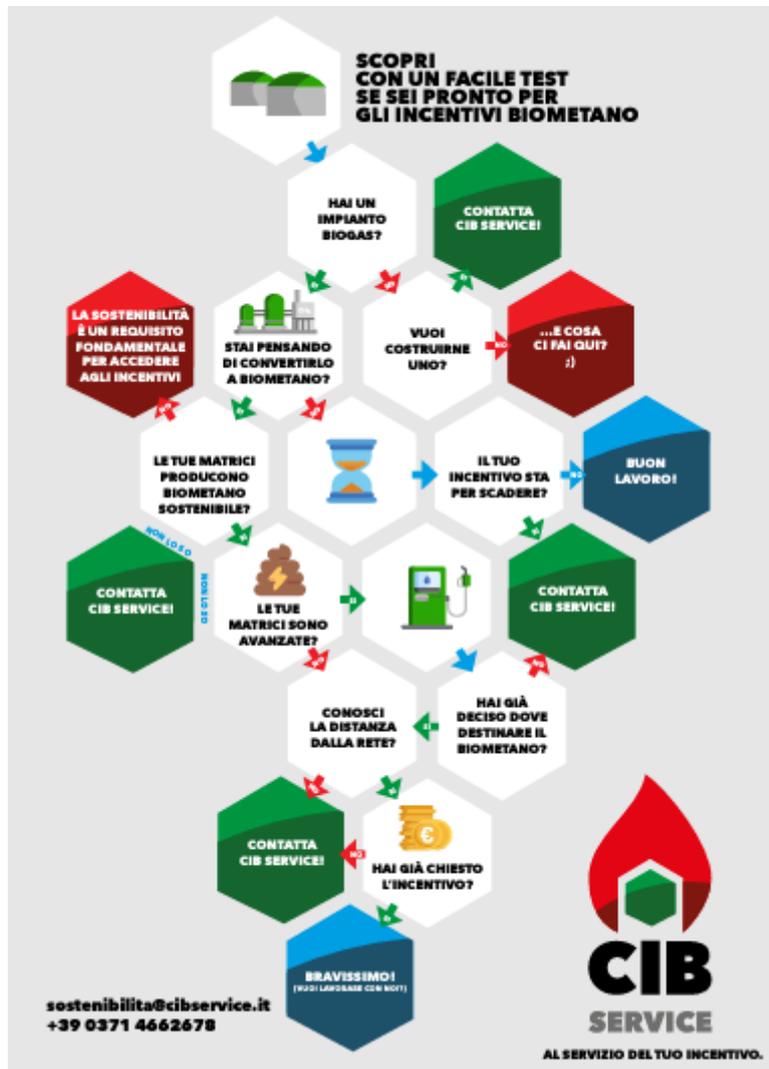


Fig. 2 - flusso del CIB per l'accesso ai futuri sistemi di incentivazione e ai bandi PNRR

2.4 Panorama impianti allestiti

2.4.1 Storia

La digestione anaerobica è un'opzione di trattamento dei rifiuti che è stata operata per diversi secoli. Nel mondo, rifiuti animali, erbacce e rifiuti agricoli sono utilizzati per produrre energia. Storicamente, il biogas è una risorsa preziosa in via di sviluppo nei paesi dell'Est, dove l'accesso all'energia è limitato e pregiato. In questi paesi, piccoli impianti di biogas producono metano dai rifiuti per il riscaldamento localizzato. Fino a 18 milioni di digestori di biogas operavano in Cina nel 2006, con un totale di biogas cinese potenziale stimato di circa 145 miliardi di m³, mentre l'India ha circa 5 milioni di piccoli impianti di biogas operanti nel 2008⁷⁸.

Recenti incentivi di politica energetica rinnovabile e la spinta verso la riduzione dei rifiuti e di gas serra hanno visto aumenti drammatici nella diffusione di tali tecnologie nel mondo. Di conseguenza, la produzione di biogas è cresciuta notevolmente negli ultimi anni, come mostra la figura 1.22.

C'è stato un notevole aumento dei tassi di installazione di impianti di digestione anaerobica di RSU in Europa negli ultimi anni, con più di 120 installati tra il 2001 e il 2010⁷³. La crescita più significativa nel settore è stata negli Stati Uniti e in Germania, che ora sono i più grandi produttori di biogas del mondo. Insieme, questi due paesi rappresentano oltre il 50% della produzione di biogas nel 2008, come mostrato nella Figura 1.23. Nel 1985, i più grandi impianti avevano una capacità di 25.000 tonnellate / anno; le capacità attuali ora superano il valore di 500.000 tonnellate / anno⁸⁸. I principali substrati di alimentazione sono mais e frumento. La maggior parte dei nuovi impianti hanno una capacità elettrica di circa 400 - 800 Kw⁷¹.

2.4.2 Digestione anaerobica: situazione impiantistica europea

In Europa la diffusione della digestione anaerobica è cominciata circa vent'anni fa nel settore della stabilizzazione dei fanghi da depurazione (si stimano circa 1600 digestori operativi attualmente nei paesi dell'Unione Europea), cui hanno fatto seguito negli anni '90 i primi impianti per la trasformazione di liquami zootecnici: attualmente oltre 2000 impianti sono operativi nei paesi della Comunità Europea, in particolare in Germania (oltre 1800), Austria, Italia, Danimarca e Svezia. Negli ultimi anni sta crescendo invece l'utilizzo della digestione anaerobica nel trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani raccolta in modo differenziato (FORSU), anche in miscela con altri scarti. In Europa circa 130 impianti di digestione anaerobica trattano ciascuno più di 2500 t/anno di frazione organica di rifiuti urbani e/o residui organici industriali.

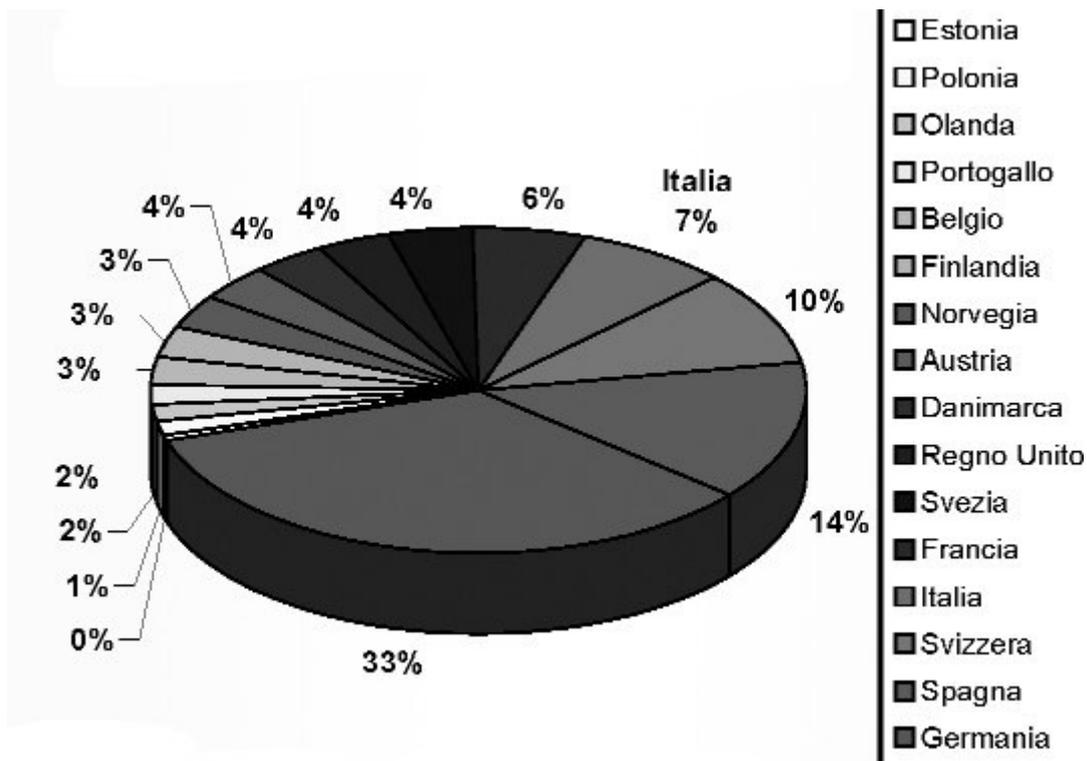


Figura 1.24 Ripartizione percentuale degli impianti Europei per Stato.

Solo di recente, però, le norme ispirate al Protocollo di Kyoto, la riforma della politica energetica dell'Unione Europea e le conseguenti legislazioni e regolamentazioni a livello nazionale, hanno dato un forte incentivo allo sviluppo di tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili sempre più competitive. Sotto il profilo ecologico la digestione anaerobica non solo consente di ridurre l'emissione di gas serra grazie alla sostituzione dell'uso di combustibili fossili con l'utilizzo di biogas, ma rappresenta anche un'importante opportunità nella strategia di gestione delle frazioni organiche dei rifiuti solidi urbani (FORSU), che la normativa obbliga ad opportuno recupero, con lo scopo di recuperarne materia e/o energia rispettivamente attraverso l'impiego agronomico dei digestati e alla combustione del biogas prodotto. In questo contesto assume particolare interesse il processo di digestione anaerobica.

Attualmente in Europa sono presenti:

- circa 1600 digestori operativi nella stabilizzazione dei fanghi di depurazione;
- circa 400 impianti di biogas per il trattamento delle acque reflue industriali ad alto carico organico;
- circa 450 impianti operativi nel recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani;
- oltre 2500 impianti operanti su liquami zootecnici in particolare in Germania (oltre 2000), Austria, Italia, Danimarca e Svezia;
- circa 130 impianti di digestione anaerobica trattano ciascuno più di 2500 t/anno di frazione organica di rifiuti urbani e/o residui organici industriali.

Attualmente Germania e Spagna sono i Paesi europei nei quali la digestione anaerobica ha avuto il maggior impulso; in Germania questo è il risultato di una forte politica di incentivazione da parte del Governo tedesco che ha fissato un prezzo per l'energia elettrica da biogas fino a 22 centesimi di euro per ogni kWh, con significativi contributi pubblici agli investimenti, ma anche ad una buona gestione integrata rifiuto – acqua; i dati al 2004, parlano di circa 2.500 impianti esistenti con una potenza elettrica installata di oltre 400 MW. Circa il 94% degli impianti di biogas operano in codigestione, trattando assieme ai liquami zootecnici

altri substrati organici, scarti dell'agroindustria, scarti domestici e della ristorazione, soprattutto colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, barbabietola da foraggio, patate ecc.) e residui colturali. Per quanto riguarda la Spagna, il forte sviluppo della digestione anaerobica è imputabile ai fondi strutturali dell'Unione Europea che hanno consentito l'adozione di massicci programmi di allestimento di impiantistica dedicata. E' opportuno sottolineare, però, che gli impianti tedeschi sono tutti di piccola-media taglia (capacità di trattamento media per impianto di poco superiore a 30.000 t/a), mentre gli impianti più grandi si trovano in Francia dove la capacità di trattamento media per impianto è superiore alle 140.000 t/a. La tendenza generale fino a questo momento è stata comunque quella di realizzare impianti di piccole dimensioni e, come si può notare dal grafico sottostante, il maggior numero degli impianti tratta meno di 20.000 t/a; la causa della scarsa diffusione di impianti estremamente grandi, è probabilmente da attribuire all'eccessivo costo iniziale di investimento o alle maggiori difficoltà gestionali.

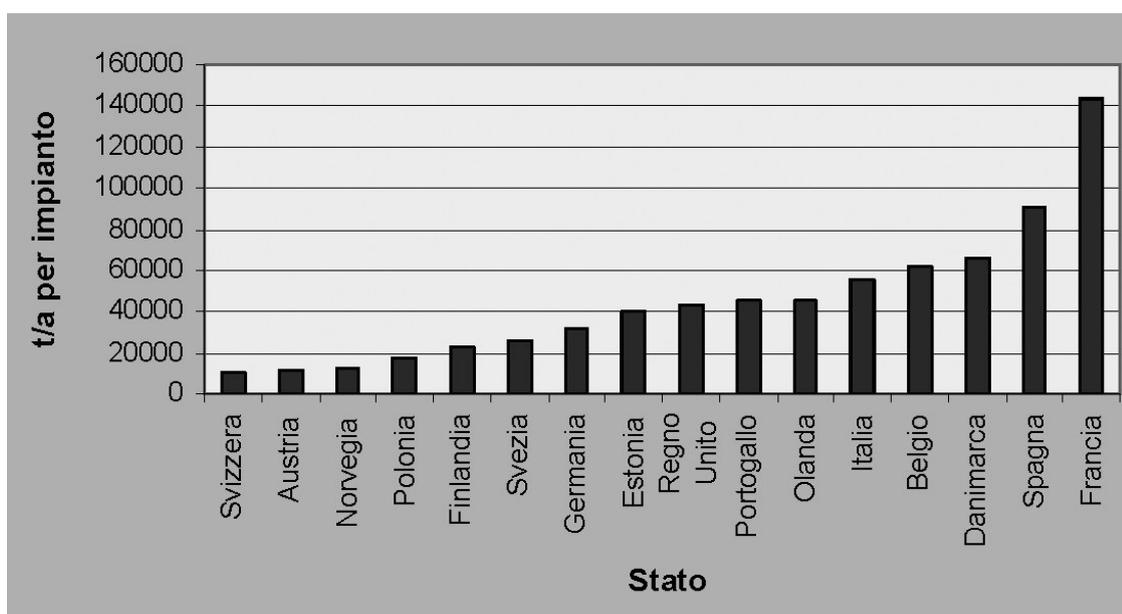


Figura 1.25 Capacità di trattamento annuo per i diversi Stati.

Anche se le rese in biogas della FORSU, paragonate alle altre matrici utilizzate, non sono particolarmente elevate, il vantaggio del suo utilizzo è rappresentato dalla facile reperibilità; in Italia nel 2006 sono state raccolte circa 2.702.500 tonnellate di FORSU e verde e, secondo una stima di APAT, nello stesso anno

solo lo 0,4 % dei rifiuti è stato trattato tramite la digestione anaerobica. Inoltre non vi è competizione commerciale per l'intercettazione della FORSU, che ad oggi rappresenta solo un costo per la collettività ed è fonte di guadagno per l'impianto che la riceve. Altre matrici, pur avendo potenziali di produzione molto elevati, sono scarsamente utilizzate a causa di alcuni problemi intrinseci, principalmente per i costi elevati o la scarsa reperibilità. Ad esempio gli scarti di macellazione e di lavorazione del pesce, oltre a richiedere onerosi pretrattamenti obbligatori, spesso risultano troppo costosi per essere sfruttati con un guadagno, soprattutto se non sono reperibili perché hanno già altri numerosi canali di utilizzo (produzione mangimi e/o concimi). Esistono però dei casi in cui queste matrici sono largamente impiegate, come in Norvegia, dove si utilizzano i numerosissimi scarti dell'industria ittica come substrato per la digestione anaerobica e addirittura si vende parte della produzione di queste matrici ad altri stati come la Danimarca; sono però realtà locali influenzate da particolari condizioni ambientali ed economiche. L'utilizzo di altre biomasse da avviare a digestione, come le materie grasse di origine vegetale (oli di palma, colza, girasole etc.) subisce la competizione dovuta alla produzione di biocarburanti da tali materie. La biomassa di scarto prodotta annualmente nei paesi dell'Unione Europea ammonta a circa 1200 milioni di tonnellate, di cui circa il 90% è costituito da deiezioni animali e il resto da rifiuti organici urbani e industriali. Per il 2020 EurObserv'ER stima una produzione di biogas di 17987 ktep (circa 209 TWh) per i 15 paesi dell'UE.

2.4.3 Digestione anaerobica: situazione impiantistica italiana

EurObserv'ER stima per l'Italia una produzione di biogas nel 2003 di 201 ktep (circa 2,3 TWh). Oltre un terzo di questa produzione è dovuta al recupero di biogas dalle discariche per RU. Per il 2020 la stima è di 1626 ktep (circa 18,9 TWh). Il fabbisogno di EE dell'Italia nel 2003 è stato di 320,7 TWh. Le biomasse interessate sono:

- deiezioni animali : 187.000.000 t/a;
- scarti agro- industriali: 12.000.000 t/a.;
- scarti di macellazione: 2.000.000 t/a;
- fanghi di depurazione: 2-3.000.000 t/a;

- fraz.org. dei R.U.: 9.000.000 t/a;
- residui colturali: 10.000.000 t SS/a;
- colture energetiche: 230.000 ha.

Diversi impianti di biogas sono stati realizzati anche nell'agro-industria, in particolare in distillerie, zuccherifici, stabilimenti per la produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari. Attualmente (al maggio 2011) sono operativi o in fase di costruzione 521 impianti che utilizzano matrici di origine agricola e/o agroindustriale⁹⁰ (CRPA, 2011), con un incremento del 91% rispetto al dato censito al marzo 2010, pari a 273 impianti. In termini di potenza elettrica installata, si è passati dai precedenti 140 MW agli attuali 350 MW, con un incremento del 150%. Se a questi si sommano gli impianti che utilizzano altre matrici organiche (FORSU, fanghi) e quelli che recuperano il biogas dalle discariche dei rifiuti urbani, si arriva ad un numero complessivo di circa 700 impianti operativi o in fase di costruzione in Italia, per un totale di circa 650 MW installati. Il potenziale di massimo sviluppo della produzione di biogas a livello nazionale è consistente: stime recenti⁹⁰, considerati i quantitativi disponibili di biomasse e di scarti di origine agro-zootecnica utilizzabili in codigestione con biomasse vegetali provenienti da coprodotti e sottoprodotti agricoli e da circa 200.000 ha di colture dedicate evidenziano un potenziale produttivo pari a circa 6,5 miliardi di m³ di gas metano equivalenti (circa l'8% del consumo attuale di gas naturale in Italia, pari alla attuale produzione nazionale di gas naturale). In termini di potenza elettrica potenzialmente installabile, si tratta di circa 2.700 MW.

È on line il Rapporto Energia da fonti rinnovabili in Italia nel quale il GSE, come ogni anno, fornisce il quadro statistico completo sulla diffusione e sugli impieghi delle fonti rinnovabili di energia (FER) in Italia.

Nel 2019 le FER sono state impiegate in maniera diffusa sia nel settore Elettrico (hanno coperto quasi il 40% della produzione lorda di energia), sia in quello Termico (20% circa), sia infine nel settore Trasporti (la relativa quota FER, monitorata ai fini del target settoriale al 2020, è pari al 9%).

La quota dei consumi energetici complessivi coperta da FER si attesta al 18,2%, al di sopra – per il sesto anno consecutivo – del target da raggiungere al 2020 fissato per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE (17%).

Quest'anno il rapporto contiene anche prime stime indicative sul 2020. In

particolare, si stima che i consumi finali lordi (CFL) da FER, nel 2020, si siano attestati intorno a 21,5 Mtep (-0,3 Mtep rispetto al 2019), mentre i CFL complessivi intorno a 108 Mtep (-13 Mtep circa rispetto al 2019). Sulla base di tali stime preliminari, la quota FER sui CFL complessivi, calcolata applicando i criteri della Direttiva 28/2009/CE, si attesterebbe intorno al 20%. L'emergenza Covid-19, riducendo i consumi finali lordi complessivi in misura più che proporzionale rispetto ai consumi finali lordi da FER, ha dunque, verosimilmente, amplificato il margine di superamento del target europeo. Anche la stima della quota FER nel settore Trasporti aumenterebbe significativamente rispetto al dato 2019, fino a raggiungere il target del 10% fissato dalla Direttiva 28 per lo stesso 2020.

2.2 Settore Elettrico – Potenza e produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2019

	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda					
		effettiva			da Direttiva 2009/28/CE*		
		TWh	ktep	Var. % sul 2018	TWh	ktep	Var. % sul 2018
Idraulica	18.982	46,3	3.982,7	-5,1%	47,1	4.045,7	0,5%
Eolica	10.715	20,2	1.737,1	14,0%	19,1	1.645,9	6,8%
Solare	20.865	23,7	2.036,9	4,6%	23,7	2.036,9	4,6%
Geotermica	813	6,1	522,3	-0,5%	6,1	522,3	-0,5%
Bioenergie	4.120	19,6	1.682,1	2,1%	19,5	1.676,4	1,9%
- Biomasse solide**	1.682	6,6	568,3	0,7%	6,6	568,3	0,7%
- Biogas	1.455	8,3	711,7	-0,3%	8,3	711,7	-0,3%
- Bioliquidi	982	4,7	402,1	9,0%	4,6	396,4	9,3%
Totale	55.495	115,8	9.961,0	1,3%	115,5	9.927,2	2,5%

Fonte: per potenza e produzione effettiva: GSE per la fonte solare, Terna per le altre fonti; per la produzione da Direttiva 2009/28/CE: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

(*) Produzioni idrica ed eolica normalizzate; contabilizzato il biometano e i soli bioliquidi sostenibili.

(**) La voce comprende la frazione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani.

N.B.: Nel corso del 2017 e del 2018 è stato prodotto ed immesso in rete biometano senza una specifica destinazione d'uso, e le regole contabili Eurostat prevedono che in questi casi i consumi di biometano siano attribuiti ai diversi settori proporzionalmente ai consumi di gas naturale. A partire dal 2019, con il dispiegarsi degli effetti del DM 2 marzo 2018, il biometano immesso in rete è sostenibile ed è interamente destinato (e dunque contabilizzato) nel settore Trasporti.

Nel 2019 la produzione lorda effettiva di energia elettrica si è attestata intorno ai 116 TWh, in aumento di circa 1,4 TWh rispetto al 2018 (+1,3%); tale dinamica è legata principalmente alla forte crescita della produzione degli impianti eolici (+14%) e solari (+4,6%), che compensa le diminuzioni registrate dalle altre fonti e

in particolare quella più rilevante, relativa alla fonte idraulica (-5,1%). La produzione calcolata secondo i criteri della Direttiva 2009/28/CE è pari invece a 115,5 TWh (9.927 ktep); la variazione rispetto al 2018 è maggiore rispetto a quella della produzione effettiva (+2,5%). La potenza efficiente lorda FER installata a fine anno nel Paese è pari a 55,5 GW (+2,2% rispetto all'anno precedente). Poco meno del 72% si concentra negli impianti idroelettrici e fotovoltaici, ai quali corrispondono produzioni effettive rispettivamente di 46,3 TWh e 23,7 TWh, pari - considerate insieme - al 60% della produzione complessiva di energia elettrica annuale da FER.

2.3 Settore Termico – Energia da fonti rinnovabili nel 2019

ktep	Consumi diretti	Produzione lorda di calore derivato		Totale	Variaz. % sul 2018
		Impianti di sola produzione	Impianti di cogenerazione		
Geotermica	130,8	20,8	-	151,6	1,7%
Solare	227,9	0,1	-	228,1	4,4%
Frazione biodegradabile dei rifiuti	287,6	-	144,8	432,4	6,4%
Biomassa solida	6.455,0	85,4	418,9	6.959,2	-0,4%
Bioliquidi	-	0,7	55,1	55,8	8,1%
- di cui sostenibili	-	-	53,2	53,2	8,8%
Biogas	36,3	0,1	274,2	310,6	21,5%
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.498,5	-	-	2.498,5	-3,8%
- di cui conteggiabile ai fini del monitoraggio obiettivi UE*	2.498,2	-	-	2.498,2	-3,8%
Totale	9.636,1	107,2	892,9	10.636,2	-0,2%
Totale ai fini del monitoraggio obiettivi UE (dir. 2009/28/CE)	9.635,9	106,4	891,0	10.633,3	-0,4%

Fonte: GSE; per gli impianti di cogenerazione: elaborazioni GSE su dati Terna

(*) Ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati dalla Direttiva 2009/28/CE può essere contabilizzata la sola energia fornita da pompe di calore con un Seasonal Performance Factor - SPF superiore a 2,5 (si veda la Decisione 2013/114/UE).

N.B.: Nel corso del 2017 e del 2018 è stato prodotto ed immesso in rete biometano senza una specifica destinazione d'uso, e le regole contabili Eurostat prevedono che in questi casi i consumi di biometano siano attribuiti ai diversi settori proporzionalmente ai consumi di gas naturale. A partire dal 2019, con il dispiegarsi degli effetti del DM 2 marzo 2018, il biometano immesso in rete è sostenibile ed è interamente destinato (e dunque contabilizzato) nel settore Trasporti.

Nel 2019 il consumi complessivi di energia da fonti rinnovabili nel settore Termico ammontano a 10,64 Mtep, corrispondenti a circa 445.300 TJ, in lievissima

diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,2%); i consumi finali lordi calcolati applicando i criteri della Direttiva 2009/28/CE risultano del tutto simili (10,63 Mtep). Il 91% del calore totale (9,64 Mtep) è consumato in modo diretto da famiglie e imprese attraverso caldaie individuali, stufe, apparecchi a pompa di calore, pannelli solari termici, ecc., mentre il restante 9% (circa 1,0 Mtep) è costituito da consumi di calore derivato (derived heat) rinnovabile, ovvero l'energia termica prodotta da impianti di conversione energetica alimentati da fonti rinnovabili e destinata al consumo di terzi (ad esempio, impianti alimentati da biomasse collegati a reti di teleriscaldamento). Rispetto al 2018, si osservano variazioni negative nelle due grandezze più rilevanti: appena significativa quella della biomassa solida (-0,4%), più rilevante quella dell'energia rinnovabile da pompe di calore (-4%).

2.4 Settore Trasporti – Biocarburanti immessi in consumo nel 2019

	Biocarburanti totali			di cui biocarburanti sostenibili		
	Quantità (tonnellate)	Energia* (ktep)	Variaz. % sul 2018	Quantità (tonnellate)	Energia* (ktep)	Variaz. % sul 2018
Biodiesel**	1.409.548	1.246	2,3%	1.409.548	1.246	2,3%
Bioetanolo	16	0,01	-98,7%	-	-	-100,0%
Bio-ETBE***	35.384	30	-4,4%	35.384	30	-4,0%
Biometano****	35.163	41	---	35.163	41	---
Totale	1.480.112	1.317,0	5,4%	1.480.096	1.317,0	5,4%

Fonte: GSE

(*) Si considerano i seguenti poteri calorifici: Biodiesel: 37 MJ/kg; Bioetanolo: 27 MJ/kg; bio-ETBE: 36 MJ/kg.

(**) Questa voce comprende anche l'olio vegetale idrotrattato e il Diesel Fischer-Tropsch.

(***) Si considera rinnovabile il 37% del carburante, conformemente a quanto dettato dall'Allegato III della Direttiva 2009/28/CE.

(****) Nel corso del 2017 e del 2018 è stato prodotto ed immesso in rete biometano non sostenibile senza una specifica destinazione d'uso, e le regole contabili Eurostat prevedono che in questi casi i consumi di biometano siano attribuiti ai diversi settori proporzionalmente ai consumi di gas naturale. A partire dal 2019, con il dispiegarsi degli effetti del DM 2 marzo 2018, il biometano immesso in rete è sostenibile ed è destinato (e dunque contabilizzato) interamente nel settore Trasporti.

Nel 2019 sono state immesse in consumo poco meno di 1,5 milioni di tonnellate di biocarburanti (+5% circa rispetto all'anno precedente); il relativo contenuto energetico ammonta a 1,32 Mtep. Il 95,2% dei biocarburanti (in tonnellate) è costituito da biodiesel; è pertanto appena significativa l'incidenza del bioETBE e del biometano (2,4%). Si registra comunque un crollo dei consumi di bioetanolo,

che da 1.200 tonnellate del 2018 scendono a sole 16 tonnellate nel 2019. Le differenze tra i biocarburanti sostenibili (ovvero quelli che, rispettando i criteri fissati dall'art. 17 della Direttiva, possono essere contabilizzati ai fini del calcolo degli obiettivi UE) e i biocarburanti complessivi sono molto contenute: i biocarburanti non sostenibili ammontano infatti a sole 16 tonnellate.

3.1.4 Numero e potenza degli impianti a fonti rinnovabili nelle regioni a fine 2019

Regione	Idraulica		Eolica		Solare	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	945	2.772	18	18,8	61.273	1.642,5
Valle d'Aosta	184	999,6	5	2,6	2.464	24,6
Lombardia	671	5.158,4	10	0,0	135.479	2.398,8
Provincia Autonoma di Trento	273	1.634,4	9	0,1	17.268	192,3
Provincia Autonoma di Bolzano	556	1.732,4	1	0,3	8.622	250,4
Veneto	396	1.172,6	15	13,4	124.085	1.995,8
Friuli Venezia Giulia	244	525,7	5	0,0	35.490	545,2
Liguria	91	92,3	33	56,5	9.470	112,8
Emilia Romagna	203	352,8	72	45,0	91.502	2.100,1
Toscana	215	374,8	123	143,3	46.041	838,2
Umbria	46	529,7	25	2,1	19.745	488,5
Marche	181	250,7	51	19,5	29.401	1.100,4
Lazio	100	411,2	68	71,3	58.775	1.385,3
Abruzzo	72	1.013,0	45	255,1	21.380	742,2
Molise	34	88,1	79	375,9	4.228	175,6
Campania	60	346,5	616	1.734,7	34.939	833,3
Puglia	9	3,7	1.168	2.571,2	51.209	2.826,5
Basilicata	17	134,3	1.413	1.293,0	8.537	371,1
Calabria	55	772,8	415	1.163,4	25.975	536,4
Sicilia	25	150,7	880	1.893,5	56.193	1.432,8
Sardegna	18	466,4	593	1.054,9	38.014	872,6
ITALIA	4.395	18.982,3	5.644	10.714,8	880.090	20.865,3

Regione	Geotermica		Bioenergie		Totale	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	-	-	312	352,7	62.548	4.786
Valle d'Aosta	-	-	8	3,1	2.661	1.029,9
Lombardia	-	-	748	932,8	136.908	8.490,1
Provincia Autonoma di Trento	-	-	42	14,5	17.592	1.841,3
Provincia Autonoma di Bolzano	-	-	158	82,0	9.337	2.065,1
Veneto	-	-	394	369,9	124.890	3.551,7
Friuli Venezia Giulia	-	-	137	140,2	35.876	1.211,1
Liguria	-	-	11	25,6	9.605	287,2
Emilia Romagna	-	-	331	639,5	92.108	3.137,3
Toscana	34	813,1	155	165,5	46.568	2.334,8
Umbria	-	-	77	48,8	19.893	1.069,0
Marche	-	-	70	38,3	29.703	1.408,9
Lazio	-	-	120	172,6	59.063	2.040,4
Abruzzo	-	-	37	31,3	21.534	2.041,6
Molise	-	-	11	46,1	4.352	685,7
Campania	-	-	94	236,9	35.709	3.151,5
Puglia	-	-	75	349,0	52.461	5.750,3
Basilicata	-	-	34	83,1	10.001	1.881,4
Calabria	-	-	46	200,6	26.491	2.673,2
Sicilia	-	-	45	73,4	57.143	3.550,4
Sardegna	-	-	41	113,9	38.666	2.507,8
ITALIA	34	813,1	2.946	4.119,7	893.109	55.495,2

Fonte: GSE per la fonte solare; Terna per le altre fonti

3.1.5 Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2019



Fig. - elaborazioni GSE su dati Terna e GSE

A fine 2019, la Lombardia è la regione con la più FER per la produzione elettrica (15,3 elevata concentrazione di potenza installata % della potenza complessiva a livello nazionale) ; MW Max di impianti tra le regioni settentrionali, seguono Piemonte (8,6 %) e Veneto (6,4%). La Toscana, grazie principalmente allo sfruttamento della risorsa geotermica, è invece la regione con maggior potenza installata nel Centro Italia (4,2%). Nel Mezzogiorno la prima regione per potenza installata è la Puglia (10,4% seguono a distanza la Sicilia (6,4%) e la Campania (5,7 % della potenza nazionale).

3. ANALISI DI CONTESTO CON ALTRE PROVE BMP

In questa sezione vengono illustrati dei casi presi come riferimento per corredo al commentario dei risultati delle prove di laboratorio effettuate.

3.1 *Digestione anaerobica di substrati organici solidi in modalità batch: una panoramica relativa alle rese di metano e alle procedure sperimentali*⁹².

All'interno di questa ricerca è stato utilizzato lo stesso procedimento per la determinazione del BMP. Differenze con il caso di laboratorio illustrato, sono:

- Caratterizzazione chimica del substrato di partenza: Composizione elementare. Un altro approccio per la caratterizzazione comporta la quantificazione del contenuto di alcuni elementi (C, O, H, N e S). Queste informazioni possono essere utilizzate per determinare la formula empirica del substrato.
- Determinazione del COD: Questo parametro è comunemente usato per caratterizzare il contenuto organico totale delle acque reflue⁹³ mentre non è frequente per SOS. Una semplice spiegazione è che sono disponibili metodi standardizzati per la misurazione del COD per l'acqua e le acque reflue. Tuttavia, le misurazioni del COD per substrati solidi sono state tradizionalmente adattate in modo specifico, in cui i campioni devono essere adeguatamente omogeneizzati e diluiti. Di recente, sono stati ottenuti buoni risultati utilizzando un metodo modificato per misurare il contenuto di COD di substrati solidi senza diluizione¹⁰⁶. Inoltre, è stato dimostrato quella performance analitica nella misurazione del COD di campioni difficili da analizzare, come substrati solidi e campioni liquidi ad alto contenuto di solidi sospesi, possono essere migliorati partecipando regolarmente ai test valutativi schemi⁹⁴. In ogni caso il COD è un parametro analitico molto importante perché è necessario per modellare l'energia bilancio di un digestore anaerobico⁹⁵.

Può essere quindi fatto un paragone della grandezza esaminata (BMP), essendo analoghe le condizioni al contorno.

Solid Organic Substrate (SOS)			Methane Yield	Reference
Name	Part	Size(mm)	(mL CH ₄ /g VS _{added})	
Seaweed		2-3	90-120	[125]
<i>Ulva</i> spp.			94-177	[13]
<i>Ulva</i> spp.		20-30	220-330	[100]

Tab.3.1 – estratta da articolo

3.2 Digestione anaerobica di biomassa per la produzione di metano⁹⁶.

Qui vengono descritti diversi processi di AD per biomasse, convergendo nel processo Biothermgas, messo a punto dall'IGT, USA. Questo combina operazioni biologiche e termochimiche per la conversione della biomassa in CH₄ con residui minimi di processo. Questo processo risulta tecnicamente superiore a qualsiasi altro processo biologico e termochimico.

Vengono valutate diverse biomasse: si riportano per confronto le informazioni in merito alla biomassa marina.

Studi recenti sulla bioconversione di macroalghe marine come potenziali fonti di CH₄, includono alghe brune *Macrocystis pyrifera*, *Sargassum*, *Laminaria* e *Ascophyllum*, alghe verdi *Ulva*, *Cladophora* e *Chaetomorpha* e alghe rosse *Gracilaria*. *Macrocystis pyrifera* (alga marrone gigante della California) è una pianta galleggiante perenne e può crescere fino a lunghezza fino a 61 m. È un produttore primario di sostanza organica e oltre 2000 specie di flora e fauna marina sono associate alle alghe lungo la California centrale e meridionale costa. È stato selezionato per il lavoro di IGT "Programma biomasse marine" promosso dal Gas Research Institute (GRI) e gli Stati Uniti Dipartimento dell'Energia (DOE). I risultati di studi sulla digestione delle alghe condotti presso l'IGT sono riassunti di seguito:

- Kelp ha un alto contenuto di acqua e cenere. L'analisi elementare ha mostrato che l'azoto il contenuto variava dallo 0,96 al 2,2% in peso, corrispondente a un intervallo C/N di 24-14, rispettivamente e rapporto C/P di 83. I maggiori componenti organici sono mannitolo,

proteine e la cellulosa e i componenti minori lo sono laminarina e fucoidina. Kelp dovrebbe essere altamente biodegradabile perché non contiene i complessi lignocellulosici refrattari tipici delle forme di biomassa terrestre;

- Alga cruda tritata (RK), trattata di base fuco (BLTK; preparato trattando tritato RK con CaCl e pressando la miscela ottenere una torta disidratata) e il succo di alga (il pressato durante la preparazione BLTK) sono stati utilizzati come feed;
- Mannitolo e algina erano i composti più biodegradabili e proteici della cellulosa il meno biodegradabile. Laminarina e coidina hanno solo un'influenza minima sull' equilibrio complessivo delle componenti;
- La formula empirica di kelp era $C_{2.32}H_{3.73}O_{1.48}$. Sulla base della stechiometria, la resa teorica per la biometanazione delle alghe era trovata intorno al valore di $BMP = 0,51 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1} \text{ VS}$ aggiunto;
- Le rese di metano erano nell'intervallo $0,31\text{-}0,34 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1} \text{ VS}$ aggiunti, pari al 55% della resa teoricamente attesa;
- Fluttuazioni stagionali dell'azoto contenuto di alghe si verificano e sono correlati al contenuto nutritivo delle acque circostanti. Altri nutrienti tra cui fosforo e gli oligoelementi non hanno avuto effetti significativi su prestazioni del digestore di alghe;
- La riduzione della dimensione delle particelle al di sotto di $0,05 \text{ cm}$ è stata eseguita non si traduce in una migliore conversione di alghe;
- I dati sull'effetto del sale indicano che gli organismi metanogeni sono stati ritardati dall'alga ipertonica si scioglie in un breve tempo di ritenzione;
- Rese di metano ed efficienze di digestione a la gamma termofila ottimale (55°C) erano superiori a quelli ottimali dell' intervallo mesofilo (40°C) negli studi batch;
- I digestori semicontinui termofili (55°C) hanno mostrato rese di CH_4

inferiore, rispetto a quelli del digestore mesofilo (35°C);

- A 35°C la resa di CH₄ del processo semicontinuo è circa tre volte maggiore del processo in batch (40°C). Al contrario, a 55°C entrambe le rese erano circa identiche;
- Per alghe grezze, aumentando il tempo di ritenzione da 10 a 18 giorni a 35°C aumenta la resa di circa il 29%. Un leggero beneficio è derivato dall'aumentando il tempo di ritenzione nella digestione termofila;
- Caricare grandi dosi di alghe durante il processo di feeding a tempi di ritenzione brevi inibisce la fermentazione;
- A 18 giorni HRT e OLR di 1,6 kg VS m⁻³ d⁻¹, c'era poca differenza nelle produzioni di metano nei processi con feeding giornaliero e alternato;
- Le rese del processo mesofilico erano più basse con un mixing continuo che con un mixing alternato;
- La biometanazione delle alghe grezze non era limitata dai nutrienti selezionati come azoto e fosforo.

Le rese di CH₄ delle due specie *Laminaria* erano circa il doppio di quelle delle *Ascophyllum*, e *Laminaria hyperborea* sembra più adatta per la produzione di CH₄^{97,98}.

Il BMP di diverse parti di *Sargassum fluitans* ha indicato che la resa di CH₄ dal gambo era la più alta tra le diverse parti della pianta, mentre nella *Sargassum pteropleuron* la resa dal gambo era la più bassa. Habig⁹⁹ ha coltivato sia *Gracilaria tikvahiae* che *Ulva* su tre diversi regimi di azoto che vanno dall'arricchimento di azoto alla carenza di azoto e ha studiato gli effetti del contenuto di azoto nella fermentazione in digestori batch. Classi a basso contenuto di azoto di ciascuna specie avevano un contenuto di carboidrati solubili maggiore delle classi arricchite. *Gracilaria* a basso contenuto di azoto conteneva una frazione di fibra neutra molto alta, ma la frazione di fibra grezza era simile per ciascuna classe di *Gracilaria*. D'altra parte, la classe *Ulva* possedeva una frazione neutra simile, ma il contenuto

di fibra grezza è diminuito con la diminuzione del contenuto di azoto. Ulva carente di azoto ha sovraperformato le classi più arricchite in termini di biogas totale e CH₄, resa e VS, mentre le colture d'azoto carenti di Gracilaria hanno prodotto rese simili di CH₄.

Contrariamente a una precedente relazione di Fannin¹⁰⁰, è stato indicato che alcune specie di alghe carenti di azoto costituiscono un substrato metanogenico molto soddisfacente. Il lotto mesofilo da Ulva indicavano che le rese variavano da 0,22 a 0,33 m³ kg⁻¹VS aggiunto e, per le Gracilaria tikvahiae, da 0,19 a 0,23 m³ kg⁻¹ VS aggiunto.

Hanisak¹⁰¹ stima a 0,13-0,2 m³kg⁻¹ VS la resa da Gracilaria tikvahiae in digestori semicontinui a 30°C. Pochi esperimenti sono stati effettuati sul digestione anaerobica di macroalghe a Venezia laguna, blend di Ulva rigida e Gracilaria confervoides. Nei digestori convenzionali ad un OLR di 1 kg VS m⁻³ d⁻¹, HRT di 20 giorni e 35°C lavato, asciugato e sminuzzato 90% Ulva e il 10% di Gracilaria ha prodotto 0,21 m³ kg⁻¹ VS e riduzione del 63% VS¹⁰². Le alghe, quando co-digerito con OF-RSW in condizioni termofile semiseccche, ha prodotto 0,21 m³ kg⁻¹ VS e 2,8 m³ CH₄m⁻³ giorno⁻¹. Hansson¹⁰³ ha ottenuto una resa di 0,255 - 0,35 m³ kg⁻¹ VS in fermentazione semicontinua della miscela di Ulva, Cladophora e Chaetomorpha a 35°C mentre la CH₄ produce nelle colture batch erano più alte, 0,35-0,48 m³ kg⁻¹ VS rispetto alla fermentazione semicontinua.

Feed	Fermenter	Temp. (°C)	HRT (days)	OLR (kg VS m ⁻³ d ⁻¹)	CH ₄ yield* (m ³ kg ⁻¹ VS ₀)	VSr (%)	Reference
<i>Ulva</i> sp.							
High tissue nitrogen	Batch 2 l	29-35	NA	NA	0.220	70.1	[104]
Moderate tissue N			NA		0.230	77.3	
Nitrogen deficient			NA		0.330	86.7	

Tab.3.2 – estratto da articolo

La tabella sottostante elenca la biomassa identificata come ottimi substrati per la produzione di metano. Ci sono circa 12 500 generi di angiosperme, 70 gimnosperme, 260 felci, 400 alghe rosse (Rhodophyta), 190 alghe brune (Phaeophyta) e 360 alghe verdi (Chloro phyta) che vivono attualmente sulla terra.

Table 9. Literature data of biomass with high yields of methane

Biomass	CH ₄ yield* (m ³ kg ⁻¹ VS added)	Reference
---------	---	-----------

<i>Marine biomass</i>		
1. <i>Ulva, Cladophora and Chaetomorpha</i>	0.480	[108]
2. <i>Ulva</i> (N deficient)	0.330	[104]
3. <i>Macrocystis pyrifera</i>	0.310	[100]

Tab. 3.3– estratto da articolo

3.3 Effetti della composizione dell'alga marina sulle rese di metano¹⁰⁴.

Una correlazione significativa era trovata tra la resa e il contenuto di carboidrati solubili in acido di quattro macroalghe, *Ulva*, *Gracilaria*, *Ipnea* e *Sargassum*¹⁰⁵. *Gracilaria* spp. sono un'ottima biomassa in grado di dare per la loro elevata produttività. Il contenuto organico è stato determinato gravimetricamente dopo aver incenerito i campioni per 4 ore a 450 °C. Contenuto totale di carbonio e azoto sono stati determinati utilizzando un analizzatore elementare. La percentuale di proteine e carboidrati solubili in acido sono stati determinati come descritto in precedenza¹⁰⁶. Per le analisi di *Gracilaria*, estrazioni agar di agar nativi e caratterizzazione del 3% di gel di agar sono descritti¹⁰⁷. Per le analisi del *Sargassum*, il mannitolo lo era determinato per ossidazione con acido periodico¹⁰⁷. L'alginato e la fibra sono stati determinati estraendo tessuto secco con HCl 0,16 M per 24 h su agitatore rotante, quindi centrifugazione ed estrazione del pellet in NaOH 0,1 M per 24 ore. Questo supernatante è stato salvato e il pellet riestratto per 24 h, con la successiva supernatanti combinati con i supernatanti iniziali. Il pellet è stato essiccato a 60°C, pesato e corretto per il contenuto di ceneri e il gravimetrico differenza considerata fibra. Livelli lipidici di *Sargassum* varia fino al 3 % del peso secco¹⁰⁸, quindi contribuiscono poco a qualsiasi pianta componente. L'alginato è stato determinato nella frazione alcalina utilizzando le differenze di assorbimento di campioni comparativi trattati con Reagenti H₂SO₄ e H₂SO₄/borato¹⁰⁹. Alginato di *Macrocystispyrifera* (Sigma) è stato utilizzato come standard.

Table 1. Productivity, percent ash free composition, agar characteristics and methane yields (experimental and theoretical) from different *Gracilaria* strains.*

Strain	Productivity	Composition (%)								Agar characteristics			Methane yield	
		Ash	C	N	H	Pro	Carb	Agar	Agar of carb	Gel St	Gel T	Melt T	Exper.	Theor.
G-1	15	39	43	6.1	7.5	22.3	51.4	48.4	94	545	42	77	0.40	0.46
G-3	12	29	48	6.6	6.1	11.9	75.5	45.0	60	25	34	83	0.28	0.48
G-4	16	33	42	6.0	6.7	27.7	42.5	44.6	100	172	42	73	0.40	0.42
G-5	14	35	44	5.7	6.9	13.3	54.1	44.9	83	272	45	83	0.36	0.42
G-8	15	33	46	6.1	6.8	36.2	45.8	46.7	100	208	39	78	0.40	0.45
G-9	15	42	42	7.9	7.7	13.4	54.7	53.7	98	414	46	83	0.35	0.48
G-16	13	25	45	4.5	6.2	12.3	64.0	39.0	61	822	44	92	0.35	0.46

* Productivity as $\text{gafdw m}^{-2} \text{d}^{-1}$; methane yield as $\text{m}^3 \text{kg}^{-1} \text{V.S. added}$.

Tab. 3 .4– estratto da articolo

Il Biochemical methane potential (BMP) è stato valutato come descritto in precedenza. I sette ceppi di *Gracilaria* hanno mostrato marcate differenze sia nella composizione complessiva che in caratteristiche del loro carboidrato principale, l'agar. L'alto contenuto di azoto tallico indica che i campioni di biomassa non erano limitati in azoto. Il contenuto di ceneri variava ampiamente tra i ceppi e variava dal 25% (ceppo G-16) al 39% (Ceppo G-1) di peso secco. Carboidrati solubili in acido del V.S. variava dal 44 al 76%, ed era più alto in Ceppo G-3. Le proteine variavano da 12-36% del VS, ed era il più alto in Ceppo G-8. La percentuale di ceneri, proteine e carboidrati si combinano per comprendere il 101-115% del peso del campione (+ 12 %) indicando che questi costituenti costituiscono i componenti principali di biomassa. L'agar variava dal 39-53% delle ceneri peso libero e comprendeva il 60-100% dell'acido carboidrati solubili. Temperatura di gelificazione del agar dei diversi ceppi variavano da 39-46 C, temperature di fusione da 73-92 C, e gradazioni di gel da 25 a 822 g cm⁻². Le rese teoriche stechiometriche di metano variavano da 0,42 a 0,48 m³ kg⁻¹ V.S. aggiunto. Sperimentale le rese di metano variavano da 0,28 a 0,40 standard m³ kg⁻¹ V.S. aggiunto. Era il più basso nel ceppo G-3 e più alto nei ceppi G-1, G-4 e G-8 (Tabella 1). Le analisi di regressione sono state utilizzate per determinare le relazioni statisticamente significative tra composizione e resa in metano. Per il metano sono state trovate relazioni lineari significative resa con percentuale di carboidrati e fusione di agar temperatura. Queste pendenze erano correlate negativamente con gli incrementi delle variabili indipendenti. C'era anche una significativa regressione

lineare con una pendenza positivamente correlata per la resa di metano con percentuale di agar di carboidrati solubili in acido (Fig. 1). (11%). Per *S. pteropleuron*, le lame hanno contribuito a ca. Il 50% del V.S. del tallo biomassa, con la rimanente biomassa distribuita uniformemente tra le vesciche e il gambo. C'erano differenze minime nella maggior parte delle analisi prossime per i diversi tipi di tessuto. Contenuto di mannitolo del V.S. variava da 3,1-4,5%, ed era una media del 45% ($\pm 7\%$) dell'acido totale pool di carboidrati solubili. Altre caratteristiche compositive non ha prodotto alcuna correlazione statisticamente significativa con resa di metano. Le due specie di *Sargassum* erano diverse in per quanto riguarda i contributi di diversi tessuti vegetali a biomassa totale del tallo. Per *Sargassum fluitans*, il le lame hanno contribuito per il 60% al totale V.S. nel tallo, e solo una piccola parte nel gambo. C'erano alcune differenze apparenti nell'alginato, con lo stipe di *S. fluitans* contenente quasi il doppio di alginato rispetto a qualsiasi altro tipo di tessuto. *S. pteropleuron* conteneva leggermente meno alginato nel suo gambo che in altri tessuti. Il più grande componente del V.S. è un componente insolubile, lasciato dopo l'acido e estrazione alcalina, che di solito rappresentava oltre il 30% del V.S. (Tab 3.8). Metano rese dalla digestione anaerobica dei diversi I tessuti del sargassum erano bassi, da 0,15 a 0,19 standard m³ kg⁻¹ solidi volatili aggiunti. I rendimenti teorici di metano variavano da 0,41 a 0,47 m³ kg⁻¹ V.S. aggiunto. Non c'era una chiara correlazione tra le rese di metano da *Sargassum* con qualsiasi componente compositiva. Un test di tossicità non ha indicato che la stessa biomassa del *Sargassum* era tossico per la fermentazione del metano di volatili acidi alle concentrazioni di *Sargassum* utilizzati in questi studi.

Table 2. Comparison of weight, percent ash free chemical composition, and methane yields (experimental and theoretical) from different tissue types of *Sargassum fluitans* and *S. pteropleuron*.*

	% of tissue		% of whole plant			Composition %								Methane yield	
	Dry	Ash	Wet	Dry	V.S.	C	N	H	Protein	Carb	Mannitol	Alginate	Fiber	Exper.	Theor.
<i>Fluitans</i>															
Bladders	9.6	32.9	38	28	29	46.9	1.2	6.1	8.9	7.9	3.4	13.4	34.6	0.18	0.45
Blades	16.0	34.5	43	52	60	46.6	2.0	6.1	7.6	7.0	3.7	22.7	31.7	0.15	0.45
Stipe	27.9	36.8	19	20	11	46.2	1.5	6.9	6.4	7.8	3.2	45.2	32.4	0.20	0.47
Whole plant	14.0	39.6	-	-	-	46.9	1.9	6.1	8.6	8.3	4.5	28.3	36.5	0.18	0.45
<i>Pteropleuron</i>															
Bladders	14.3	27.0	33	23	24	44.5	1.3	5.8	6.0	8.6	3.7	27.4	18.7	0.19	0.41
Blades	20.0	28.9	44	44	49	44.3	1.7	5.8	6.2	6.5	3.4	32.8	33.0	0.15	0.41
Stipe	28.3	21.8	23	33	27	48.2	1.4	5.6	8.3	8.3	3.1	21.0	34.7	0.12	0.45
Whole plant	24.9	23.5	-	-	-	45.5	0.9	5.9	5.1	9.2	3.5	24.5	40.6	0.15	0.42

* V.S. is volatile solids (organics); carb is acid soluble carbohydrate; methane yield is m³ kg⁻¹ V.S. added.

Tab. 3.5– estratto da articolo

Discussione: esempio generale per le alghe

I ceppi di *Gracilaria* utilizzati in questi esperimenti rifletteva il tipo di composizione chimica caratteristica delle colture arricchite con N. Anche un confronto tra proteine estratte alcaline e tallo N suggerisce che questi ceppi hanno pool di N significativi in altre forme metaboliche¹¹⁰. Molti dei ceppi di *Gracilaria* servito come substrati eccellenti per la bioconversione al metano. Una correlazione negativa del rendimento del metano con percentuale di carboidrati solubili in acidi in questi I ceppi di *Gracilaria* contraddicono la letteratura generale sugli effetti composizionali della biomassa sulla biodegradabilità. Tipicamente, se il processo non è nutriente limitato (come nei saggi biologici), un aumento del solubile contenuto di carboidrati è accompagnato da una maggiore resa di metano¹⁰⁵. Le rese di metano erano inferiori nei ceppi con agar era una percentuale inferiore di carboidrati solubili in acido, suggerendo che alcuni solubili in acidi sconosciuti frazione in *Gracilaria* spp. potrebbe essere recalcitrante a digestione anaerobica. Questa frazione sconosciuta può essere una qualche forma di un componente di fibra solubile in acido che idrolizza durante l'estrazione di acido caldo a reagiscono come carboidrati. Il significativo rapporto positivo tra resa di metano e percentuale l'agar di carboidrati suggerisce che l'agar si degrada facilmente ed è il substrato principale durante la digestione anaerobica. Studi di digestione anaerobica batch di *Gracilaria tikvahiae* Ceppo G-1 hanno indicato che l'agar viene prontamente scomposto in componenti di peso molecolare più piccoli. La temperatura di fusione dell'agar ha mostrato una correlazione significativa e negativa con la resa di metano. Le due specie di *Sargassum* si sono dimostrate essere scarse materie prime per la produzione di metano.

Il mannitolo anche le rese delle due specie erano inferiori alla metà di quelli segnalati per lotti poveri di *Macrocystis* che contengono l'8% di mannitolo di VS¹¹¹. Inoltre, vi è un'elevata percentuale (>30%) di un acido e un alcalino insolubile componente (qui considerato come fibra) nel V.S. di questi due *Sargassum* spp. La composizione di questa fibra è incerta. Sia questo componente in fibra e il basso contenuto di mannitolo può aver contribuito alle basse rese di metano che si trovano nel Campioni di biomassa di *Sargassum*.

Le alghe marine sono substrati eccellenti per bioconversione a metano, come

indicato dalle elevate rese di metano ottenute con alcuni lotti di *Macrocystis*¹¹¹ e molti dei ceppi di *Gracilaria*.

3.4 Digestione anaerobica di *Ulva*: relazioni tra la sua composizione e la metanazione¹¹².

L'*Ulva* rappresenta spesso la componente principale delle escrescenze algali di massa, e la sua composizione e degradabilità lo rendono un substrato di metanizzazione relativamente buono. Nelle 'maree verdi' in Bretagna l'*Ulva* presenta un basso contenuto di componenti di tipo lignina e policloroglucinolici: 1,3% peso secco e la grande frazione emicellulosica (9% peso secco) favorisce l'accessibilità del substrato agli enzimi. La degradazione anaerobica con un sistema batch o completamente agitato è tecnicamente possibile. Tuttavia, la resa di metano ha raggiunto solo 0,20 m³ kg⁻¹ solidi volatili con velocità di epurazione del 50% dei solidi volatili negli esperimenti in reattori batch o completamente agitati. Più in generale, la metanizzazione presenta vari ostacoli pratici:

- crescita stagionale di *Ulva*;
- bassa densità di alghe in sospensione per carico il digestore;
- un'elevata concentrazione di S che porta alla produzione di un biogas ad alto contenuto di H₂S;
- l'esistenza di una parte refrattaria o lentamente degradabile, che richiede un compromesso tra produttività e resa biologica.

Per produrre biogas possono essere utilizzati tre tipi di risorse: produzione annuale di biomassa permanente, colture energetiche e rifiuti. La digestione anaerobica è operata su macroalghe: *Macrocystis*, *Laminaria*, *Sargassum*, *Gracilaria*, *Enteromorpha* e *Ulva*¹¹³.

Prospettive promettenti per la produzione di energia dalla biomassa hanno portato a piani significativi per il settore delle fattorie marittime^{114,115}. Tali piani fallirono quando il clima economico è tornato favorevole all'energia fossile.

Gli studi sulla fermentazione metanica sono stati riorientati verso l'abbattimento dell'inquinamento. Questa tecnica è già in fase di attuazione trattare rifiuti diversi.

Tramite dei metodi analitici è stato possibile determinare:

- Solidi totali (TS). Il campione è stato essiccato a 105°C per 24 h e poi pesato;
- Solidi sospesi (SS). Il campione è stato centrifugato con 17.000g per 10 min. Il residuo è stato essiccato a 105°C per 24 h e poi pesato;
- Solidi Volatili (VS). I solidi totali sono stati riscaldati in un forno a 600 °C per 8 h e il residuo pesato. VS misurato come differenza tra TS e residuo;
- Domanda chimica di ossigeno (COD). COD è stato analizzato utilizzando il metodo di Switzenbaum e Pause (1983)¹¹⁶;
- Monosaccaridi: Il campione è stato sottoposto ad acido idrolisi, utilizzando il metodo Englyst¹¹⁷, e i monosaccaridi sono stati trasformati in alditolacetati con il metodo Blakeney¹¹⁸, e misurata mediante gascromatografia;
- Acidi uronici: determinati mediante metodo colorimetrico secondo Blumenkrantz e Asboe-Hansen¹¹⁹;
- Cellulosa, emicellulosa e floroglucinolo. Essi sono stati determinati come nelle piante superiori^{120,121}, essendo qui il floroglucinolo al posto della lignina;
- Acidi grassi volatili (VFA): dopo centrifugazione a 5.000g per 20 minuti, 25 mL di campione sono stati mescolati con 5 ml di una soluzione di acido isovalerico 0,08 N in 0,2 N NaOH. Sono stati aggiunti 5 ml di solfato di zinco (per la precipitazione di proteine), quindi idrossido di bario fino a pH pari a 12 o superiore è stato raggiunto. La miscela è stata centrifugata a 50 g, il supernatante si è concentrato fino a 1 ml con un rotavapor, sospeso in 25 mL di etere, e poi acidificato con una soluzione di acido solforico

(H₂SO₄/H₂O: 50/50) fino a quando il pH non è stato ridotto a 6. Dopo il congelamento, è stato filtrato su carta (Whatman), disidratato per aggiunta di solfato di sodio e una parte è stato analizzato mediante gascromatografia (INTERSMAT CIG 16);

- Azoto totale Kjeldahl (NTK): misurato l'N totale con il metodo Kjeldahl¹²²;
- Fosforo totale: analizzato utilizzando il metodo del fosfovanadomolibdato;
- Sodio, potassio e cloridrico insolubili: Il campione è stato smorzato a 600 °C per 8 h e la cenere eradiscioltto in HCl concentrato (20 = 1:19 g cm diluito a metà, da volume a volume. Na e K erano determinato con un fotometro a ionizzazione di fiamma nel presenza di cloruro di cesio e nitrato di alluminio. L'insolubile cloridrico è stato raccolto su privo di ceneri filtro di carta, che è stato poi smorzato a 600 °C per 8 ore, e pesato;
- Cloruri: Il campione è stato trattato con nitrato d'argento per la precipitazione del cloruro. Il nitrato d'argento in eccesso era dosato con un titremetro dotato di un elettrodo d'argento e un elettrodo di riferimento Hg/HgSO₄;
- Metalli, vitamine e aminoacidi. Le analisi sono state realizzato dal laboratorio AGF (Parigi) Carbonio;
- Carbonio: misurato con il metodo Anne. I solidi volatili sono stati ossidati da una soluzione di K₂Cr₂O₇, l'eccesso essendo titolato contro una soluzione di sale di Mohr¹²³;
- Composizione del biogas: le concentrazioni di CH₄ e CO₂ sono stati misurati con un gascromatografo dotato di un catarometro, secondo la procedura utilizzata da Brooard¹²⁴.

Table 1. Composition of *Ulva* sp.

Determinand	Unit	Sample (collected during the harvest season 1982)				
		1 June	1 July	1 Aug	19 Aug	8 Sep
Volatile Solids	% TS	83	68	66	65	67
Inorganic solids	"	17	32	34	35	33
Proteins	"	12.1	10.3	13.8	14.7	17.2
Glucides	"	61	49	43	41	41
Lipids	"	2.8	1.8	2.8	2.8	3.5
NDF*	"	30.81	27.08	25.97	23.16	23.7
ADF*	"	19.48	13.15	16.93	16.96	18.3
Polyphloroglucinols	"	1.18	1.80	0.68	1.04	1.86
C	"	37.3	32.3	30.4	30.0	28.2
N (Total Kjeldahl)	"	1.94	1.65	2.21	2.35	2.75
P	"	0.13	0.16	0.23	0.24	0.24
Ca	"	1.4	1.5	5.6	2.0	3.4
Mg	"	2.7	2.0	2.2	2.2	2.1
Na	"	1.1	5.9	0.9	0.9	2.7
S	"	4.4	2.8	2.8	2.8	2.8
Fe	mg kg ⁻¹	310	774	1405	1570	1077
Zn	"	41	31	15	16	70
Mn	"	14	34	47	57	38
Cu	"	6	6	5	9	6
I	"	22	18	247	220	42
Co	"	0.45	1.25	0.33	0.45	0.29
Se	"	0.02	0.03	0.01	0.06	0.07
Ni	"	0.1	0.1	32.4	41.3	23.7
Cd	"	0.38	0.07	0.07	0.10	0.20
Pb	"	6.0	1.4	1.4	0.9	4.5
Hg	"	0.04	0.02	0.04	0.15	1.00
B	"	7.8	8.9	16.6	18.1	28.3
Cr	"	5.6	8.9	14.1	24.2	12.1
Mo	"	2.3	2.4	2.8	2.8	1.8
As	"	1.5	3.9	8.8	4.7	6.3
<i>Amino acids</i>						
Methionine	% TS	0.27	0.18	0.29	0.30	0.35
Cystine	"	0.17	0.15	0.20	0.21	0.19
Lysine	"	0.60	0.49	0.63	0.68	0.73
Aspartic acid	"	1.41	1.09	1.66	1.78	2.14
Threonine	"	0.69	0.51	0.67	0.78	0.90
Serine	"	0.59	0.52	0.78	0.83	0.86
Glutamic acid	"	1.37	1.10	1.39	1.48	1.64
Proline	"	0.47	0.56	0.61	0.62	0.68
Glycine	"	0.74	0.61	0.85	0.92	1.09
Alanine	"	1.10	0.91	1.18	1.30	1.32
Valine	"	0.69	0.58	0.80	0.89	0.98
Isoleucine	"	0.46	0.36	0.53	0.53	0.69
Leucine	"	0.81	0.68	0.98	1.03	1.26
Tyrosine	"	0.30	0.25	0.35	0.37	0.43
Phenylalanine	"	0.62	0.54	0.75	0.73	0.94
Histidine	"	0.17	0.15	0.19	0.20	0.22
Arginine	"	0.62	0.47	0.63	0.67	0.83
Tryptophan	"	0.10	0.08	0.02	0.15	0.03

Tab. 3.9– estratto da articolo

Table 1. (continued)

<i>Sugars</i>						
Uronic acids	''	11.5	9.4	8.9	7.8	7.7
Glucose	''	9.3	7.9	5.4	3.9	5.7
Mannose	''	1.0	0.8	0.8	1.2	0.7
Rhamnose	''	23.4	17.5	17.2	17.0	16.6
Xylose	''	5.3	4.6	2.9	3.0	3.2
Galactose	''	1.9	1.7	1.5	1.3	1.3
<i>Vitamin</i>						
Vitamin A	UI	14,840	7170	–	6050	–
Vitamin B ₁	mg kg ⁻¹	0.42	0.59	0.99	3.98	3.07
Vitamin B ₁₂	''	0.052	0.040	0.049	0.054	0.064
Vitamin C	''	789	6.2	15.2	19.9	3.1
Vitamin D	UI	848	737	300	864	500
Vitamin E	mg kg ⁻¹	13.7	8.7	14.4	33.7	37.5

* NDF: Neutral digestible fibres, ADF: Acid digestible fibres.

Tab.3.10 – estratto da articolo

Risultati

La composizione di *Ulva* sp. ed è stata studiata la sua variazione durante la stagione del raccolto per sapere se è valeva la pena di metanizzazione e di dirigere gli esperimenti di metanizzazione (tabella 1). Il potenziale energetico espresso in L di metano per kg è stato stimato come 4 (% glucidi) +4 (% proteine) +9 (% lipidi), sapendo che 400 L di il metano equivale a circa 3,8 therms. Questa formula, che è solo indicativa, è comunque utile per stabilire confronti tra prodotti studiati nelle medesime condizioni. C'erano varie alghe analizzato per determinare il potenziale energetico comparativo delle specie dominanti sul litorale della Bretagna settentrionale: *Palmaria palmata* (453 L CH₄ kg⁻¹ VS), *Porphyra umbilicalis* (442), *Fucus vesiculosus* (442), *Laminaria digitata* (442), *Laminara saccharina* (410), *Ulva* (400), *Enteromorpha* sp. (389) e *Himantalia elon gata* (379). Appartengono alle alghe rosse e alle specie *Laminaria* alle specie più energetiche.

In ogni caso *Ulva* sp. ha, tra le alghe, un potenziale medio, definito durante una stagione di raccolta.

Una bassa frazione di materiali di tipo lignina e una grande la frazione emicellulosica favorisce l'accessibilità del substrato agli enzimi e una buona resa di idrolisi. Questo si applica a *Ulva sp.* con contenuti dell'1,3% e del 9% del peso secco dell'alga per tali frazioni (rispettivamente polifloroglucinoli e NDF-ADF). La frazione cellulosica è stata stimata al 15,7% in peso secco media (ADF – polifloroglucinoli). Lo zucchero alto contenuto (35–53% p.v.) è anche favorevole alla metanizzazione: le unità zuccherine saranno convertite in acetato e propionato, precursori della metanogenesi. Proteina l'idrolisi e la fermentazione danno luogo agli stessi metaboliti intermedi dell'idrolisi dei carboidrati, con produzione di ammoniaca e proteine batteriche. Proteine costituite dal 10 al 18% in peso secco di *Ulva sp.* La composizione di amminoacidi mostrava contenuti relativamente elevati di alanina, acido aspartico e glutammico acido.

Table 2. Influence of pretreatment on performance of *Ulva sp.* methanisation in batch digester.

Characteristics	Unit	Pretreatment			
		Non-washed	Washed	Non-ground	Ground
Introduced quantity	g				
Wet weight		5820	7480	11,672	–
Dry weight		957	663	1972	2364
VS		625	516	1049	1257
Experimental time	d	23	44	42	64
Produced gas	L	116.7	87.4	310	432.1
Methane content	%	59	55.3	49.2	51.6
Yield	L kg ⁻¹				
Y _{CH₄/TS}		72	73	77	94
Y _{CH₄/VS}		110	94	145	177

Tab.5.11 – estratto da articolo

Il contenuto S di *Ulva sp.* era alto (dal 2,8% al 4,4% dw). Ciò significa che la produzione di metano potrebbe essere devono essere previsti livelli ridotti e alti di H₂S il biogas prodotto dalla fermentazione anaerobica.

Table 3. Characteristics – of methanisation of *Ulva* sp., used alone or in mixture with manure, in completely stirred digester. VS = volatile solids.

Characteristics	Test			
	Algae n° 1	Algae n° 2	Algae + Manure	Manure
Retention time (d)	20	15	15	15
Loading (g VS d ⁻¹)	50.9	54.2	54.2 + 105.6	105.6
Loading rate (g VS L ⁻¹ dig. d ⁻¹)	1.7	1.8	5.3	3.5
<i>Gas productivity</i>				
Biogas (L L ⁻¹ dig. d ⁻¹)	0.56	0.68	1.68	1.12
Methane (L L ⁻¹ dig. d ⁻¹)	0.31	0.37	0.93	0.63
Methane content in biogas (%)	55.3	54.0	55.0	56.6
<i>Methane yields (L kg⁻¹)*</i>				
Y _{CH₄/TS₀}	97	120	130	160
Y _{CH₄/VS₀}	182	203	174	180
Y _{CH₄/VS₀}	364	350	440	534
<i>Conversion rate (%)*</i>				
Total solids: TS _r /TS ₀	42.9	45.7	32.0	30.3
Volatile solids: VS _r /VS ₀	50.0	58.6	38.8	33.7
<i>Ponderal balance (g d⁻¹)</i>				
Gas	21.3	26.3	64.3	42.2
TS measured loss	41.1	42.1	68.5	35.6
VS measured loss	25.5	31.5	62.0	37.0
<i>Effluents</i>				
Dry matter (%)	3.64	2.5	7.28	4.25
pH	7.5	7.5	7.7	7.3

* o for introduced, r for removed

Table 4. Composition in sugars of the substrates and products of the fermentation in completely stirred digester.

Substrate	Composition (% dry weight)					
	Cellulose	Uronic acids	Rhamnose	Xylose	Galactose	Glucose
Alga	3.7	4.4	4.9	1.9	1.6	6.0
Manure	13.6	1.2	0.8	11.9	1.2	21.8
<i>Effluents*</i>						
Alga	1.8	0.7	0.11	0.5	1.2	2.1
Manure	10.8	1.2	0.8	10.6	1	15.5
Alga + Manure	8	1	0.5	6.7	1.1	10.9

* from the methanisation of the below indicated substrates with a 15-day retention time.

Tab.3.12 – estratto da articolo

Con le sue caratteristiche di composizione e degradabilità, Ulva è un substrato di metanizzazione relativamente buono. Tuttavia, la degradazione anaerobica con sistema batch o completamente agitato, tecnicamente possibile, incontra diversi ostacoli pratici: crescita stagionale dell'Ulva; volume occupato dalle alghe in sospensione, che limita la velocità di carico; alta concentrazione di S che porta alla produzione di un biogas ad alto contenuto di H₂S; esistenza di una parte refrattaria o lentamente degradabile. Inoltre, nel reattore batch i tempi di ritenzione sono troppo lunghi per uno sfruttamento economico.

3.5 BMP dell' Ulva Lactuca: resa della biomassa, produzione di metano e combustione¹²⁵.

In questa ricerca si sono affrontati i temi legati alla coltivazione dell' Ulva l., alla produzione di metano e alla valorizzazione della biomassa.

Ci concentreremo: sulle diverse rese di biogas tra fermentazione e digestione anaerobica nelle condizioni simili all'esperienza di laboratorio, sulla composizione chimica dell' Ulva e delle considerazioni di valorizzazione della biomassa.

La fermentazione dei carboidrati *U. lactuca* in bioetanolo per automobili sarebbe vantaggioso in quanto il settore dei trasporti ha problemi di riduzione le sue emissioni di CO₂. Tuttavia, risultati preliminari sulla fermentazione di *U. lactuca* e altre nove specie di macroalghe verdi all'etanolo mostrano rese relativamente scarse¹²⁶. Digestione anaerobica di *U. lactuca* al metano sembra più adatto e le rese sono state riportate nell'intervallo 180–330 ml CH₄ g 1 Solidi Volatili (VS) a seconda della procedura di trattamento^{127,130}. Inoltre, essendo biomassa ricca di acqua (<85%) è sconsigliata la valorizzazione della biomassa per combustione. Composizione biochimica: Il rapporto C:N delle alghe coltivate variava da 7,9 a 24,4 e era positivamente correlato all'irradianza in entrata (R² = 0,54, p < 0,01.). I microcosmi di questa ricerca hanno subito diversi pretrattamenti come lavaggio, macerazione, riscaldamento e macinazione. Con la Macerazione le alghe non lavate hanno determinato un aumento significativo (56%) di metano resa da 174

ml g VS 1 (substrato 1) a 271 ml g VS 1 (substrato 2). Un aumento più moderato (17%) come conseguenza della macerazione è stato osservato per le alghe lavate (substrato 4 rispetto a substrato 3). Il trattamento termico a 110 C (lotto 5) ha influito negativamente sulla resa in metano e il trattamento a 130 C (substrato 6) ha dato solo un aumento del 7%. Un precedente studio batch ha valutato il potenziale di metano di tre diversi campioni di *Ulva* sp. differiscono per il contenuto di azoto del tallo¹²⁷. È stata stimata la resa specifica di metano essere compreso tra 190–270 ml g VS 1 dopo 38 giorni di incubazione e 220–330 ml g VS 1 dopo 58 giorni. Nel presente studio, il le rese di *U. lactuca* non pretrattate erano nell'intervallo inferiore di questi numeri ed anche inferiori alle rese di altre macroalghe come *Gracilaria* e *Macrocystis* e varie energie terrestri colture e residui colturali (Tabella 3). Tuttavia, il potenziale totale di metano (m³ ha⁻¹) di *U. lactuca* è notevolmente superiore a quello di molti colture energetiche terrestri quando si prende l'alto rendimento di crescita del conto delle alghe.

Il potenziale metano di *Ulva* sp. è stato stimato essere tra 400–421 l CH₄ kg⁻¹ VS⁹⁹ in base alla composizione chimica.

Lo sviluppo di metodi di pretrattamento efficienti per sfruttare appieno il potenziale di *U. lactuca* renderebbe ancora più efficace la digestione anaerobica delle alghe favorevole. Tuttavia, è degno di nota, quello una semplice macerazione di *Ulva* (lotto 2) ha avuto un significativo impatto positivo sulla resa in metano. Questo è stato osservato anche da Otsuka e Yoshino¹³¹ che ha stimato il potenziale di metano delle specie *Ulva* campionate al Parco Rinku nella baia di Osaka. Per esempio colture energetiche terrestri è l'alto contenuto di acqua di alghe. In questa parte del presente studio il contenuto TS e VS di *U. lactuca* fresca erano rispettivamente del 12,8% e del 7,3%, il che non lo farà consentire a una velocità di carico in un sistema alimentato in modo continuo di essere superiore a circa 4–5 g VS l⁻¹ d⁻¹ a 15–18 giorni di ritenzione idraulica volta. Inoltre, la resa in peso specifico di metano di *U. lactuca* era basso (10–18 m³ t⁻¹) e nella stessa gamma di bovini e letame suino, a causa dell'alto contenuto di acqua. Quindi nel suo grezzo forma, *U. lactuca* non può essere utilizzato per aumentare la resa di metano degli impianti di biogas a base di letame come vengono utilizzati oggi i rifiuti industriali¹³². Anche lo stoccaggio dell'*Ulva* umida è a sfida rispetto alle piante

terrestri poiché l'acqua alta contenuto (>85%) accelera il decadimento delle alghe. L'essiccazione è una tecnica efficiente per evitare questo problema, ma è associata a un costo e in molti casi anche il consumo di energia, che abbasserà il efficienza complessiva dell'uso delle macroalghe in un contesto di riduzione della CO₂. I nostri dati hanno mostrato che la procedura di essiccazione ha ridotto il volume della biomassa, aumentato il contenuto di TS/VS e ha comportato un Produzione di metano specifica in peso 5–9 volte superiore rispetto a quando rispetto alla biomassa umida (lotto 7 rispetto al lotto 1 e 2, Fig. 4). Inoltre, consentirà il maggiore contenuto di TS/VS nella biomassa essiccata un tasso di carico organico più elevato in un sistema continuo senza ridurre il tempo di ritenzione idraulica e quindi aumentare il tasso di produzione di metano dell'impianto.

Table 3
Methane potential of selected macro algae and boreal energy crops and crop residues and organic wastes.

Substrate	Growth yield (t TS ha ⁻¹ y ⁻¹)	Methane yield		Methane potential (m ³ ha ⁻¹)
		(m ³ t TS ⁻¹)	(m ³ t VS ⁻¹)	
<i>Macro algae</i>				
<i>Ulva lactuca</i>	45 ^a	93–155 ^a	162–271 ^a	4200–7000
<i>Ulva energy intensive</i>	74 ^b	–	–	–
<i>Ulva non-energy intensive</i>	27 ^b	–	–	–
<i>Gracilaria</i>	87.5 ^b	–	280–400 ^c	–
<i>Sargassum</i>	–	–	120–190 ^d	–
<i>Sargassum</i>	–	–	260–380 ^e	–
<i>Laminaria</i> ^a	15 ^f	–	260–280 ^e	–
<i>Macrocystis</i>	–	–	390–410 ^e	–
<i>Crops and crop residues</i>				
Timothy clover grass ^b	8–11 ^g	306 ^g	333 ^g	2600–3600 ^g
Vetch–oat mixture ^b	5–7 ^g	329 ^g	365 ^g	1600–2300 ^g
Jerusalem artichoke ^b	9–16 ^g	306 ^g	333 ^g	2800–4900 ^g
Tops of sugar beet ^b	3–5 ^g	255 ^g	299 ^g	700–1300 ^g
Maize	9–18 ^h	–	–	4000–8000 ^h
Straw, wheat	7 ⁱ	–	–	–
<i>Miscanthus</i>	12–30 ⁱ	–	–	–
SCRC Willow	10–15 ⁱ	–	–	–
<i>Wastes</i>				
Flotation sludge	–	–	540 ^j	–
Fish oil	–	–	600–800 ^j	–
Meat and bone flour	–	–	570 ^j	–
Source sorted house hold	–	–	400 ^j	–

^a*Saccharina latissima*

^b50 days incubation

^a This study.

^b Ryther et al. (1984).

^c Habig et al. (1984).

^d Chynoweth et al. (2001).

^e Chynoweth (2005).

^f Kelly and Dworjanyn (2008).

^g Lehtomaki et al. (2008).

^h Seppala et al. (2008).

ⁱ McKendry (2002).

^j Angelidaki and Ellegaard (2003).

Tab. 3.13– estratto da articolo

Valutazione di U. lactuca come futura coltura bioenergetica

I principali criteri di selezione per la selezione dell'energia promettente le colture sono¹³³:

- alto tasso di crescita/rendimento,
- basso costo (basso apporto energetico/basso fabbisogno di nutrienti/facilità di gestione),
- proprietà intrinseche del materiale (umidità/contenuto di ceneri/alcali

U. lactuca ottiene buoni punteggi al primo criterium dimostrando tassi di crescita elevati e rese 2–20 volte superiori a per le colture energetiche a terra e altre alghe coltivate (Tabella 3). In secondo luogo viene il criterio dei bassi costi di produzione. La coltivazione di U. lactuca con una resa elevata richiederà un elevato apporto di nutrienti. Queste i nutrienti non devono essere fertilizzanti minerali (energetici) costosi, ma potrebbe essere ad es. effluenti ricchi di azoto provenienti dall'acquacoltura di pesci o crostacei¹³⁴⁻¹³⁶ o potenzialmente agricoli o municipali acque reflue, a seconda della concentrazione di contaminanti. Un modo alternativo per ottenere una biomassa a basso costo di U. lactuca potrebbe essere il raccolto dalle risorse naturali. “Mare verdi” causati dall'eutrofizzazione rappresentano un problema significativo in molte coste Linee. Popolazioni dense di U. lactuca e altre macroalghe lo fanno verificarsi ad es. Danimarca e Italia dove hanno un effetto negativo sullo stato ecologico degli estuari e danno fastidio attività all'aperto. Inoltre, il processo di raccolta è potenzialmente così dannoso per l'ecosistema da non essere benefico in tutti gli estuari più eutrofici¹³⁷.

Questo studio dimostra che la biomassa U. lactuca ha sia un contenuto di ceneri che un indice di alcali nella stessa gamma come alghe brune (Tabella 4).

Table 4
Characteristics and ash composition of *Ulva lactuca* - influence by harvest and comparison to brown seaweed and terrestrial biomass.

	Ash	K ₂ O	Na ₂ O	MgO	CaO	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	Al ₂ O ₃	SO ₃	Cl	P ₂ O ₅	GCV	GCV	Alkali index ^d
	Wt% of fuel (TS)	Ash composition (Wt% of ash)										MJ kg ⁻¹ (TS)	MJ kg ⁻¹ (VS)	kg alkali GJ ⁻¹ (TS)
<i>Ulva lactuca</i> (pond) ^a	16.5	19.3	13.5	18.2	6.3	1.1	0.2	1.1	30.0	9.6	2.2	14.9	17.8	3.64
<i>Ulva lactuca</i> (pond, washed) ^b	14.0	13.3	1.0	26.0	13.0	3.6	0.4	0.0	30.0	1.7	9.5	16.8	19.5	1.20
<i>Ulva lactuca</i> (Roskilde fjord) ^c	35.0	10.4	7.8	12.4	8.3	1.9	23.5	0.0	19.0	9.0	3.4	12.7	n.a.	5.03
<i>Ulva lactuca</i> ^d	14–35	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13.6–17.6
<i>Laminaria digitata</i> ^e	25.8	14.8	19.6	5.2	5.0	1.0	0.4	0.1	n.a.	n.a.	6.7	17.6	23.7	5.02
<i>Laminaria hyperborea</i> ^e	18.0	40.2	16.5	6.1	7.9	0.5	0.5	1.5	n.a.	n.a.	5.4	16.5	20.2	6.16
Danish wheat straw ^f	6.0	22.4	1.6	2.2	7.0	0.8	51.6	2.4	8.9	6.0	2.4	19.1	20.3	0.80
Danish wood pellets ^f	0.4	23.2	1.0	5.5	29.8	0.6	7.1	0.5	9.8	2.0	4.8	20.8	20.8	0.05

n.a.: Not analysed. TS: total solids (=dry matter content). VS: volatile solids (=dry ash free matter). GCV: Gross Calorific Value (=higher heating value). Wt%: weight %.

^a This study.

^b Lamare and Wing (2001).

^c Ross et al. (2008).

^d Biolex.

^e Jenkins et al., 1998

Tab. 3.14– estratto da articolo

Per quanto riguarda i processi ad umido di conversione dell'energia le tecnologie per la conversione energetica di *U. lactuca* sono al momento non mature e affrontano varie sfide che devono essere risolte. Queste risiedono principalmente nel contenuto di sale e umidità, nonché nella composizione in carboidrati della biomassa. Il parametro più importante nella scelta delle colture per la produzione di metano è il rendimento energetico netto per ettaro¹³⁸. *U. lactuca* ha un potenziale per la resa energetica per ettaro, paragonabile al mais¹³⁹ (Tabella 3) ma a causa dell'elevato contenuto di acqua della biomassa, la digestione anaerobica richiederà un digestore di dimensioni troppo significative essere economicamente fattibile; come affermato anche da Briand e Morand¹²⁹. Pertanto, è necessario lo sviluppo di metodi efficienti in termini di costi per concentrare il contenuto organico. Inoltre, potrebbero essere ostacoli: la competizione tra metanogeni e solfato riducente, i batteri e l'aumento delle proporzioni di H₂S nel biogas osservato come conseguenza delle elevate concentrazioni di S in *Ulva* e dovrebbe essere valutato in futuro. La sostenibilità economica, oltre che ambientale, della produzione di biomassa potrebbe essere migliorata sfruttando della capacità di biorisanamento delle macroalghe, utilizzando i nutrienti flussi di rifiuti ricchi come fonti N, P e C per la crescita delle alghe^{134,140,135}. Inoltre, potrebbe essere possibile utilizzare la biomassa di *U. lactuca* prodotta ottimizzata per estrarre prodotti di alto valore, come pigmenti, ormoni della crescita delle piante, proteine, fibre alimentari e altro additivi alimentari prima di utilizzare la biomassa rimanente per scopi energetici^{140,141}.

Conclusioni

La digestione anaerobica della biomassa umida in metano sembra più promettente e diverse strade per migliorare ulteriormente questa tecnologia di conversione sono indicati. La sostenibilità economica e ambientale dell'utilizzo di *U. lactuca* per la produzione di bioenergia ne beneficerebbe sfruttare la capacità di biorisanamento di *U. lactuca* durante la produzione, nonché dall'estrazione di prodotti di alto valore dalla biomassa prima della produzione di energia. La digestione anaerobica della biomassa umida in metano sembra più promettente e diverse strade per migliorare ulteriormente questa tecnologia di conversione sono indicati. La sostenibilità economica e ambientale dell'utilizzo di *U. lactuca* per la

produzione di bioenergia ne beneficerebbe sfruttare la capacità di biorisanamento di *U. lactuca* durante la produzione, nonché dall'estrazione di prodotti di alto valore dalla biomassa prima della produzione di energia.

3.6 Produzione di biofuel da macroalghe: lo scenario presente e le prospettive¹⁴².

Numerose ricerche sono state condotte per accedere al potenziale delle macroalghe per la generazione di diversi bioprodotto come i biocarburanti. L'esistenza di componenti come carboidrati e lipidi e la mancanza o carenza di lignina, creano macroalghe una materia prima invidiabile per la generazione di biocarburanti. Basato sul varietà di materie prime utilizzate, i biocarburanti sono classificati in combustibili di prima, seconda e terza generazione. Risorse marine, alghe e cianobatteri sono fonti interessanti per i biocarburanti di terza generazione poiché può produrre rendimenti migliori con meno risorse ingresso. Le macroalghe sono forse le più potenziali fonte di biocarburante non consumabile in quanto può crescere esponenzialmente in acqua salata e in condizioni avverse. Il biocarburante a base di alghe è sicuro ed estremamente compostabile e non contiene zolfo. Tutti i gruppi contengono quantità variabili di cenere (18% – 55%), carboidrati (25% – 60%), proteine (5% – 47%) e lipidi (< 5%) che differiscono tra specie e sono fortemente influenzati da biotici e fattori di crescita dell'habitat abiotico, come la temperatura e luce. La produzione di biometano di 47,25 ml/g COD era ottenuto trattando la biomassa algale, *Chaetomorpha antenna*, tramite chemio dispersore trattamento¹⁴⁵. Jard¹⁴⁶ ha studiato il biometano produzione trattando *Palmaria* una macroalga rossa e ha raggiunto un'elevata produzione di biometano di 308 ± 9 mL/g VS. Gurung et al.¹⁴⁷ ha studiato la produzione di biometano da alghe verdi e brune, ottenendo 256 ± 28 e 179 ± 35 mL/g VS biometano. La resa in biometano del 70% è stata raggiunta da trattamento di *Laminaria iperborea* mediante digestione anaerobica¹⁴⁸. La biomassa marina ha mostrato risultati promettenti per una produzione stabile di metano, cedevole tra 140 ml e 280 ml di metano per g volatile solidi (VS) per i generi di alghe verdi e brune, come *Sargassum*, *Gracilaria*, *Laminaria*, *Ascophyllum* e *Ulva*. Alcuni studi suggeriscono addirittura recupero di biometano di 260–500 ml di metano per g VS

per *Laminaria* sp., *Macrocystis* sp. e *Gracilaria* sp. Per ogni varietà di macroalghe, che può essere coltivata in modo sostenibile, è necessario determinare la gamma di possibili bioprodotto e biocarburanti, e anche l'ottimo, olistico e integrato percorsi di bioelaborazione. Tali informazioni saranno essenziale per la sostenibilità a lungo termine della bioeconomia e vantaggio economico. Ogni fase di bioprocessing, come nonché la varietà di potenziali bioprodotto, dovrebbe essere archiviato in un database centrale accessibile in tutto il mondo, poiché ciò consentirà al settore delle macroalghe fiorire.

Da qui le bioraffinerie sostenibili di macroalghe si rivolge a:

- Bioraffineria rifiuti incorporata con circolarela bioeconomia rappresenta un'economia a basse emissioni di carbonio coinvolgendo il sequestro di CO₂ che può risolvere i problemi globali;
- Macroalghe e agricoltura sono inoltre un'altra ampliando l'area di ricerca di multi-feedstock tecniche di coltura incentrate sulla scalabilità della coltivazione di macroalghe;
- Lo faranno le bioraffinerie su larga scala nei siti costieri senza dubbio forniscono benefici per la società, compresa la creazione di posti di lavoro, la sicurezza energetica e sviluppo economico attraverso l'occupazione;
- Lo sviluppo dei biocarburanti ha entrambi diretti e gli impatti sociali indiretti, compreso il lavoro creazione (qualità e permanenza), sociale responsabilità ed equità sociale, tra cui questioni come la distribuzione della ricchezza alle zone rurali comunità.

4. L'OCCORRENTE PER UN IMPIANTO A BIOGAS

4.1 Descrizione dell'impianto di Mussomeli (CL)

4.1.1 Premessa

La produzione di energia rinnovabile prodotta da un' impianto a biogas è una risposta di notevole importanza alle pressanti istanze ambientali attuali, provocate in particolar modo dal Protocollo di Kyoto del Dicembre 1997 (entrato in vigore il 16 Febbraio 2005), il quale prescrive per il periodo 2008 - 2012 una riduzione delle emissioni annue di gas serra del 5,2% rispetto ai valori registrati nel 1990. Inoltre, sul lato della sostenibilità ambientale, economica e sociale, importanti aggiornamenti sono stati introdotti dall'Agenda 2030 (missione 13: lotta contro il cambiamento climatico)¹⁵⁸ dell'ONU, dal Green Deal 2050¹⁵⁹, dal recentissimo PNRR: tutti in linea con un chiaro programma per conseguire la neutralità climatica entro il 2050 delineato dalla Commissione Europea. Secondo studi e ricerche del settore risulta che dall'energia prodotta da fonti tradizionali, la produzione di CO₂ è di 0,575 kg/kWh, mentre per la produzione di energia da una fonte rinnovabile (in questocaso biogas) la produzione di CO₂ risulta 0 kg/kWh. Di conseguenza, per ogni kWh prodotto da un impianto a biogas, le emissioni di CO₂ vengono ridotte di 0,575 kg/kWh nel sistema di produzione globale. In tale contesto si sviluppa l'impianto di produzione di energia alimentato a biomasse nella provincia di Caltanissetta, in contrada Nuova Scala a Mussomeli, a circa 5 Km dal centro abitato di Marianopoli, realizzato ai sensi della Direttiva Europea 2001/77/CE¹⁶² riguardante "la promozione dell'energia elettricaprodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" (abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2002/30/CE¹⁶³ e attualmente soppiantata dalla Direttiva EU 2018/2001 RED II¹⁶⁴) e del D.Lgs 387/2003⁶⁸, attuazione della suddetta Direttiva; quella ora vigente per il RED II è D. Lgs. N. 199 8/11/2021. L'impianto è attivo dal 31 Dicembre 2012, mentre la prima alimentazione si è avuta nel Giugno 2013.



Figura 4.1 Digestori dell'impianto di Mussomeli

Questa centrale ha consentito di attivare una filiera agroenergetica, che coinvolge a monte coltivazioni idonee a produrre biomassa secca (mercato delle biomasse) ed a valle l'utilizzo di ingenti quantità di energia elettrica ed energia termica destinabile ad usi industriali o ad uso civile. L'opera presenta diversi vantaggi: da un lato contribuisce alla produzione di energia "pulita" grazie all'utilizzo di biomasse come fonte energetica rinnovabile, dall'altro consente un sostanziale miglioramento dell'economia locale poiché permette la creazione di un' idonea filiera agroenergetica per la coltivazione e gestione della biomassa stessa, ossia il complesso delle operazioni produttive, sia tecniche che logistiche, in cui si articola il processo complessivo di gestione delle biomasse, il quale prende origine dal campo coltivato e, attraverso una serie di successivi passaggi, conduce all'ottenimento nonché all'impiego o alla vendita di energia.

Nel territorio Pugliese un impianto simile presenterebbe i vantaggi esposti anche per biomasse di tipo algale a valle processi di trasformazione industriale, come il caso dell'azienda South Agro srl, che realizza biofertilizzanti e biostimolanti da macroalghe, la quale potrebbe usufruire di un distacco energetico stagionale in funzione del biogas prodotto e riutilizzato in loco o la vendita dello stesso, oppure da biomasse algali raccolte presso le spiagge e canali fluviali.

In Europa esiste un importante settore per il biogas, che produce circa 170 TWh/anno (16 miliardi di metri cubi di gas naturale equivalente, 2018). I volumi

di produzione di biometano sono in rapida crescita, con circa 23 TWh (~2 miliardi di metri cubi di gas naturale equivalente) prodotti nel 2018. L'aumento della produzione di biometano mostra una tendenza positiva nell'UE: una forte crescita di circa il 15% dei volumi di produzione di biometano e un Aumento del 17% degli impianti di digestione anaerobica nel 2018. Con la crescita piatta degli sviluppi del biogas, ciò indica un passaggio dalla produzione di biogas a quella di biometano. Le materie prime utilizzate per la produzione di biometano si stanno progressivamente spostando da colture energetiche dedicate a materie prime di scarto e residui nei nuovi impianti. Nel 2019, rifiuti e materie prime residue sono stati utilizzati in quasi il 65% degli impianti di biometano dell'UE rispetto al 40% nel 2012¹⁶⁶.

Quasi tutto il biometano in Europa viene prodotto utilizzando la tecnologia della digestione anaerobica, con dimensioni medie del digestore che mostrano una crescita di circa il 4% tra il 2017 e il 2018. La separazione a membrana è sempre più adottata: ora è la tecnica di upgrading più comune, con una quota di mercato di circa 34% degli impianti cumulativi nel 2019. Altre tecniche di produzione di biometano, come la gassificazione termica e idrotermale, mostrano un potenziale elevato, ma si trovano rispettivamente solo in una fase commerciale iniziale e in una fase di dimostrazione industriale. Si osservano tendenze emergenti nella riduzione dei costi del biometano e nel commercio transfrontaliero. Gli attuali costi di produzione del biometano per la digestione anaerobica in Europa variano tra 50 €/MWh e 90 €/MWh (da ~0,50 €/m³ a 0,90 €/m³), principalmente a seconda della materia prima utilizzata e delle dimensioni del digestore. I costi stanno gradualmente scendendo per gli impianti di digestione anaerobica più grandi con determinate materie prime del flusso di rifiuti. I costi di produzione per la gassificazione termica sono stimati intorno ai 90-100 €/MWh (~1,0 €/m³). Il commercio transfrontaliero di certificati di biometano è ancora limitato nell'UE a meno del 10% dei livelli di produzione di biometano, ma si sta verificando un graduale aumento con attori chiave come Danimarca, Svezia e Germania e lo sviluppo del registro europeo dei gas rinnovabili (ERGaR) regime del certificato di origine (CoO)¹⁶⁶.

In questa sezione della tesi vedremo il necessario per un impianto a biogas,

esploreremo l'impianto di Musomelli, basato su biomassa da diversi contesti, e faremo delle analogie per proporre un impianto a biogas da 100, 200 e 300 kWel, con input derivante biomassa algale a valle di processi industriali. Questi sono stati caratterizzati chimicamente per la ricerca del contenuto di fibre e studiati secondo la metodologia BMP per avere dei dati di comparazione rispetto ad altre colture energetiche e colture algali utilizzate per lo stesso scopo.

Questa sezione della tesi è stata possibile grazie a un precedente lavoro di tesi da parte di una studentessa dell'Università di Bologna, Silvia Interlandi, che ha approfondito l'argomento impiantistico e di valorizzazione delle biomasse agroalimentari¹⁹⁰.

4.1.2 *Analisi dell'offerta: mercato delle biomasse in ingresso*

L'offerta di biomasse nel territorio oggetto di studio dell'impianto a biogas illustrato è costituita principalmente da:

- biomasse residuali di origine agricola;
- biomasse residuali di origine forestale;
- colture a destinazione energetica.

Le biomasse residuali di origine agricola

La disponibilità di biomassa residuale (sostanza secca) derivante da una determinata specie agraria può essere espressa dalla relazione:

$$D_u = P \cdot (S/P) \cdot [(1 - U/100) / p] \cdot E$$

dove:

- D_u : disponibilità unitaria di biomassa espressa in tonnellate annue per ettaro di sostanza secca ($t_{ss} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$);
- P : produttività annua del prodotto principale della specie agraria in considerazione ($t \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$);

- S/P: indice frazionario adimensionale che esprime l'incidenza ponderale del sottoprodotto S rispetto a P;
- U: umidità percentuale della biomassa;
- p: periodicità di raccolta del sottoprodotto;
- E: coefficiente che esprime l'efficienza di raccolta del sottoprodotto e tiene conto delle motivazioni di ordine tecnico e logistico che non consentono una raccolta integrale del sottoprodotto.

Determinato il termine di disponibilità unitaria della biomassa residuale D_u , si può risalire alla disponibilità totale del comprensorio di riferimento semplicemente moltiplicando il suddetto valore per l'estensione complessiva della superficie investita dalla specie agraria in considerazione:

$$D_{tot} = D_u \cdot A$$

Si procede quindi a valutare il suddetto parametro per le biomasse residue agricole. A titolo d'esempio, tali biomasse sono costituite da residui colturali delle specie erbacee (paglia estrusa) sottoprodotto rappresentato dalle paglie delle colture cerealicole, in particolare il grano duro; il valore di disponibilità unitaria potenziale delle paglie è mediamente pari a circa $1,22 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ di biomassa secca impiegabile a scopo energetico. Tenendo conto delle differenti condizioni ambientali, delle condizioni di meccanizzazione delle operazioni di raccolta, tale valore può oscillare tra i $0,98-1,46 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$. Il secondo step permette di valutare il contenuto energetico della biomassa. Per fare ciò si ricorre alla stima del potere calorifico inferiore (PCI), che viene calcolato considerando l'energia sprigionata dalla combustione completa dell'unità di massa del materiale, al netto dell'energia coinvolta nel processo di evaporazione del contenuto idrico (umidità) del materiale medesimo. Nota la disponibilità unitaria di biomassa ($\text{t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$) da residui di origine agricola ed il loro potere calorifico unitario (MWh t^{-1}), per ciascuna tipologia di residuo agricolo è possibile risalire all'energia potenzialmente disponibile per unità di

superficie ($\text{MWh ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$). E' da evidenziare che l'energia potenzialmente disponibile così quantificata rappresenta un valore lordo in quanto non considera il complesso dei costi energetici relativi alle procedure di raccolta e trasporto della biomassa residuale alla bocca della centrale. Qui non sono presi in considerazione nemmeno i rendimenti energetici del processo di conversione della biomassa i quali dipendono significativamente dalla scelta della tecnologia dell'impianto oltre che dalla potenza dell'impianto medesimo.

Le colture a destinazione energetica

Le potenzialità energetiche connesse all'impiego del materiale agricolo residuale, così come di quello agro-industriale di scarto, costituiscono un fattore di estremo interesse che andrebbe opportunamente valorizzato poiché rappresenta un potenziale di disponibilità energetica fruibile. Particolarmente rilevante, a questo proposito, è la promozione di un sistema di recupero di materiali che, altrimenti, seguirebbero un percorso di smaltimento poco razionale sotto il profilo ambientale. Affinché questo sia possibile è necessario individuare le colture energetiche più adatte, quelle che meglio rispondono ai caratteri climatici, morfologici e pedologici del territorio ed alle tipologie aziendali in esso insediate, anche rispetto al modello di infrastrutturazione presente nel territorio medesimo. In particolare, le specie più idonee ad essere adottate come colture a destinazione energetica, devono presentare le seguenti caratteristiche salienti:

- elevata potenzialità produttiva in termini di accumulo di biomassa;
- elevato tasso di assimilazione della CO_2 (organico);
- a parità di ritmo di accrescimento, le specie e/o varietà a ciclo tardivo sono più produttive rispetto a quelle più precoci in quanto svolgono un più prolungato processo di accumulo della biomassa;
- apparato fogliare il più possibile ampio (LAI: Leaf Area Index) e duraturo (LAD: Leaf Area Duration) consente di intercettare e convertire in biomassa la massima quantità di energia solare incidente (PARI: Incident Photosynthetic Active Radiation);
- la specie e/o varietà dovrebbe manifestare limitate asportazioni unitarie di elementi nutritivi dunque un'elevata efficienza di utilizzazione delle

- risorse native di fertilità, senza richiedere significativi apporti di elementi fertilizzanti sussidiari, in particolare con riferimento all'azoto;
- nei climi sub-aridi ci si attende una notevole capacità di far fronte a limitate disponibilità idriche e di avvantaggiarsi proficuamente delle sole precipitazioni meteoriche o di ridotti apporti irrigui ad esclusiva finalità di supporto;
 - la specie e/o varietà dovrebbe contraddistinguersi per limitate esigenze colturali, itinerari tecnici estremamente semplificati, ridotta richiesta di meccanizzazione;
 - gli organi privilegiati di accumulo della biomassa dovrebbero essere rappresentati preferibilmente dagli organi epigei delle piante;
 - la coltura dovrebbe essere, preferibilmente, di tipo pluriennale; perciò, a fronte di superiori costi di impianto in fase di avvio, si ridurrebbero drasticamente i costi annui (economici ed energetici) conseguenti alle lavorazioni del terreno e della semina;
 - dovrebbe essere possibile raccogliere la biomassa ad un basso livello di umidità poiché ciò diminuisce i costi energetici di trasporto ed essiccazione;
 - la specie non dovrebbe essere suscettibile a malattie fungine o virali, come pure ad insetti patogeni; ciò esalterebbe la produttività di fatto conseguibile senza ulteriori dispendi energetici connessi all'esecuzione di un trattamento fitosanitario;
 - la specie prescelta dovrebbe essere molto competitiva nei riguardi delle erbe infestanti;
 - caratteristiche qualitative specifiche connesse all'utilizzazione energetica riguardano il potere calorifico inferiore (che dovrebbe essere il più elevato possibile).

Sulla base di questi dati, le specie erbacee annuali e poliennali più promettenti, risultano essere:

- sorgo da fibra: una pianta erbacea annuale, graminacea di origine tropicale, a ciclo primaverile-estivo; è tradizionalmente impiegata per la produzione granellare e foraggera. L'ampio spettro genetico ha consentito l'individuazione

di varietà a differente attitudine: sorghi da saggina, zuccherini, da granella, da foraggio, da fibra. Questi ultimi, soprattutto quelli a costituzione ibrida, sono attualmente considerati i più idonei alla destinazione energetica nell'ambito della filiera ligno-cellulosica. L'aspetto prevalente della tecnica colturale del sorgo è rappresentato dalla sua facilità di inserimento negli ordinari avvicendamenti colturali, per esempio a seguire la coltivazione del frumento in qualità di coltura da rinnovo. La produttività è estremamente variabile, in rapporto al decorso meteorologico annuale ed alle differenti condizioni agro-pedo-climatiche. In condizione di totale restituzione dei consumi idrici la produzione potenziale può conseguire anche le 35-40 t/ha di s.s.; in condizione di ridotto supporto irriguo sono normalmente garantite le 20-25 t/ha, in rapporto alle differenti aree geografiche; il PCI risulta compreso tra i 16,7 e i 16,9 MJ/kg di s.s.;

- insilato di sulla (*Hedysarum coronarium*): leguminosa appartenente alla tribù delle Hedysareae, spontanea in quasi tutti i Paesi del bacino del mediterraneo. Si semina in autunno oppure in primavera in consociazione con un cereale come il frumento. Il valore di disponibilità unitaria potenziale è mediamente pari a circa 10 t ha⁻¹ a⁻¹ di biomassa secca impiegabile a scopo energetico. Un presumibile campo di variazione, in rapporto alle differenti condizioni ambientali di coltivazione ed a quelle relative alla meccanizzazione delle operazioni di raccolta, può essere stimato pari a 9-12 t ha⁻¹ a⁻¹; il PCI risulta pari a 4.22 MJ/kg di s.s.;

Tabella 4.1 Produzione per ettaro ed energia teoricamente ottenibile.

Specie	Biomassa secca	Potere calorifico	Energia netta
	(t/ha)	(MJ/Kg)	(GJ/ha)
Insilato di Sulla	10	4,22	42
Sorgo da fibra	12	16,8	201

4.1.3 Aspetti ambientali derivanti dall'utilizzo delle biomasse

L'uso delle biomasse in sostituzione dei tradizionali combustibili comporta, come già accennato, importanti benefici ambientali come la sensibile riduzione della CO₂ immessa nell'atmosfera; in particolare gli impianti termici a biomassa, rispetto a quelli a gasolio, permettono una riduzione della CO₂; inoltre le biomasse sono praticamente esenti da zolfo (0,01-0,15 %) e da cloro (0,01-0,1%). I principali gas inquinanti nei fumi di un tipico impianto a biomassa sono i composti dell'azoto, dell'ossido di carbonio, degli idrocarburi incombusti, delle sostanze derivate dall'acido cloridrico e delle polveri, secondo le concentrazioni illustrate nella seguente tabella.

Tabella 4.2 Concentrazione dei gas inquinanti nei fumi di un tipico impianto alimentato a biomassa costituita da residui legnosi.

Sostanza	Limiti [mg/Nm³]
Polveri	<100
Anidride solforosa SO ₂	<15
Ossidi di azoto NO _x	<100
Ossido di carbonio CO	<100
Composti organici	<150
Ammoniaca	<5
Cloro-Fluoro	<6

I composti azotati sono i NO_x che risultano nocivi per la salute dell'uomo poiché provocano un aumento dell'effetto serra e favoriscono la distruzione dell'ozono. La presenza percentuale di azoto nei vegetali è in genere bassa (0,1-1,1%). La formazione di questi composti è favorita in larga parte dall'alta temperatura di combustione in caldaia (temperatura della fiamma) che ossida l'azoto atmosferico contenuto nell'aria di combustione. Le emissioni possono

variare da 25 a 140 mg/MJt (25 mg/MJt = 1,5 mg di NO_x/kg di combustibile). Gli ossidi di zolfo (SO_x) sono dovuti all'ossidazione dello zolfo totale contenuto nel combustibile (le emissioni possono varare da 0,1 a 30-40 mg/MJt). Il monossido di carbonio (CO) è dovuto ad una incompleta combustione della biomassa per insufficiente ossigeno nell'aria di combustione o per tempi brevi di permanenza in camera di combustione (la quantità di emissioni può variare da 0,1 a 3 mg/MJt in impianti ben controllati e tecnicamente validi). Gli idrocarburi incombusti sono costituiti da prodotti non completamente ossidati e la loro formazione dipende da una combustione incompleta. Anche in questo caso è necessaria una corretta regolazione dell'aria immessa in camera di combustione per contenere queste emissioni che, in genere, sono molto contenute (1 mg ogni kg di combustibile). I composti del cloro (acido cloridrico, cloruro di ammonio, di calcio e potassio), sono presenti in piccolissima parte (circa 0,5 mg/kg); il fenomeno va in ogni caso tenuto sotto controllo. La riduzione di questi inquinanti, variabile anche in funzione delle caratteristiche fisico chimiche della biomassa impiegata, può essere attuata attraverso una razionale progettazione e gestione degli impianti termici, dove particolare cura andrà rivolta alla regolazione della quantità di aria di combustione immessa in caldaia, al mantenimento di una giusta temperatura di combustione ed al tempo di combustione. Il particolato solido, invece, è costituito per lo più da cenere, fuliggine e inquinanti organici, formati, anche in questo caso, da fenomeni di combustione incompleta ed è emesso all'esterno attraverso il trascinarsi da parte dei fumi. Queste particelle di particolato, che possono assorbire sostanze più o meno nocive quali i residui della combustione, sono emesse in aria in quantità variabili da poche decine di mg/kg di combustibile a qualche centinaio di mg/kg.

4.1.4 Potenzialità dell'impianto

Nell'impianto di biogas in oggetto vengono lavorate solo *sostanze che non ricadono nella delibera sui fanghi di depurazione, non hanno bisogno di essere igienizzate e lo spandimento viene effettuato solo su aree proprie o inaffitto.* **I**

Le biomasse impegnate sono:

Tabella 4.3 biomasse impiegate nell'impianto.

Sostanza	Q.tà giornaliera (t)	Q.tà annua (t)	Provenienza
Insilato di sulla	12	4380	Produzione propria
Silomais	2	730	Produzione esterna
Pastazzo d'agrumi	45	16425	Produzione esterna
Pollina	16	5840	Produzione esterna
Sansa d'olive	10	3650	Produzione esterna

4.1.5 Componenti presenti nell'impianto di biogas

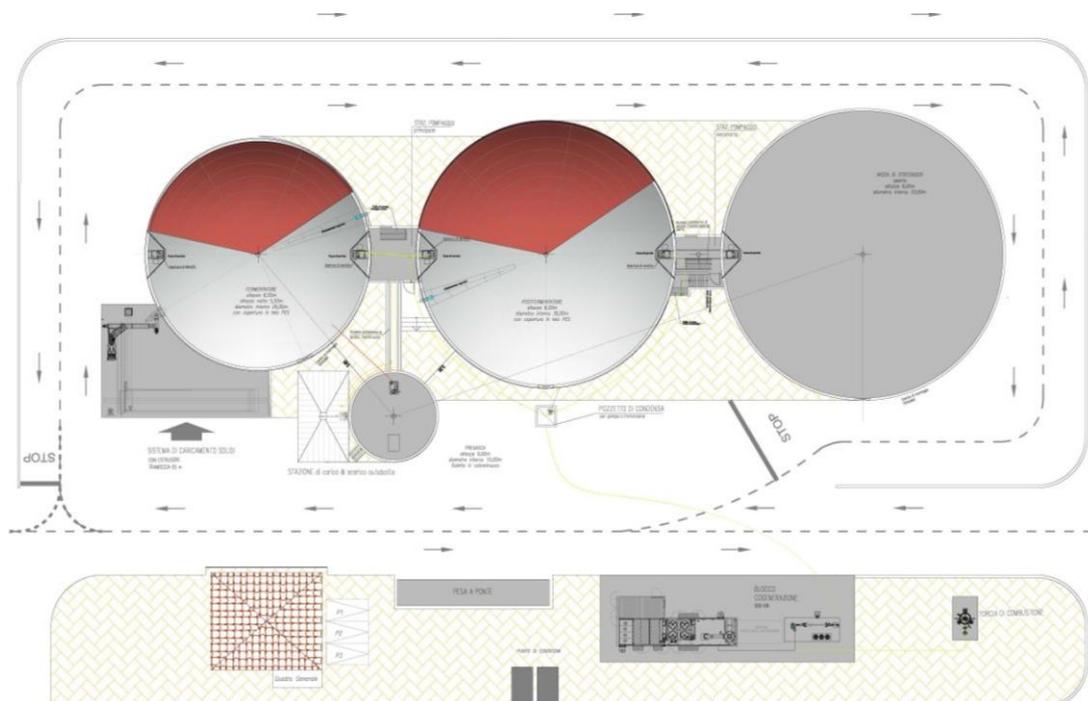


Figura 4.2 Planimetria generale dell'impianto.

L'impianto di biogas ha una potenza elettrica di 0,999 MW; esso è costituito

dalle seguenti componenti:

- prevasca per la raccolta di cofermenti non palabili;
- tramoggia e rispettiva tecnologia per il caricamento di cofermenti palabili;
- estrusore per ridurre le dimensioni e aumentare l'omogenità dei cofermenti;
- sala di pompaggio;
- impianto di distribuzione dei liquidi per le vasche (nella sala di pompaggio);
- fermentatori isolati e riscaldati, con agitatori a immersione e tecnologia d'immissione di solidi;
- vasca riscaldata per lo stoccaggio del liquame, con agitatori a immersione;
- vasca di stoccaggio finale del liquame non riscaldata con copertura a telo o aperta;
- condotta del biogas e desolforazione;
- cogeneratore e trasformatore situati in un container;
- trincea o superficie libera per lo stoccaggio dei cofermenti palabili.

4.1.5.1 Prevasca per la raccolta di cofermenti non palabili

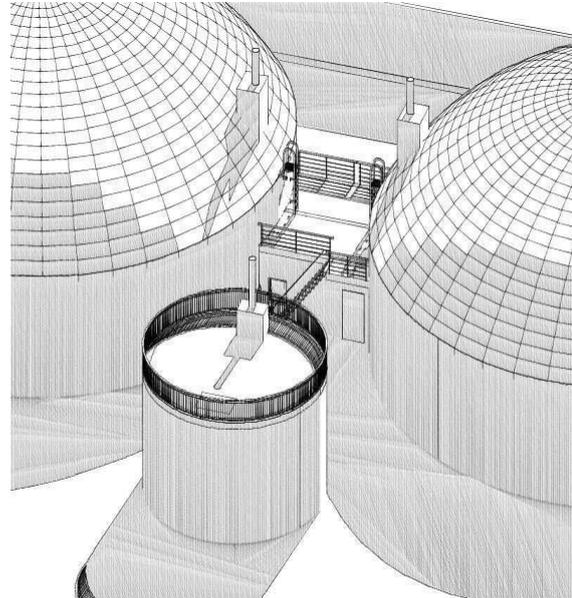


Figura 4.3 Prevasca per liquami.

La prevasca è un collettore di transito per un probabile sfruttamento di cofermenti liquidi aggiuntivi (come anche l'acqua piovana che potrebbe servire per la fermentazione). Questa vasca garantisce un afflusso costante di cofermenti liquidi che servono per lo più a mantenere una densità costante; l'impianto non è a secco, dunque c'è bisogno di questa matrice liquida. La vasca è così caratterizzata:

Tabella 4.4 Caratteristiche dimensionali della prevasca.

Prevasca	
Capienza di raccolta	471 m ³
Profondità (all'interno)	6 m
Diametro (all'interno)	10 m
Dotazione	
Agitatori a immersione	13 kW
Pompa	- - -

4.1.5.2 Linea di distribuzione dei cofermenti non palabili

La distribuzione centrale avviene nella sala di pompaggio che è collocata al centro dell'impianto stesso e ha il compito di muovere le biomasse tra le vasche in modo da poter garantire un'ottimale produzione di biogas, sfruttando i contenuti al meglio. Il sistema di pompaggio, suddiviso tra sistema forzato (caricamento) e sistema non forzato (deflusso), è composto dai seguenti componenti:

- pompe con motore da 22 kW, montate a secco, che garantiscono l'afflusso di liquame ai contenitori e il deflusso del substrato da essi;
- condotta forzata in acciaio INOX DN 150 per il caricamento delle vasche;
- condotta non forzata in acciaio INOX DN 250 per il deflusso dalle vasche;
- distribuzione e armatura con saracinesche pneumatiche DN 150 e DN300 per scarico e caricamento autonomo delle vasche;
- controllo e comando delle pompe.



Figura 4.4 Sistema di pompaggio.

4.1.5.3 Cofermenti palabili: Dosaggio, trasporto e immissione della biomassa

Per raggiungere il dosaggio necessario della biomassa si utilizza una tramoggia in acciaio con eventuale coperchio (apertura automatica) sul lato superiore e munita di un nastro trasportatore a raschiamento aggregato a tre frese cilindriche. La tramoggia è collocata su delle molteplici celle di pesatura (una cella per piede), le quali misurano il carico cui la tramoggia è sottoposta, di conseguenza si può stabilire in maniera precisa la quantità per il caricamento dell'impianto. I cofermenti solidi vengono rovesciati nella tramoggia e trasportati automaticamente alla fresa cilindrica tramite i raschiatori. La fresa, una volta sminuzzati i solidi, li carica su un nastro trasportatore che li porterà fino all'imbuto (acciaio INOX) montato al lato superiore del fermentatore. L'imbuto del fermentatore è munito di una coclea che ha il compito di spingere i cofermenti solidi all'interno.



a)



b)

Figura 4.5 a) Tramoggia di carico con nastro trasportatore, b) coclea.

Per evitare la fuoriuscita di gas e odori, l'imbuto e la coclea verranno posizionati fin sotto il livello del substrato. Gli apparecchi di miscelazione amalgamano il materiale appena aggiunto a quello già presente. Il caricamento avviene più volte al giorno. Le dimensioni della tramoggia sono le seguenti:

Tabella 3.5 Caratteristiche dimensionali della tramoggia.

<i>Tramoggia 65 m³</i>	
Lunghezza	16,50 m
Larghezza	2,70 m
Altezza	3,30 m
Capacità	65 m ³

4.1.5.4 Fermentatore

All'interno del fermentatore avvengono i processi di decomposizione biochimica. Qui vari gruppi di batteri decompongono il materiale organico e producono in questo modo il biogas. I cofermenti liquidi presenti nella prevasca vengono trasportati al fermentatore, con l'ausilio di una pompa tramite il sistema di distribuzione intergrato nell'impianto. Dopo lo

sfruttamento della biomassa degradata, il materiale ormai affondato sul pavimento viene trasportato nelle vasche successive tramite una tubazione forzata DN150. I tempi di ritenzione nel fermentatore e nel postfermentatore sono di 90 giorni complessivi (con pompaggi e ripompaggi). Il fermentatore è munito di tubo con sifone in acciaio INOX all'estremità interna, il quale ha il compito di impedire la fuoriuscita di gas a pompe spente. All'interno del fermentatore è mantenuta una temperatura costante (45°C) per mezzo di serpentine che percorrono circolarmente la parete interna del fermentatore. Il pH all'interno della vasca, invece, varia nell'intervallo 7,3 – 8. Il fermentatore è in cemento armato monolitico gettato in opera come anche la platea di fondazione e la soletta calpestabile.



Figura 4.6 Fermentatore con copertura in telo.

Le caratteristiche del fermentatore sono le seguenti:

Tabella 4.6 Caratteristiche dimensionali del fermentatore.

Fermentatori	1
Capacità (lorda) totale	3185 m ³
Capacità (lorda) effettiva	2870 m ³
Profondità (all'interno)	6 m
Diametro (all'interno)	26 m
Dotazione	
Agitatore idraulico a immersione	25 kW
Quantità di agitatori	2
Copertura	
Doppia membrana	1

4.1.5.5 Riscaldamento del fermentatore

Nel fermentatore la temperatura di esercizio è di 45°C, dunque i batteri operano in condizioni mesofile. Sulle pareti interne del fermentatore sono montate delle serpentine di riscaldamento. Queste serpentine formano tre anelli di riscaldamento all'interno del fermentatore e servono a garantire la temperatura necessaria per il processo biochimico; i batteri producono calore durante il processo biochimico, ma la temperatura deve essere mantenuta ad un certo valore, e ciò avviene grazie a tali serpentine di riscaldamento; anche una variazione di 1°C può inibire i batteri. Come fonte di energia termica si sfrutta il calore prodotto dal cogeneratore, ovvero si utilizza l'acqua calda proveniente dal motore per riscaldare il fermentatore attraverso il circuito chiuso formato dai tre anelli. Per evitare una dispersione di calore i fermentatori vengono isolati con uno strato di styrodur (8-10 cm).



Figura 4.7 Anelli di riscaldamento, fermentatore ancora aperto.

4.1.5.6 Agitatori per la miscelazione

Una buona miscelazione è necessaria per il funzionamento del sistema, per cui sono installati degli agitatori a immersione. Essi hanno il compito di evitare una sedimentazione troppo rapida e unilaterale, favoriscono il contatto tra batteri e substrato, omogeneizzano le temperature e la resa di biogas, evitando di fatto la decantazione delle frazioni più pesanti e il galleggiamento delle frazioni più leggere. I batteri metanogeni presentano la peculiarità di stare in profondità, dunque è necessario movimentare la biomassa per renderla disponibile a tutti i batteri.

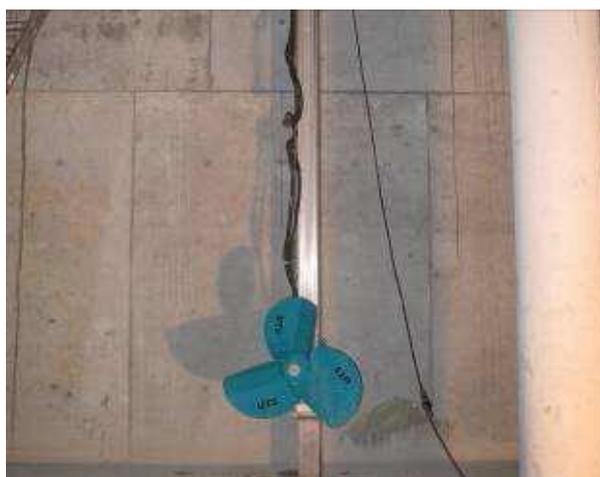


Figura 4.8 Agitatori a immersione.

Gli agitatori possono essere regolati orizzontalmente e verticalmente, ciò permette di miscelare bene il contenuto delle vasche e di conseguenza

prevenire la formazione di stratificazioni immerse o galleggianti. Le estremità superiori delle vasche sono dotate di intelaiature in acciaio INOX, sulle quali è montato un pozzo di servizio a tenuta ermetica di biogas. Tale pozzo è realizzato esternamente per poter effettuare lavori di manutenzione agli agitatori senza dover svuotare il fermentatore o entrare all'interno di esso. In aggiunta, al lato del fermentatore è prevista un'intelaiatura con copertura ermetica per un eventuale agitatore laterale. Tutti gli agitatori installati sull'impianto sono certificati con la normativa ATEX.

4.1.5.7 Scarico: tubo di prelevamento

Il materiale fermentato viene prelevato dal fermentatore e dal posfermentatore attraverso tubi di prelevamento installati nelle pareti situati nelle parti inferiori della vasca tramite le pompe della sala di pompaggio. Il substrato del fermentatore viene spostato nel postfermentatore per poi finire nello stoccaggio finale. Nel caso dovesse essere necessario svuotare totalmente una vasca, l'impianto può continuare a funzionare regolarmente, tenuto conto che ogni vasca è collegata singolarmente al sistema di distribuzione, di conseguenza il processo di digestione anaerobica non viene mai interrotto.

4.1.5.8 Postfermentatore

Dopo il periodo di sosta nel fermentatore il substrato degradato viene pompato autonomamente nel posfermentatore, che contribuisce a fermentare il materiale eventualmente non digerito. Esso, chiuso ermeticamente, allacciato alla condotta del sistema biogas è dotato di riscaldamento ad anelli per ottimizzare la produzione di biogas, viene isolato con uno strato di styrodur per evitare dispersione. Nella seguente tabella sono indicate le

dimensioni e le dotazioni della vasca di stoccaggio (postfermentatore) delle biomasse:

Tabella 4.7 Caratteristiche dimensionali del postfermentatore.

Postfermentatore	1
Capacità (lorda) totale	4241 m ³
Capacità (lorda) effettiva	3820 m ³
Profondità (interna)	6 m
Diametro (interno)	30 m
Dotazione	
Agitatore a immersione	13 KW
Quantità agitatori	2
Copertura	
Doppia membrana	1

Sia nel fermentatore che nel postfermentatore, nella parte interna superiore, vi è una rete che rappresenta un substrato per batteri aerobi, i quali hanno il compito di purificare il gas, cioè riescono ad assorbire concentrazioni di H₂S; dunque è necessario immettere aria in maniera controllata, che ovviamente non verrà a contatto con la parte anaerobica sottostante, ma si mantiene in alto; i livelli di O₂ devono mantenersi comunque al di sotto del 4% sul totale altrimenti l'impianto, in presenza di innesco, esplose.

4.1.5.9 Stoccaggio a valle

Conclusosi il processo di fermentazione, il substrato viene pompato nello stoccaggio finale dove il digestato sarà depositato interamente nella vasca finale o eventualmente separato tramite un separatore meccanico per potere dividere il solido dal liquido, stoccandolo separatamente fino al momento in cui sarà prelevato per essere sparso sui campi come fertilizzante. La vasca di stoccaggio viene realizzata in cemento armato monolitico gettato in opera come del resto anche la fondazione . Dimensionalmente si ha:

Tabella 4.8 Caratteristiche dimensionali della vasca di stoccaggio.

Vasca di stoccaggio (quantità):	1
Capacità (lorda) totale	5131 m ³
Capacità (lorda) effettiva	4700 m ³
Profondità (interna)	6 m
Diametro (interno)	33 m
Dotazione	
Agitatore a immersione	13 kW
Quantità agitatori	1
Copertura vasca di stoccaggio	
aperto	

4.1.5.10 Sistema e condotta del gas

Il sistema è composto da:

- tubazioni del gas;
- apparecchiature di sicurezza;
- dispositivo per la desolfurazione.

4.1.5.10.1 Percorso del biogas prodotto

Il biogas prodotto durante il processo di fermentazione è una miscela di vari gas. La concentrazione varia in relazione al tipo di fermentazione, al materiale fermentato e alla qualità del processo di fermentazione. I valori minimi e massimi di concentrazione dei diversi componenti nel biogas greggio sono elencati nella seguente tabella.

Tabella 4.9 Valori estremi di concentrazione dei diversi componenti nel biogas.

	In media
metano	50-75 %
anidride carbonica	25-50 %
vapore	3,1 %
azoto	1 %
ossigeno	0,3 %
idrogeno	< 1 %
ammoniaca	0,00006 %
acido solfidrico	0,05 %

Prima di essere trasformato in energia elettrica e termica nel cogeneratore, il biogas deve essere desolforizzato, raffreddato ed essiccato.

L'intero impianto lavora con una pressione massima di 3,5 mbar (0,00345 bar). La condotta del gas collocata in superficie è composta da tubi in acciaio INOX DN 219, mentre quella interrata è di tipo forzata PE DN 219. Tutte le vasche chiuse ermeticamente sono collegate, tramite pozzo di servizio, con una condotta di biogas. Il sistema entrata - uscita della condotta dal pozzo di servizio è regolato con apposita valvola di intercettazione tramite la quale ogni vasca può essere esclusa dal sistema. Partendo dai fermentatori il biogas prodotto prosegue verso la vasca di stoccaggio del liquame coperta e giunge in seguito al cogeneratore. La tubazione posta tra lo stoccaggio del liquame e il cogeneratore percorre in sotterranea per poi continuare fino al separatore della condensa con una pendenza circa dell'1%. L'eventuale quantitativo di biogas prodotto in surplus viene automaticamente bruciato in torcia.



Figura 4.9 Torcia.

4.1.5.10.2 Trattamento iniziale del biogas: desolforazione

La desolforazione del biogas avviene tramite l'aggiunta controllata di piccole quantità d'aria ambientale ai fermentatori. L'attività dei batteri sulfurei (sulfobakter oxydans) trasformano l'acido solfidrico e l'ossigeno contenuto nell'aria in zolfo e acqua. Lo zolfo separato dal biogas, in forma di uno strato giallastro, viene asportato insieme al liquido fermentato. Il tutto può essere sfruttato come fertilizzante. Le componenti necessarie per il trattamento del gas (desolforazione) sono:

- soffiante aria;
- valvola d'arresto;
- distribuzione aria;
- apparecchiatura per la misurazione della composizione del biogas;
- distribuzione con condotte PE.

La soffiante aspira aria attraverso dei filtri e sarà regolata in maniera tale da aggiungere al massimo il 4-6% d'aria in relazione al biogas. La quantità d'aria aggiunta in questo modo risulterà talmente piccola da evitare la creazione di un gas esplosivo: il biogas è esplosivo quando la miscela risulta composta da 6% - 12 % di metano e 88% - 94% di aria. Una valvola

d'arresto seziona i tubi dell'aria nel caso in cui la soffiante dovesse avere un malfunzionamento.



Figura 4.10 Misuratore qualità del biogas.

La quantità d'aria aggiunta verrà dosata automaticamente grazie ad un dispositivo in continuo, che rilevando i valori di CH_4 , H_2S O_2 , registrerà il volume del flusso dell'aria immessa. L'adduzione e la distribuzione dell'aria avvengono tramite un tubo dai pozzi di servizio dei fermentatori. La soffiante aria garantisce la quantità massima non capace di creare un'atmosfera esplosiva. Con un dosaggio appropriato si può raggiungere una quota di desolforazione dell'80%, che corrisponde ad un contenuto effettivo di zolfo di 0,01% (valore prescritto dalla legge: 0,1%).

4.1.5.10.3 Trattamenti finali del biogas: raffreddamento ed essiccazione

In funzione della temperatura di processo e dell'ambiente umido della produzione di biogas grezzo si ha un alto contenuto di umidità che può raggiungere valori fino a $57,6 \text{ g/m}^3$ di acqua. Attraverso il gruppo frigo il biogas viene raffreddato a una temperatura di $7 - 8^\circ \text{C}$. Per effetto del raffreddamento l'umidità si condensa in apposito condensatore in pozzo di condensa dal quale, tramite una pompa, viene pompata nella vasca, dove

viene aggiunta al resto del contenuto. Tramite questo processo l'acqua contenuta nel biogas viene ridotta fino a 7,8 g/m³.

4.1.5.11 Copertura ermetica a telo

È un sistema realizzato con due membrane fissate al bordo esterno superiore della vasca. La membrana interna viene tesa da una rete orizzontale fissata su un palo collocato al centro della vasca, il quale è realizzato in acciaio zincato e rivestito da uno strato di resina. Entrambe le membrane sono sigillate ermeticamente. Tra la membrana esterna e quella interna una soffiante riempie d'aria lo spazio intermedio. Con la pressione presente all'interno la membrana esterna viene spinta verso l'alto raggiungendo le caratteristiche di una struttura rigida in grado di assorbire carichi statici come neve o vento, prodotti dalle condizioni atmosferiche. Il materiale è resistente ai raggi ultravioletti, a condizioni meteorologiche forti e al substrato contenuto nelle vasche compreso il biogas. La membrana interna consente di regolare la pressione (massimo 3,5 mbar) all'interno del telo.

4.1.5.12 Motore e generatore

Il biogas prodotto viene usato nell'impianto di cogenerazione tramite un motore endotermico a ciclo otto a biogas con generatore sincrono a corrente trifase, da 999 kW, posizionato in un container insonorizzato, isolato e separato dal resto della struttura su di una platea antivibrante 10 x 15 m. L'adduzione del biogas avviene attraverso il sistema di condutture precedentemente descritto. Il cogeneratore alimentato dal biogas prodotto nel fermentatore, postfermentatore e in piccola parte dalla vasca distoccaggio, produce energia elettrica che verrà ceduta alla rete pubblica e termica, prodotta dal motore dopo la combustione, utilizzata per il riscaldamento delle vasche e per la propagazione del calore all'interno dell'impianto.



Figura 4.11 Cogeneratore.

Le Caratteristiche del Cogeneratore sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 4.10 Caratteristiche del cogeneratore.

Modulo	JGS 320 GS-C25
Motore	PE734C2
Potenza elettrica	999 kW
Produttore	GMb
Tipo	TCG 2020 V16
Funzionamento	4-Takt
Costruzione	V-Motor
Quantità cilindri	16
Numero giri nominale	1/min 1500
Potenza attiva nominale $\cos\phi=0,8$	Kw 988
Reattanza subtransitoria	0.15
Frequenza Hz	50
Tensione V	400
Numero giri 1/min	1500
Velocità di fuga 1/min	2250
Fattore di potenza ind.	0,8-1,0
Rendimento $\cos\phi=1,0$ %	96,7
Rendimento $\cos\phi=0,8$ %	95,8
Tipo di protezione	IP23
Classe d'isolamento	H

4.1.6 Caratteristiche dei materiali dell'impianto

Per evitare problemi legati alla corrosione, i materiali impiegati sono soprattutto in acciaio INOX V2A (resistenza alla corrosione), mentre le condutture termiche sono realizzate in acciaio INOX V4A (alta resistenza alla corrosione).

L'acciaio nero e gli acciai zincati (palo centrale di sostegno del telo), a contatto con il biogas, sono ricoperti da una vernice protettiva o da uno strato di resina in combinazione con vernice protettiva.

Staffe per tubi, supporti, raccordi e piattaforme di servizio sono realizzati in acciaio zincato a caldo e vengono utilizzati solo all'esterno, per evitare il contatto con il biogas, alto infettatore di corrosione.

Tutte le condutture di biogas collocate in superficie sono realizzate esclusivamente in acciaio INOX V2A. Quelle sotterranee invece saranno condotte in HDPE.

Le tubazioni per il liquame sono condotte forzate INOX, DN 150 o PN 16 e non forzate in INOX DN 300 - 250.

Le tubature dell'acqua e dell'aria che vanno al fermentatore sono realizzate rispettivamente in PE e in acciaio Sunpress.

Per proteggere le vasche in calcestruzzo dal biogas, la parte superiore interna è ricoperta da un rivestimento a base di resine epossidiche non modificate e senza solventi, altamente resistente alle reazioni chimiche.

4.1.7 Apparecchi di sicurezza

Tra produzione e uso del biogas sono installate diverse apparecchiature per garantire la sicurezza dell'impianto e dell'uomo (secondo le vigenti norme di sicurezza per impianti di biogas):

- valvola di chiusura per la condotta di biogas tra ogni vasca, ma anche tra la vasca di stoccaggio del liquame (postfermentatore) e il cogeneratore (il comando avviene all'esterno della sala motori);
- sicurezza di sovrappressione e depressione per tutte le vasche (nel pozzo di servizio);

- sicurezza della sovrappressione per il controllo del manometro del cogeneratore;
- filtro gas;
- valvola magnetica per il cogeneratore;
- protezione antifiamma.

4.1.7.1 Protezione contro sovrappressione

Sul lato inferiore del pozzo di servizio di ogni vasca chiusa ermeticamente vi è installato un piccolo raccoglitore riempito d'acqua, al suo interno viene immerso un tubo con uscita all'esterno del telo. Il riempimento con acqua avviene automaticamente. In caso di eccesso di pressione (la pressione di risposta dei fermentatori è di circa 35 mm d'acqua \approx 3,5 mbar) il gas spinge l'acqua e la fa uscire da un tubo a U collocato sul lato inferiore del raccoglitore. Di conseguenza avviene una fuga controllata del biogas verso l'esterno attraverso l'apposito tubo. Le tubature di scarico sono costruite secondo le norme vigenti.

4.1.7.2 Controllore di depressione

Se, invece, la pressione scende sotto i -1,5 mbar, per evitare il pericolo di aspirazione di aria dalle tubature di scarico il controllo di depressione arresta la cogenerazione.

4.1.7.3 Sensori dell'impianto

Inoltre, sull'impianto verranno installati una serie di sensori:

- rilevatore di altezza liquame;
- rilevatore temperatura liquame;
- rilevatore pressione biogas;
- misuratore composizione biogas;
- sensori fine corsa.

Dato che il processo di fermentazione è un processo continuo, i parametri di funzionamento dovranno rimanere costanti nel tempo. Questo permette di rilevare un cambiamento immediato di un qualsiasi parametro rilevato da uno dei sensori e individuare un potenziale malfunzionamento anche prima che lo stesso si manifesti.

4.1.8 Ciclo Produttivo

4.1.8.1 Stoccaggio delle biomasse in ingresso

Le biomasse vengono stoccate in apposite trincee i cui caratteri geometrici sono:

- trincea 1: 100 x 20 x 4 m
- trincea 2: 100 x 20 x 4 m



a)



b)

Figura 4.12 a) Trincea con pastazzo di agrumi, b) trincea con insilato di mais.

La capienza utile totale è di circa 16.000 m³. Per lo stoccaggio dei cofermenti palabili è prevista la realizzazione di superfici di stoccaggio che possono essere libere per lo stoccaggio in forma di trincee in calcestruzzo. Il percolato viene raccolto nella prevasca e inserito nel postfermentatore. Il materiale viene reperito già macinato le quali vengono trinciate in

campo già all'origine, permettendo sia la conservazione in sili per tutto l'anno (un vantaggio rispetto ad una biomassa fresca quale ad esempio il letame che può essere fermentato aerobicamente), sia una migliore attaccabilità da parte dei batteri i quali riescono a digerire più facilmente un materiale già sminuzzato e sfibrato.

4.1.9 Insilamento

4.1.9.1 Tecnica d'insilamento

Questo procedimento si basa sull'acidificazione spontanea che trasforma gli zuccheri in acido lattico che abbassa il pH a valori intorno a 4; questo valore inibisce la crescita dei germi presenti. Per il processo d'insilamento regolare si tengono conto di alcune condizioni, come:

- giusto tenore di acqua di vegetazione;
- presenza di zuccheri fermentescibili in quantità tale da permettere la moltiplicazione dei batteri;
- controllo dell'aria presente; i batteri che attuano la fermentazione lattea sono anaerobi, quindi nei silos è necessario eliminare l'aria comprimendo la massa da insilare e coprendola con dei teli; per ridurre al minimo la percentuale di interspazi e di conseguenza ridurre al minimo l'ossigeno è opportuno tagliare la pianta formando pezzi molto piccoli;
- terra; evitare imbrattamenti di terra perché nella terra ci sono dei batteri (clostridi) che trasformano l'acido lattico e gli zuccheri in acido butirrico;
- rapporto zuccheri: le proteine devono essere maggiori o uguali a 1,6.

4.1.9.2 Processi fermentativi nella biomassa insilata

L'insilamento avviene a temperatura ambiente. Dopo che viene trinciata la pianta si liberano enzimi cellulari che iniziano la digestione delle sostanze organiche delle cellule vegetali, su questo substrato si inibiscono i batteri coliformi che attaccano gli zuccheri trasformandoli in acidoacetico e anidride carbonica consumando ossigeno.

L'acido acetico abbassa il pH a un valore inferiore a 5. A partire dal terzo e

quarto giorno si sviluppano i lattobacilli (dato che l'ossigeno è stato consumato) che trasformano gli zuccheri in acido lattico che abbassa il pH a valori inferiori a 4. A questo punto la massa si presenta stabile e dopo circa 40 giorni è pronta all'utilizzo. Per l'avviamento dell'impianto occorre provvedere al riempimento delle vasche con biomassa liquida ricca di batteri metanogeni. Tale operazione permette di avere, da subito, una matrice ricca di batteri che consente di avviare in maniera efficace e veloce il processo di fermentazione all'interno del fermentatore. Se questo non sarà possibile l'impianto potrà essere avviato anche usando solo acqua e biomasse.

4.1.10 Cogenerazione

Il biogas prodotto nel fermentatore, postfermentatore e in piccola parte dalla vasca di stoccaggio, viene veicolato tramite le tubazioni per la distribuzione del biogas al cogeneratore che produrrà energia elettrica, ceduta alla rete pubblica tramite collegamenti diretti ed energia termica, prodotta dal motore in conseguenza della combustione, e riutilizzata per il riscaldamento delle vasche e per la propagazione del calore all'interno dell'impianto.

4.1.11 Effetti della fermentazione sulla composizione del substrato fermentato

4.1.11.1 Descrizione generale del substrato fermentato

La composizione del substrato fermentato dipende da diversi fattori:

- durata dello stoccaggio;
- composizione dei cofermenti;
- parametri della fermentazione (temperatura e il carico specifico del fermentatore).

La diminuzione della sostanza secca e del carbonio nonché l'aumento del valore pH sono tipici del processo di degradazione biochimica. La fermentazione riduce anche la viscosità del liquame diminuendo la

sostanza secca e le sostanze viscide. Inoltre si riducono anche le sostanze odorose e gli acidi organici. La riduzione di quest'ultimi porta a una riduzione delle emissioni odorose e ad un ridotto attacco acido delle piante. Così l'odore tipico del liquame viene in maggior parte eliminato. Il pH del liquame in uscita dall'impianto sarà circa pari a 7-8. In conseguenza alla degradazione della sostanza organica la maggior parte dell'azoto organico si trasforma in azoto ammoniacale (anorganico). Questa forma dell'azoto permette una disponibilità all'utilizzo immediata per le colture e viene facilmente trattenuto dal terreno, per la carica positiva dello ione NH^+ , con conseguente annullamento del rischio di lisciviazione. Il rapporto di azoto organico / anorganico risulta pari a circa 3-7. Il liquame fermentato è caratterizzato da un'alta volatilizzazione dell'azoto in forma ammoniacale, ragion per cui va sparso, o interrato, tramite dispositivi di rilascio a bassa pressione e rasoterra. La quantità di altre sostanze valorizzanti come fosforo, calcio, potassio e magnesio rimane invariata. In ultimo va evidenziato che il prodotto, omogeneo, possiede un'alta riduzione delle infestanti e degli agenti patogeni.

4.1.11.2 Analisi chimica del substrato fermentato

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle analisi provenienti dall'impianto. Questi valori possono variare in funzione dell'alimentazione e dei parametri di funzionamento dell'impianto.

Tabella 4.11 Valori analisi dell'impianto.

PARAMETRI	VASCA STOCCAGGIO
pH	7,62
Sostanza secca (%)	5,02
Sostanza secca org. (%)	3,20
COD (g/kg)	53,85
N-NH ₄ (g/kg)	2,22
NH ₃ (mg/kg)	100
N totale (g/kg)	3,54

4.1.11.3 Spandimento del substrato a valle del processo di digestione anaerobica

Il substrato prodotto è un ottimo fertilizzante che viene usato preferibilmente nella produzione agricola, su aree proprie messe a disposizione dal gestore. Per lo spandimento del prodotto finale sarebbe ideale uno spandimento a bassa pressione, raso terra o addirittura interrato in quanto l'azoto ammoniacale in esso contenuto è altamente volatile. La distribuzione può avvenire anche direttamente sulle culture, dato che il prodotto riscontra un aumento del pH.



Figura 4.13 Spandimento in campo del digestato.

4.1.12 Controllo e gestione dell'impianto

4.1.12.1 Generale

La tecnologia di comando e gestione dell'impianto è costituito da un PLC (Programmable Logic Controller) che comanda l'impianto autonomamente, e di un PC tramite il quale avviene la gestione da parte del gestore dell'impianto, la visualizzazione dei dati e l'impostazione dei parametri. Il sistema PLC garantisce il corretto funzionamento dell'impianto anche in casodi guasto del PC, grazie ai protocolli di sicurezza.

4.1.12.2 Programmable Logic Controller

Il PLC è un computer industriale specializzato nella gestione dei processi industriali, esegue un software ed elabora i segnali digitali ed analogici provenienti da sensori e diretti agli attuatori presenti nell' impianto. Definisce la gestione degli aggregati (pompe, dispositivi di caricamento, saracinesche, ecc.) al livello manuale o automatico. La visualizzazione dei processi è garantita tramite un'interfaccia seriale (Human Monitor Interface), la quale permette di monitorare l'intero impianto tramite opportuni indici numerici o grafici e del parametraggio dei valori scelti come quantità di dosaggio, livelli di riempimento, intervalli di caricamento e miscelazione. La visualizzazione è suddivisa in più immagini che possono essere richiamate a seconda delle necessità.

4.1.12.3 Archiviazione e controllo dei dati

Tutti i dati potranno essere archiviati su supporto rigido. Operazione che assume notevole importanza soprattutto per i livelli di riempimento dei fermentatori, le temperature dei fermentatori, le pompe e gli agitatori, la posizione di dispositivi di serraggio, prestazione del cogeneratore, consumo proprio di energie, cessione di corrente, consumo dell'energia termica da parte del circuito di riscaldamento (a scelta), resa del biogas e come opzione il volume del liquame e la qualità del biogas. Inoltre sono tutte informazioni necessarie per i Sistemi di Gestione Ambientale (ISO 14001), Energetico (ISO 45001) e della Salute e Sicurezza sul luogo di lavoro (ISO 9001). Questi sono costituiti da una struttura identica (HLS - High Level Structure) in 10 capitoli e nel settimo è prevista l'archiviazione della documentazione necessaria al sistema di gestione.

Il controllo numerico è impostato per gestire:

- il caricamento automatico e uniforme (con protocollo per controlli da parte delle autorità);
- la regolazione automatica della temperatura dei fermentatori;
- la scelta sul monitor della direzione di flusso; il sistema controlla le

posizioni delle saracinesche e permette l'attivazione delle pompe solo se in posizioni corrette;

- il monitoraggio del funzionamento dei motori;
- l'emissione di un segnale d'allarme in caso di livello critico nei fermentatori; in questo caso il caricamento si arresta automaticamente.

Il sistema di controllo prevede anche la cosiddetta tele-sorveglianza. In caso di problemi all'impianto il sistema invia un segnale (SMS) al cellulare del gestore. L'impianto di biogas è connesso con la rete in modo che i tecnici della ditta fornitrice dell'impianto possono, in connessione remota, intervenire direttamente sull'impianto in caso di emergenza.

4.1.13 Anomalie di funzionamento dell'impianto

4.1.13.1 Difetti tecnici al cogeneratore

In caso di un guasto al cogeneratore la quantità di biogas prodotto non può essere lavorata per un certo periodo per evitare danni all'ambiente; l'impianto garantisce una potenza dei cogeneratori con riserva del 10% , un setting di funzionamento di sole 22 ore al posto di 24 oltre al bloccaggio del caricamento di sostanze fluide e solide diminuendo di fatto la produzione di biogas del 50% e azzerandola dopo alcuni giorni. Inoltre con opportuni contratti di servizio e manutenzione il tempo d'intervento per le riparazioni del cogeneratore risulta inferiore alle 24 ore.

4.1.13.2 Disturbi tecnici alle vasche

L'intero ampliamento dell'impianto è composto da un sistema, di cui fanno parte una prevasca, un fermentatore, un postfermentatore e una vasca di stoccaggio. Ogni vasca è autonoma e in caso di anomalie la vasca che presenta l'anomalia può essere esclusa dal resto del sistema per il periodo necessario alla manutenzione. Non sono necessari interventi nell'interno della vasca, perché gli unici componenti che richiedono una manutenzione sono tutti accessibili dal pozzo di servizio senza che la vasca debba essere svuotata. Gli impianti di miscelazione sono facilmente accessibili attraverso i pozzi di servizio. Le cause di anomalie possono essere ricercate tra:

- guasti degli agitatori nei fermentatori e prevasca;
- inibizione del processo di fermentazione con un substrato contaminato con degli antibiotici, disinfettanti, ecc.;
- inibizione del processo di fermentazione a causa di un caricamento non appropriato delle sostanze.

Gli impianti di miscelazione risulteranno facilmente accessibili attraverso i pozzi di servizio e potranno essere riparati o sostituiti entro 30 minuti. La possibilità di un'avaria contemporanea sui due reattori è molto bassa; una corretta azione di controllo quotidiana annulla tale possibilità. Laddove si impieghino prodotti ad alto contenuto di sabbia, è necessario svuotare il fermentatore per rimuovere eventuali deposizioni sul fondo della vasca. L'insilato di mais, triticale, sorgo e sulla non creano questi problemi; problematica che potrebbe sussistere con alghe raccolte sulle spiagge. Le serpentine del riscaldamento delle vasche sono realizzate in acciaio ad alta resistenza alla corrosione INOX V4A. Inoltre le tubazioni ad elevato spessore (2 mm) garantiranno la protezione contro l'abrasione. Tutti gli interventi che richiedono un'apertura o uno svuotamento di una vasca verranno eseguiti esclusivamente da personale addestrato con apposite apparecchiature di sicurezza, ad esempio maschera a gas, segnalatore di gas portatile (H₂S, CH₄, CO₂).

4.1.13.3 Rottura del sistema di copertura

Un' eventuale vasca col telo rotto verrà esclusa dal sistema gas, chiudendo le saracinesche presenti su ogni entrata/uscita di ciascuna vasca. L'alimentazione della vasca con le biomasse viene fermata. Prima di effettuare qualsiasi intervento di manutenzione la vasca deve essere completamente libera dal gas. Per garantire questo, i pozzi di servizio devono rimanere aperti per un minimo di due giorni. Per garantire la sicurezza del personale di manutenzione si deve operare con un rilevatore digas che segnala concentrazione di gas troppo elevata per eseguire i lavori di riparazione.

4.1.13.4 Rottura del sistema di miscelazione

Il sistema di miscelazione è un sistema ridondante. La prevasca, il fermentatore, postfermentatore e la vasca di stoccaggio sono muniti di uno (solo prevasca) o due (altre vasche) agitatori per vasca. In caso di guasto gli apparecchi di miscelazione sono facilmente accessibili attraverso i pozzi di servizio e potranno essere riparati o sostituiti entro 30 minuti.

4.1.13.5 Rottura delle condotte elettriche degli agitatori

La rottura delle condotte elettriche è un fenomeno molto raro e di facile rimedio data l'agevole accessibilità.

4.1.13.6 Rottura del sistema di desolfurazione

Una valvola d'arresto chiude i tubi dell'aria nel caso in cui la soffiante dovesse avere un malfunzionamento.

4.1.13.7 Rottura di una pompa del liquame

Il sistema di pompaggio del liquame è un sistema ridondante, composto da un sistema di 2 pompe di circolazione, a funzionamento alterno o combinato, per il caricamento del fermentatore, post fermentatore, vasca di stoccaggio e una separatamente per la prevasca. Nel caso di guasto di una delle due pompe il sistema continua ad essere funzionante grazie al sezionamento tramite saracinesche della pompa in guasto. Una corretta sorveglianza e manutenzione riduce il numero di eventi di fermo pompa.

4.1.14 Controllo della qualità del gas e sorveglianza del processo

Il gestore, come anticipato, può controllare la qualità del gas grazie a un'apposita apparecchiatura che misura le seguenti componenti: CH₄, H₂S, e O₂. La misurazione e il controllo su ogni componente avviene con monitoraggio continuo. Il controllo in continuo risulta necessario, data la viabilità della composizione e quindi della qualità del biogas. L'istituzione di

un protocollo di servizio permette di raccogliere informazioni e di trarre conclusioni su eventuali cambiamenti nella stabilità del processo. I controlli e lavori di manutenzione eseguiti vengono confermati con una firma nel diario dell'impianto. Vengono inoltre tenuti e custoditi i giornali dei lavori d'azionamento e di manutenzione (riempimento del serbatoio dell'olio con data, quantità, livello, riciclaggio olio lubrificante esausto ecc.). Per il campionamento sono previsti dei punti d'estrazione, presenti su ogni vasca, dove verranno prelevati i campioni che poi saranno analizzati da un istituto autonomo. Il periodo di avviamento previsto è di circa 6 mesi. Durante questo periodo l'impianto viene controllato attraverso la supervisione di un esperto del processo.

4.1.15 Sicurezza sul lavoro

L'impianto e le sue componenti sono certificati secondo la normativa 94/9/CE, meglio conosciuta con l'acronimo ATEX ("Atmosphere explosive"). L'impianto è dotato di:

- segnali di pericolo (uscita d'emergenza, divieto di fumo, ecc. secondo le normative di sicurezza per impianti di biogas);
- estintori (piano antincendio);
- protezione dell'udito (nella sala motori).

4.1.16 Norme relative alla tutela dell'ambiente e della salute

4.1.16.1 Tutela delle acque dall'inquinamento

Tale impianto ha una produzione limitata di scarichi liquidi. Le caratteristiche chimico-fisiche degli scarichi finali dovranno rispettare gli obiettivi di qualità previsti per i corpi idrici e devono, in ogni caso, rispettare i valori limite previsti nell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs 152/2006 (Testo Unico Ambientale). I criteri di progettazione di ogni parte dell'impianto di termoutilizzazione sono inoltre improntati al massimo contenimento dei consumi di acqua.

4.1.16.2 Emissioni e contromisure

L'impianto è progettato, realizzato e gestito in modo da soddisfare pienamente i limiti di emissione fissati nella parte quinta del D.Lgs 152/2006 (Testo Unico Ambientale). La *tipologia di conversione* prevista (digestione anaerobica) è tale che l'unica fase di combustione riguardi il biogas prodotto; per tale motivo, ai sensi dell'art. 269 comma 14 del D.Lgs 152/2006 l'impianto in oggetto (impianto di combustione alimentato a biogas, di cui all'Allegato X alla parte quinta del suddetto decreto legislativo, di potenza termica nominale complessiva inferiore o uguale a 3 MW), non è sottoposto ad autorizzazione per le emissioni in atmosfera. Le uniche emissioni che avvengono sono quelle dello scarico dei gas prodotti dalla combustione del biogas nel cogeneratore; in particolare i composti chimici inquinanti rilasciati in atmosfera dall'impianto, per la combustione di biogas all'interno del motore, sono sostanzialmente gli ossidi di azoto (NOx) e il monossido di carbonio (CO). Sono trascurabili le emissioni in atmosfera di ossidi di zolfo (SOx), particolato e polveri sottili grazie al sistema di abbattimento dell'idrogeno solforato.

4.1.16.3 Emissione di calore

Il calore a bassa temperatura, non più riutilizzabile in alcun processo produttivo, viene rilasciato in atmosfera. L'unica fonte emissiva rilevante è il camino del motore posto ad una altezza di 6 m da terra.

4.1.16.4 Biogas

Il biogas viene utilizzato per la combustione nel cogeneratore. In caso di avaria del motore si arresta il caricamento dell'impianto con nuovo substrato. In questo modo la produzione di biogas viene ridotta del 50% entro 12 ore. Il gestore opera direttamente o indirettamente gli interventi di manutenzione entro le 24 ore. A riparazione terminata si può tornare a regime normale.

4.1.16.5 Odore

Le componenti dell'impianto, come già anticipato, sono a tenuta ermetica di gas. Pertanto si può escludere l'emissione di odori. Le uniche emissioni che avvengono sono quelle dello scarico dei gas prodotti dalla combustione del biogas nel cogeneratore. Tali gas di scarico emessi sono praticamente inodori e i valori rientrano nei limiti previsti dalla normativa.

4.1.16.6 Tutela acustica e dalle vibrazioni

La realizzazione dell'impianto, nel suo complesso ed in ogni sua parte, è stata sviluppata con specifico riguardo al contenimento entro i limiti di accettabilità (secondo quanto stabilito dalle norme e dalle autorità competenti) della rumorosità e delle vibrazioni, sia all'interno delle aree di lavoro che nei confronti degli insediamenti adiacenti. A tal fine il rispetto dei limiti di rumore è in generale assicurato mediante il contenimento del rumore emesso dalle sorgenti.

Nello specifico l'emissione sonora alla fonte di qualsiasi apparecchio, misurata a 1 m ed a impianto in funzionamento industriale, deve essere inferiore ai 75 dB. Nessun operatore durante il normale svolgimento del proprio turno di lavoro deve risultare esposto ad un livello sonoro equivalente superiore ai 75 dB.

Per quanto concerne la composizione spettrale, i livelli sonori nelle diverse bande d'ottava non superano la curva N.R. 70 della raccomandazione ISO 1996. Eventuali sorgenti di rumore a carattere impulsivo sono accuratamente insonorizzate. Nella sala controllo il livello sonoro globale non supera il limite di 50 dB, misurato in livello sonoro equivalente. Cautelativamente gli elementi rumorosi dell'impianto sono collocati in spazi chiusi. In particolare il cogeneratore è posizionato in una container con apposito isolamento per renderlo insonorizzato. Il livello di pressione acustica a una distanza di 10 m è inferiore a 65 dB. Inoltre è circondato da altri edifici e strutture. Di conseguenza i valori di rumorosità si minimizzano ulteriormente ed è quindi possibile escludere anche l'inquinamento acustico.

Passando alle vibrazioni trasmesse agli operatori nelle posizioni da essi occupate durante lo svolgimento del lavoro e alle vibrazioni immesse negli insediamenti circostanti l'impianto, i livelli massimi di accelerazione ai quali potranno risultare esposti, non superano i limiti indicati nei testi di legge vigenti

4.1.17 Riferimenti normativi

4.1.17.1 Decreto Ministeriale 12-07-1990

Il Decreto Ministeriale 12-07-1990 detta le "Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti". Per i motori fissi a combustione interna i valori di emissione si riferiscono ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 5%, le polveri di emissione non devono essere superiori a 130 mg/m³, il monossido di carbonio non deve essere superiore a 650 mg/m³ e gli ossidi di azoto in emissione non devono superare i 500 mg/m.

4.1.17.2 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia elettrica.

- Art. 1, comma 1: finalizzato a "promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili ...".
- Art. 12, comma 1: "le opere per la realizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili e urgenti".

4.1.17.3 Decreto legislativo del 03 aprile 2006, n. 152

- Art.267, comma 4: "al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi derivanti dal Protocollo di Kyoto e di favorire comunque la riduzione delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti, la normativa di cui alla parte quinta del presente decreto intende determinare l'attuazione di tutte le più opportune azioni volte a promuovere l'impiego dell'energia elettrica prodotta da impianti di

produzione alimentati da fonti rinnovabili ai sensi della normativa comunitaria e nazionale vigente e, in particolare, della direttiva 2001/77/CE e del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, determinandone il dispacciamento prioritario”.

- Art. 269, comma 14: “non sono sottoposti ad autorizzazione i seguenti impianti: e) impianti di combustione alimentati a biogas di cui all'Allegato X alla parte quinta del presente decreto, di potenza termica nominale complessiva inferiore o uguale a 3 MW; f) gruppi elettrogeni di cogenerazione alimentati a metano o a GPL, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW”.
- Allegato IX, della parte quinta, sezione III, comma 1: valori limite per gli impianti che utilizzano biogas: “per gli impianti che utilizzano biogas di cui all'allegato X devono rispettare i valori limite di emissione, espressi in mg/Nm³ e riferiti ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, esclusi i periodi di avviamento, arresto e guasti. I valori limite sono riferiti al volume di effluente gassoso secco rapportato alle condizioni normali”.
- Allegato X, della parte quinta, Parte I, sezione 1: “negli impianti disciplinati dal titolo I è consentito l'utilizzo dei seguenti combustibili: r) biogas individuato nella parte II, sezione 6, alle condizioni ivi previste”.
- Allegato X, della parte quinta, Parte II, sezione 6: “provenienza: il biogas deve provenire dalla fermentazione anaerobica metanogenica di sostanze organiche non costituite da rifiuti. In particolare non deve essere prodotto da discariche, fanghi, liquami (di fognatura) e altri rifiuti a matrice organica. Il biogas derivante dai rifiuti può essere utilizzato con le modalità e alle condizioni previste dalla normativa sui rifiuti”.

5. SCOPO DELLA TESI

Questo lavoro si è concentrato su tre aspetti fondamentali:

- studio dei possibili utilizzi del sottoprodotto algale di *Ulva L.*, che si può considerare una fonte di sostanze ad alto valore aggiunto;
- digestione anaerobica del sottoprodotto per la produzione di biogas, presso i laboratori dell'Università di Bologna per valutare il BMP del campione e analisi del contenuto di lignina;
- analisi di fattibilità economica per un impianto di biogas di piccola taglia presso l'azienda in questione che permetta la parziale autonomia elettrica dell'azienda.

Il primo punto è stato descritto in dettaglio nella parte di introduzione alla tesi, riguardante il destino attuale per la biomassa di *Ulva Lactuca*.

Per quanto riguarda il secondo punto, è stato processato il sottoprodotto dell'azienda South Agro srl produttrice di biostimolanti e biofertilizzanti, situato a Taranto (TA), tramite diverse tipologie di alghe coltivate in mare aperto. Nel caso in esame valuteremo la valorizzazione del sottoprodotto da *Ulva Lactuca*. Come si vedrà in seguito, dalle analisi condotte sul sottoprodotto e dalle ricerche bibliografiche condotte, emerge che tale sottoprodotto presenta punti di forza ma anche svantaggi per il suo utilizzo nella produzione di biogas; infatti non può essere utilizzato in maniera esclusiva come input in un impianto per la produzione di biogas, ma è necessario trovare un giusto mix di matrici con caratteristiche chimico-fisiche diverse, provenienti da diverse materie prime d'origine algale o agroalimentare; affinché la digestione anaerobica avvenga con la massima efficienza è necessario infatti che la biomassa (razione) inserita nel digestore sia scelta in modo da fornire la massima resa in biogas nel minore periodo di tempo possibile. Le produzioni di metano sul tal quale variano con differenze consistenti anche tra vari raggruppamenti di matrici.

Per quanto riguarda il terzo punto, è stato preso in esame un impianto di

biogas siciliano di cui esistono diversi riferimenti bibliografici, per avere una linea d'indirizzo dell'analisi di fattibilità. Inoltre, importante e fondamentale è stato il quadro normativo vigente in materia che, attualmente per gli obiettivi dell'Agenda 2030 e del PNRR in merito alla transizione energetica, sta permettendo di mettere a terra e incentivare maggiormente esempi di sostenibilità.

6. MATERIALI E METODI PER IL BMP

Il test BMP¹⁶³ ha dimostrato di essere un metodo relativamente semplice e affidabile per ottenere la misura e il tasso di conversione della sostanza organica in metano. Le informazioni fornite dal BMP sono preziose quando si valutano potenziali substrati, per ottimizzare la progettazione e il funzionamento di un digestore anaerobico. L'interesse negli ultimi anni è aumentato come può essere dimostrato dall'ampia gamma di documenti di ricerca che trattano di saggi BMP.

Sfortunatamente non esiste un protocollo standard per effettuare la determinazione del BMP. Di conseguenza, i rendimenti riportati in letteratura hanno una comparabilità limitata e non possono essere precisi a causa di possibili differenze nel protocollo sperimentale utilizzato per il test. Ci sono molti fattori che possono influenzare la biodegradabilità anaerobica dei materiali organici, e alcuni di questi fattori sono, al momento, poco conosciuti e spesso non descritti nella procedura. Ciò non è dovuto solo alla varietà delle apparecchiature utilizzate, ma anche delle diverse condizioni ambientali e dei protocolli utilizzati. Per esempio, la miscela di inoculo-nutrienti, i volumi di liquido e spazio di testa, il pH, la pressione nello spazio di testa e il sistema di rilevamento possono tutti differire da un test all'altro.

Recentemente è stato pubblicato un nuovo protocollo proposto per il test BMP, dove vengono fornite alcune linee guida di base per una procedura comune. Si è seguita tale procedura per eseguire i test di laboratorio.

Nel caso in esame il test è stato effettuato sul rifiuto di produzione dell'azienda di Taranto che produce biofertilizzanti e biostimolanti da alghe coltivate nel Mediterraneo.

6.1 Caratterizzazione del Substrato: TS, VS, granulometria e preparazione campione

I substrati possono essere ottenuti da una varietà di fonti. Ci sono diversi gruppi di potenziali fonti per la produzione di metano considerati da Gunaseelan come la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (OFRSW), dei rifiuti ortofrutticoli (FVW), graminacee, boschi, erbacce terrestri e biomasse acquatiche (marine e d'acqua dolce)⁹².

Nel caso in esame, substrato di partenza è alga bruna post idrolisi basica. Si presenta come substrato umido e dal colore bianco tendente al giallo bruno.

Tale substrato è stato caratterizzato valutando i solidi totali (TS) e i solidi volatili (VS) tramite metodi analitici IRSA¹⁵⁸.

Il substrato appena arrivato nei laboratori del DICAM è stato conservato in un contenitore di plastica inertizzato, per evitare il contatto diretto con l'ossigeno, come consigliato dal metodo IRSA.

Con il termine di solidi totali disciolti s'intende il residuo che permane in una capsula, dopo evaporazione di un campione d'acqua, previamente filtrato, e conseguente essiccamento in stufa a temperatura definita. Le temperature di essiccamento di norma utilizzate sono: 103- 105°C; 180±2°C. I residui essiccati a 103-105°C possono contenere non solo acqua di cristallizzazione, ma anche di occlusione meccanica. A questa temperatura, alla perdita di anidride carbonica contribuisce sostanzialmente la trasformazione dei bicarbonati in carbonati; inoltre le perdite di materiale organico per volatilizzazione sono molto esigue se la temperatura viene mantenuta costante. Poiché l'espulsione dell'acqua di occlusione è solo parziale a 105°C, il raggiungimento del peso costante, condizione determinante per una buona misura, non è sempre ottenibile rapidamente. Il residuo essiccato a 180±2°C perde quasi tutta l'acqua di occlusione, ma parte dell'acqua di cristallizzazione può rimanere, specialmente se sono presenti solfati. A loro volta le sostanze organiche sono rimosse per volatilizzazione, ma non completamente distrutte. I bicarbonati vengono trasformati in carbonati e questi possono essere parzialmente decomposti in ossidi e sali basici. In genere, evaporando ed essiccando a 180±2°C un campione

d'acqua si ottengono valori che sono maggiormente confrontabili con quelli che risultano dalla somma delle concentrazioni dei vari sali minerali singolarmente determinate.

6.1.1 Apparecchiature richieste

Capsule o crogiuoli di 150-200 mL di capacità, di porcellana;

Stufa a convezione naturale, munita di termostato capace di mantenere costante la temperatura entro $\pm 1^\circ\text{C}$;

Muffola;

Bilancia analitica di 200 g di capacità con risoluzione di 0,1 mg.

6.1.2 Procedimento

Sono stati preparati tre campioni del substrato dal peso secco di 7g , preparati e pesati con bilancia analitica altrettanti crogiuoli con ID. Tempo in stufa: circa 24h.

Tenere la capsula preliminarmente in stufa per circa un'ora alla stessa temperatura scelta per la determinazione del residuo. Trasferire la capsula in stufa alla temperatura di 103-105 °C. Essiccare il residuo fino a peso costante (si considera costante quello ottenuto quando la variazione di peso tra due serie successive di riscaldamento, raffreddamento e pesata non superi il valore di 0,5 mg). Lasciar raffreddare brevemente la capsula all'aria prima di porla ancora calda nell'essiccatore e completare successivamente il raffreddamento in atmosfera secca. Pesare la capsula non appena sia completamente raffreddata. Il residuo non deve rimanere per molto tempo nell'essiccatore, poiché residui molto igroscopici possono rimuovere umidità da un essiccatore la cui atmosfera non sia completamente secca.

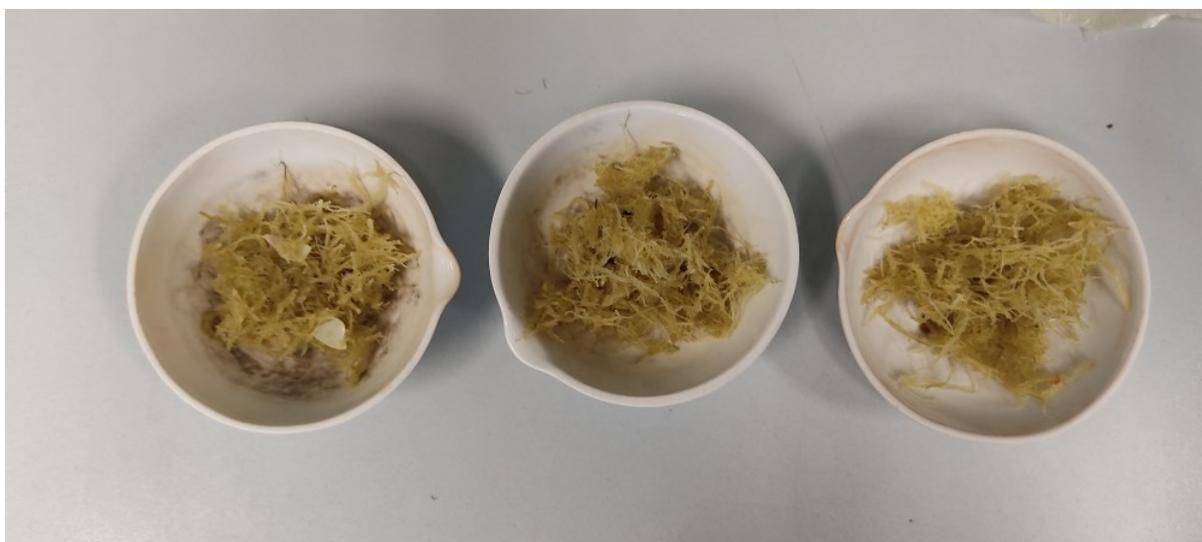
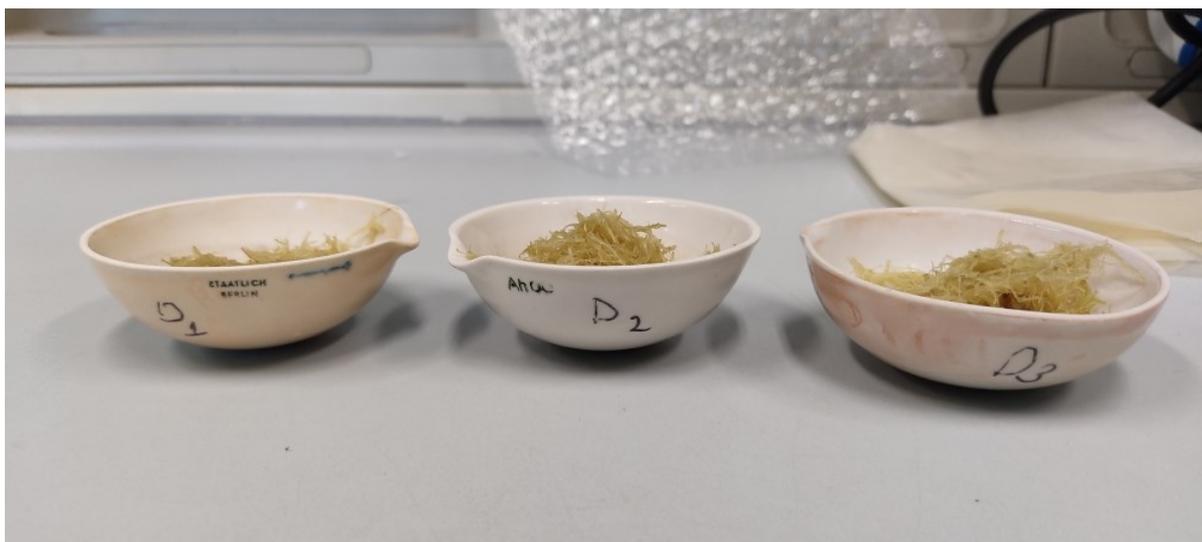


Fig. 6.1 – Campioni umidi di Ulva L. a valle del processo aziendale pre stufa per calcolo TS

6.1.3 Calcoli per TS

$$\text{Urel [\%]} = [(M1 - M2) * 100] / V$$

$$\text{TS} = 100 - \text{Urel}$$

Dove:

Urel = umidità relativa

M1 = peso in g di crogiolo e campione dopo l'essiccamento;

M2 = peso in g del crogiolo;

V = peso in g di campione bagnato.

La determinazione dei solidi volatili (VS) fornisce una stima molto grossolana della sostanza organica contenuta nella frazione solida di un campione.

6.1.4 Procedimento

I residui ottenuti eseguendo il passaggio precedente vengono inceneriti in muffola alla temperatura di 600 °C per un'ora (tempo della procedura intera considerando anche curva di riscaldamento e curva di raffreddamento: circa 24h). I solidi rimanenti dopo il trattamento di incenerimento rappresentano i solidi fissi mentre la frazione perduta nel riscaldamento rappresenta i solidi volatili. Dopo l'incenerimento, lasciar raffreddare parzialmente i recipienti all'aria finché la maggior parte del calore sia dissipata e trasferire quindi capsula e filtri in essiccatore per un completo raffreddamento in atmosfera secca.

6.1.5 Calcoli per VS

$$\text{VS [g/g]} = [(M3 - M4) * 100] / V$$

Dove:

M3 = peso in g del residuo + peso in g del crogiolo prima dell'incenerimento

M4 = peso in g del residuo + peso in g del crogiolo dopo l'incenerimento

V = peso in g di campione del campione secco (dopo stufa).

6.1.6 Granulometria

La granulometria può essere un parametro molto importante nel tasso di produzione di biogas piuttosto che per la produzione finale di biogas da un determinato substrato. Pertanto, la dimensione delle particelle di substrato è considerata fondamentale per gli studi cinetici^{159,160} piuttosto che per la determinazione del BMP. Tuttavia, una parte della letteratura^{161,162} ha mostrato come la determinazione del BMP possa essere influenzata da questo parametro e una standardizzazione della dimensione delle particelle può essere raccomandata per aumentare la riproducibilità del test BMP per alcuni eterogenei substrati¹⁶⁴.

Pertanto si è provveduto ad omogeneizzare meccanicamente tramite taglio la granulometria del substrato prima di incominciare la digestione anaerobica.

6.1.7 Microcosmi, replicati e microcosmi di controllo

Si è deciso di preparare otto famiglie di microcosmi, dalla lettera A ad I, in triplicato. Ogni famiglia differisce per il contenuto di inoculo e substrato, come ben si evidenzia nel paragrafo successivo sul disegno sperimentale.

Il numero di repliche deve essere di almeno tre per ciascuna diluizione o superiore, a seconda della complessità del substrato e riproducibilità dei test. Ciò consente una buona analisi statistica dei dati raccolti e garantisce la riproducibilità dei saggi.

La produzione di metano di fondo dall'inoculo, determinato in microcosmi di controllo (detti, in bianco) viene sottratto dalla produzione di metano ottenuti nei test del substrato. Il test in bianco può essere effettuata in triplicato per significatività statistica.

6.2 Disegno sperimentale

All'interno del disegno sperimentale, sono presenti diversi fogli.

La seguente tabella mostra i quantitativi di inoculo, substrato secco e acqua utilizzata per i microcosmi. Si evince che ogni famiglia di microcosmi (che vanno da A fino a I) sono in triplicato, per avere delle analisi statistiche sui dati quanto più prive d'errore possibile. I microcosmi della famiglia O sono quelli in bianco che verranno usati come controllo alla fine del test, per verificare quanto del biogas sia effettivamente prodotto dal consumo del substrato e non invece dal consumo della materia organica presente nell'inoculo. Infatti i microcosmi di controllo sono preparati solo con acqua ed inoculo.

Nella prima colonna della tabella troviamo i triplicati di ogni famiglia di microcosmi. Nella seconda colonna troviamo la temperatura operativa dell'incubazione, T = 50° C.

Nella terza colonna troviamo i pesi delle bottigliette, pesate su bilancia analitica precedentemente.

Name	T(°C)	P bottiglie	Inoculo		TA substrate		H2O (rubinetto)		Psistema		Working Vol		SV inoculo			SV GP substrate			SV FERMENT INITIAL		
			mL	g	mL	g	Pf bottiglie	mL	mL	g	std	g/L	g	std	g/L SV	Average (g)	g	std	g/L		
A1			132.01	14.3	7	49.28	202.549	71	71	0.41	0.414	5.87	0	0.022	0	0	0.414	0.437	5.87		
A2			133.25	14	7	49.33	203.582	70	70	0.41	0.407	5.78	0	0.022	0	0	0.407	0.429	5.78		
A3			132.51	14.2	7	49.28	203.008	70	70	0.41	0.413	5.85	0	0.022	0	0	0.413	0.435	5.85		
B1			132.10	18.1	9.5	41.52	202.248	70	70	0.56	0.556	7.92	0	0.03	0	0	0.556	0.586	7.92		
B2			134.70	18.9	9.5	42.35	205.529	71	71	0.55	0.549	7.76	0	0.03	0	0	0.549	0.58	7.76		
B3			131.70	19.1	9.5	42.31	202.69	71	71	0.56	0.555	7.83	0	0.03	0	0	0.555	0.586	7.83		
C1			133.18	24.5	12	35.98	205.02	72	72	0.71	0.71	9.89	0	0.038	0	0	0.71	0.749	9.89		
C2			135.12	23.5	12	35.14	205.79	71	71	0.68	0.684	9.67	0	0.038	0	0	0.683	0.722	9.67		
C3			134.66	24.2	12	35.40	206.216	72	72	0.70	0.702	9.8	0	0.038	0	0	0.701	0.74	9.80		
D1			134.23	28.1	14	29.02	205.341	71	71	0.82	0.816	11.47	0	0.045	0	0	0.816	0.86	11.47		
D2			134.81	28.1	14	29.13	205.997	71	71	0.81	0.815	11.44	0	0.045	0	0	0.815	0.859	11.44		
D3			131.82	28	14	29.13	202.739	71	71	0.81	0.813	11.43	0	0.045	0	0	0.813	0.858	11.43		
E1			133.55	33	16	23.27	205.853	72	72	0.96	0.958	13.26	0	0.051	0	0	0.958	1.01	13.26		
E2			133.37	31.8	16	23.16	204.33	71	71	0.92	0.924	13.01	0	0.051	0	0	0.923	0.975	13.01		
E3			133.08	30.9	16	23.16	203.21	70	70	0.93	0.898	12.81	0	0.051	0	0	0.898	0.949	12.81		
F1			135.00	36.9	19	15.24	206.143	71	71	1.07	1.07	15.06	0	0.061	0	0	1.07	1.13	15.06		
F2			134.78	37.5	19	15.38	206.665	72	72	1.09	1.09	15.14	0	0.061	0	0	1.09	1.15	15.14		
F3			133.03	38.4	19	15.32	205.697	73	73	1.11	1.11	15.32	0	0.061	0	0	1.11	1.17	15.32		
G1			134.41	40.9	22	83.05	205.569	71	71	1.19	1.19	16.67	0	0.07	0	0	1.19	1.26	16.67		
G2			134.48	41.1	22	82.93	205.883	71	71	1.19	1.19	16.71	0	0.07	0	0	1.19	1.26	16.71		
G3			134.36	41.9	22	82.19	206.5	72	72	1.22	1.22	16.87	0	0.07	0	0	1.22	1.29	16.87		
H1			132.57	42.5	25	34.41	203.548	71	71	1.23	1.24	17.4	0	0.08	0	0	1.24	1.32	17.40		
H2			135.42	42.4	25	31.64	205.966	71	71	1.23	1.23	17.44	0	0.08	0	0	1.23	1.31	17.44		
H3			134.82	42.7	25	32.35	205.722	71	71	1.24	1.24	17.47	0	0.08	0	0	1.24	1.32	17.47		
I1			133.88	41	30	0.00	204.714	71	71	1.19	1.19	16.77	0	0.096	0	0	1.19	1.29	16.77		
I2			132.01	41.3	30	0.00	203.316	71	71	1.20	1.20	16.82	0	0.096	0	0	1.20	1.30	16.82		
I3			134.32	41.2	30	0.00	205.532	71	71	1.20	1.20	16.8	0	0.096	0	0	1.20	1.29	16.80		
O1			133.03	9.8	0	60.20	202.959	70	70	0.28	0.28	4.05	0	0	0	0	0.284	0.29	4.05		
O2			132.20	9.8	0	60.37	202.346	70	70	0.28	0.28	4.05	0	0	0	0	0.284	0.29	4.05		
O3			135.41	11.7	0	60.27	207.36	72	72	0.34	0.34	4.71	0	0	0	0	0.339	0.34	4.71		

Tab. 6.5 – schematizzazione dei microcosmi

Nei fogli successivi troviamo i dati di campionamento per ogni famiglia di microcosmi. Vedremo i risultati nella sezione dedicata della relazione.

	MICROCOSMI:				
V tot vials =	110	mL			
V liquido =	70	mL			
V gas =	40	mL			
	SUBS_VFAs:			SUBS_CH4:	
SV/ST =		g _{SV} / g _{ST}	SV/ST =	0,4889	g _{SV} / g _{ST}
ST		g ST/g FW	ST	0,1378	g ST/g FW
	INOCULO:				
Conc. Inoculo metano =	35,00	g SV / L			
	0,05	g ST/g FW			
	0,7	g _{SV} / g _{ST}			

Tab. 6.6 – specifiche del microcosmo e dell'inoculo

TEST OTTIMIZZATI PER METANO:			INOCULO: <ID inoculo - per CH4>			SOLIDO:			
Sigla test	T (°C)	V digestato, tot	V inoculo	massa inoculo	Conc Inoculo gSV/L	Solido aggiunto	Solido aggiunto	Solido aggiunto	Solido aggiunto
		mL	mL	g SV		g FW	g ST	g SV	mL
0-contr	50	70	10,0	0,350	5,000	0,000	0,000	0,000	0
A	50	70	13,5	0,473	6,750	7,000	0,965	0,472	7,000
B	50	70	18,5	0,648	9,250	9,500	1,309	0,640	9,500
C	50	70	23,0	0,805	11,500	12,000	1,654	0,808	12,000
D	50	70	27,0	0,945	13,500	14,000	1,929	0,943	14,000
E	50	70	31,0	1,085	15,500	16,000	2,205	1,078	16,000
F	50	70	36,0	1,260	18,000	19,000	2,618	1,280	19,000
G	50	70	40,0	1,400	20,000	22,000	3,032	1,482	22,000
H	50	70	42,0	1,470	21,000	25,000	3,445	1,684	25,000
I	50	70	40,0	1,400	20,000	30,000	4,134	2,021	30,000

Tab. 6.7– condizioni sperimentali

LIQUIDO:							stiamo a ISR costante		
VL OMW Deph.	COD OMW Deph.	SV OMW Deph.	Tipo di acqua	Vol acqua	SV dai substrati sol + liq	Conc. SV totali sustrato	ST sol + liq + inoculo	ISR SV inoculo / SV tot	V gas spazio di testa
mL	g O2	g SV	descr.	mL	g SV	gVS/L	gTS/L	gSV/gSV	mL gas
0,00	0,000	0,000	H2O rete	60,0	0,000	0,00	7,1		
0,00	0,000	0,000	H2O rete	49,5	0,472	6,74	23,4	1,00	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	42,0	0,640	9,14	31,9	1,01	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	35,0	0,808	11,55	40,1	1,00	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	29,0	0,943	13,47	46,8	1,00	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	23,0	1,078	15,40	53,6	1,01	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	15,0	1,280	18,29	63,1	0,98	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	8,0	1,482	21,17	71,9	0,94	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	3,0	1,684	24,06	79,2	0,87	40
0,00	0,000	0,000	H2O rete	0,0	2,021	28,87	87,6	0,69	40

Tab. 6.8 – condizioni sperimentali

6.3 BMP e studio della cinetica di reazione

6.3.1 Inoculum

Blok et al. ha sottolineato che anche quando le condizioni delle procedure sperimentali dei test in batch sono armonizzate, rimarrà sempre una certa variabilità nei risultati dovuta alla natura biologica dei sistemi¹⁶⁵.

L'inoculo utilizzato per i saggi BMP deve essere completamente caratterizzato. Sebbene soggetto a limitazioni, il modo più semplice per definire la concentrazione nell'inoculo è dalla quantità di solidi sospesi volatili (VSS). Tuttavia, a causa dell'inesattezza di questa determinazione in tali campioni, per la maggior parte dei fanghi anaerobici vengono utilizzati VS come misura del contenuto di microrganismi. In ogni caso, le informazioni disponibili per questi parametri analitici sono inadeguate perché non distingue tra biomassa microbica e qualsiasi altra materiale organico particolato presente nel reattore.

L'influenza dell'inoculo sui test batch è principalmente a seconda di sei fattori: origine/fonte, concentrazione, attività, pre-incubazione, acclimatazione/adattamento e conservazione.

Nel caso in esame è stato utilizzato un inoculum industriale già presente presso i laboratori del DICAM.

Pre-incubazione

L'inoculo deve essere "degasato", cioè pre-incubato al fine di esaurire il residuo organico biodegradabile materiale in esso presente. La pre-incubazione deve essere effettuata alla stessa temperatura della temperatura di processo, da cui proveniva l'inoculo. Il degasaggio deve essere protratto fino a quando non si produce una significativa produzione di metano: in genere da 2 a 7 giorni di incubazione¹⁶⁶.

Concentrazione

L'esperienza pratica ha dimostrato che il livello di concentrazione dell'inoculo influisce sul tasso di biodegradazione. Normalmente, maggiore è la concentrazione dell'inoculo, più veloce sarà la conversione anaerobica del substrato e più veloce sarà il completamento del test.

Nel caso di SOS complesso una piccola quantità di inoculo può portare a un sovraccarico nel processo con acidificazione e inibizione della produzione di metano.

Attività

L'influenza dell'attività dell'inoculo è stata ampiamente studiata in studi di Rozzi e Remigi¹⁰².

Tradizionalmente, l'attività è stata limitata alla valutazione di specifiche attività metanogenica (SMA), ma per una migliore identificazione della qualità dell'inoculo utilizzato, è stato recentemente suggerito che dovrebbe essere determinata l'attività dei diversi gruppi di microrganismi coinvolti nel processo anaerobico¹⁶³. È possibile utilizzare diversi substrati di controllo e questi substrati non dovrebbero fermentare troppo rapidamente e dovrebbero essere completamente biodegradabili. Per quanto riguarda la biodegradabilità, i valori sperimentali dovrebbero essere vicini a quelli teorici, perché solo una percentuale limitata di substrato non viene convertito in biogas e utilizzato, invece, per la crescita e il mantenimento cellulare.

6.3.2 Mixing

La miscelazione facilita il contatto tra batteri/enzimi e substrati impedendo l'accumulo di substrati e intermedi (ad esempio, acidi grassi) nel medium e garantisce l'omogeneità del microcosmo.

Nel caso in esame, è stato utilizzato uno shaker da laboratorio posto all'interno dell'incubatore a 120 rpm.

6.3.3 Sistemi di misura

Sistemi di misura del gas (GMS)

I metodi gasometrici sono i più utilizzati per determinare la biodegradabilità anaerobica. In tali metodi, biogas/metano la produzione può essere quantificata sia manometricamente che conservando la costante di volume e misurando l'aumento di pressione, o volumetricamente fornendo le condizioni di pressione

costante che consentano la misurazione del volume del gas.

Nel caso in esame sono state effettuate sia misure volumetriche che di gas cromatografia.

Metodi volumetrici (Vol)

La prima descrizione di un sistema di misura volumetrica per la produzione di biogas consisteva nello spostamento del pistone di una siringa di vetro con il suo ago inserito nel microcosmo¹⁶⁴.

Nel caso in esame è stato adottato questo metodo per misurare il V di gas prodotto in ml.

Gas cromatografia (GC)

Dolfing e Bloemen hanno determinato la SMA di un fango sulla base dell'analisi GC del spazio di testa di flaconcini anaerobici chiusi. Hanno campionato con una siringa di blocco a pressione, che consente la quantificazione indipendente dal pressione prevalente nel reattore. Il volume di metano può essere stimato in base alla frazione molare di questo gas nello spazio di testa¹⁶⁴.

6.3.4 Condizioni operative

6.3.4.1 Condizioni fisiche

Volume

Il volume totale del reattore che potrebbe essere utilizzato per i test batch è inversamente correlato al numero di campioni replicati che potrebbero essere testato contemporaneamente utilizzando una quantità prefissata di fango e substrato. Anche la natura del substrato può influenzare la selezione del volume ideale, perché più omogeneo è il materiale, minore è il volume del reattore necessario per determinare il BMP in modo più accurato.

I risultati della vasta letteratura la revisione ha mostrato che esisteva un'ampia gamma di volumi totali diversi utilizzato per saggi batch di biodegradabilità

anaerobica, che vanno da 0,1 a 120 L. Tuttavia, i volumi più comuni e utili utilizzati per i test BMP sono inferiori a 1 L.

Nel caso in esame, sono stati scelti microcosmi in vetro Pyrex da 100 ml (50 ml per il gas prodotto) con tappo con doppia membrana in silicone.

Temperatura

Sebbene la biodegradazione anaerobica può avvenire all'interno di un ampio intervallo di temperature, i processi AD dipendono fortemente dalla temperatura. A seconda della temperatura in cui viene eseguito il processo, possono essere tre intervalli di temperatura essere differenziati: termofili (45–60 °C), mesofili (20–45 °C), e psicrofilico (<20 °C). Il problema principale alle basse temperature è la diminuzione dell'attività dei consorzi microbici¹⁶⁴.

Nel caso in esame è stata scelta una temperatura d'incubazione di $T = 50^{\circ}\text{C}$ per la natura dell'inoculum presente, quindi ci troviamo nel range dei termofili.

Durata del test

Il tempo di esecuzione di un dosaggio batch può essere legata alla cinetica del processo. Lo svantaggio principale del test BMP è che richiede molto tempo¹⁶⁸. Un'ampia gamma del tempo di incubazione è stato riportato in letteratura¹⁶⁹.

Owen et al. consiglia l'uso di un tempo di incubazione di 30 giorni, che consente la degradazione completa dei substrati organici nella maggior parte dei casi¹⁶³.

Hansen et al. ha aumentato il tempo di incubazione a 50 giorni per garantire la massima degradazione della materia organica che ha un tasso inferiore di biodegradabilità anaerobica, sebbene lo abbia riportato in genere che l'80–90% della produzione di metano può essere prodotto durante i primi 8–10 giorni¹⁶⁹.

Nel caso in esame sono stati previsti 60 giorni d'incubazione con campionamenti ogni due giorni.

6.3.4.2 Condizioni chimiche

Gas nello spazio di testa

Sono stati segnalati diversi gas la letteratura per lavare lo spazio di testa del reattore: N₂, una miscela di N₂ e CO₂: questa è la miscela più comune. Si possono trovare diversi rapporti dei due gas, come ad esempio 70–80% N₂ e 20–30% CO₂.

Più degno di commento è l'uso dell'aria come gas all'interno dello spazio di testa. L'ossigenazione del campione mediante esposizione all'aria o l'apporto di ossigeno riduce la produzione di biogas/metano proporzionalmente al grado di ossigenazione¹⁷⁰.

Nel caso in esame, lo spazio di testa era sempre inertizzato con N₂. La CO₂ era comunque presente perché prodotta durante il test.

Misura e controllo del pH

Il pH è una misura dell'acidità o alcalinità del contenuto liquido del microcosmo. La maggior parte dei microrganismi metanogeni hanno un pH ottimale compreso tra 7 e 8, mentre i batteri acidogeni hanno spesso un pH ottimale inferiore. Se il pH misurato è al di fuori dell'intervallo ottimale o se la capacità di buffering è insufficiente, il processo anaerobico verrà inibito. Pertanto, per evitare di sottovalutare il BMP, la maggior parte dei test batch viene eseguita a valori di pH compresi tra 7,0 e 7,8. Se è necessario regolare il pH, una base soluzione diluita come NaOH o calce, o una soluzione acida come HCl, potrebbero essere utilizzate⁹⁸.

L'alcalinità è la capacità di neutralizzare gli acidi che fornisce resistenza a cambiamenti rapidi e significativi del pH. È anche conosciuto come "capacità di buffering". È il risultato della presenza di vari composti (principalmente bicarbonato, carbonato e idrossidi). Un valore di 2500 mg di CaCO₃·L⁻¹ sono considerati normali per i fanghi di depurazione, ad esempio.

Nel caso in esame è stato monitorato e aggiustato il valore del pH nell'intorno del valore di 7,5.

6.3.5 Flusso di lavoro

Di seguito viene descritta il campionamento tipo in laboratorio, effettuato tre volte a settimana:

Estrazione dall'incubatore e raffreddamento

Appena arrivato in laboratorio si estraggono i microcosmi dall'incubatore. Al suo interno si trova lo shaker, che permette di mantenere omogeneo il microcosmo, a temperatura operativa di $T = 50^{\circ}\text{C}$.

Una volta estratti, si fanno raffreddare sotto cappa per preparare i microcosmi alla misura volumetrica, che altrimenti risulterebbe errata se fosse effettuata direttamente dopo l'estrazione dall'incubatore per la presenza di aria calda.



Fig. 6.13 – microcosmi messi a raffreddare post incubazione a $T = 50^{\circ}\text{C}$ per 24 h

Misure volumetriche

Questa viene effettuata tramite siringa in vetro da 50 ml o 100 ml. La siringa viene inserita nella membrana in silicone presente sul tappo del microcosmo e viene registrato il valore evidenziato sulla siringa quando il suo pistone raggiunge l'equilibrio. Il movimento del pistone è dovuto alla produzione di gas durante l'incubazione. Dopo che la misura è registrata, si insuffla il contenuto della siringa sempre nel microcosmo perché quel gas sarà analizzato al Gas Cromatografo.

Output : ΔV [ml].

Analisi dei gas

L'analisi del gas di testa viene effettuato al Gas Cromatografo che permette di valutare la % in volume della composizione di gas.

Il metodo d'integrazione usato permette di valutare la presenza di H₂, CH₄, O₂ e CO₂.

Si prepara il gas cromatografo con un paio di cicli d'aria, così da verificare che il metodo d'integrazione funzioni e che non ci siano residui di altre analisi nel macchinario.

Qui si fa attenzione all'integrità dell'ago e al tubo che lo collega al macchinario, per evitare delle perdite di gas durante la misura.

Viene cambiato l'ago e viene eseguito un ciclo di aria dopo l'analisi di ogni triplicato di microcosmi.

Output : % vol di H₂, CH₄, O₂ e CO₂.



Fig. 3.14 – micro GC

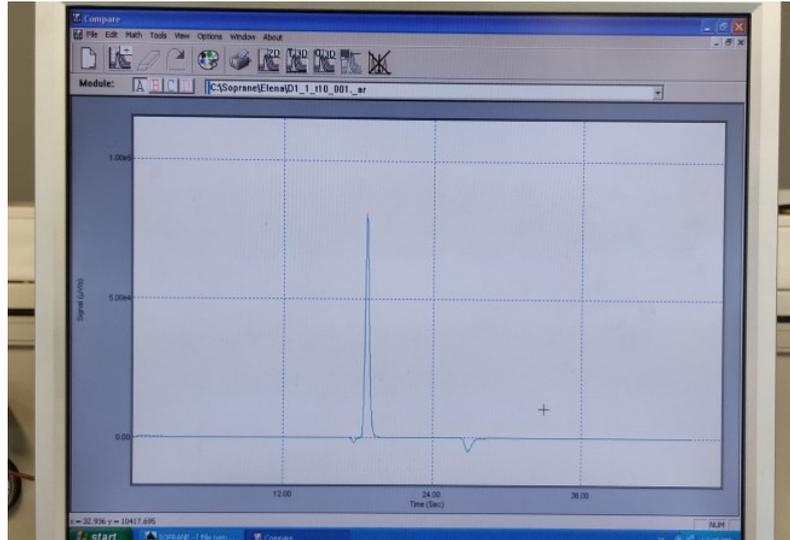


Fig. 6.15 – spettrometro della composizione del biogas prodotto

Regolazione del pH

I microcosmi vengono portati sotto cappa per la misurazione e la regolazione del pH. Ciò è effettuato tramite soluzioni acquose 3 M di NaOH o HCl, in funzione del valore di pH misurato.

Prima della misurazione, il pH-metro viene sempre calibrato sotto cappa tramite delle soluzioni da pH noto.

Il microcosmo viene aperto rilasciando il gas dello spazio di testa, che viene allontanato dalla cappa in funzione. Viene inserito in una posizione centrale la sonda pH mentre il microcosmo viene agitato manualmente per mantenere le condizioni di omogeneità del campione.

Una volta che il valore del pH è stabile sullo schermo LCD del pH-metro, questo viene registrato e poi corretto al valore richiesto di 7,5.

È importante in questa fase essere sotto cappa e che questa sia in funzione, per evitare il contatto diretto con il gas prodotto durante l'incubazione.

Output : pH [-].



Fig. 3.16– misura e correzione del pH sotto cappa

Inertizzazione con N₂

Successivamente il microcosmo è inertizzato con N₂ per evitare il contatto con l'ossigeno del campione nello spazio di testa, dato che stiamo effettuando una digestione anaerobica.

Si pone un tubo da cui fluisce N₂ all'interno del microcosmo e anche sotto il tappo.

Output : microcosmi inertizzati.

Incubazione

Una volta che tutti i microcosmi sono tutti inertizzati, si provvede al trasferimento nell'incubatore a T = 50°C. Inoltre, all'interno dello stesso, è posto uno shaker che permette di mantenere omogeneo il microcosmo.

Output : microcosmi incubati.



Fig. 6.17 – incubatore a $T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ per 24 h: microcosmi posti su shaker a 120 rpm

Inserimento dati

A fine giornata si inseriscono tutti i dati raccolti all'interno del Disegno Sperimentale, così da registrare e monitorare il processo.

6.3.6 Raccolta dati

Il risultato di un test BMP è la valutazione del metano (o biogas) prodotto da un dato peso di un certo substrato. Il gas può essere misurato per mezzo di diverse tecniche: metodi volumetrici (tipicamente acqua acida), manometrico (determinazione della pressione variazione mediante trasduttori), metodi gascromatografici con ionizzazione di fiamma (FID) o conducibilità termica (TCD) rivelatori.

In questo caso guida il metano si accumulava nello spazio di testa del microcosmo chiuso e misurato dal gas cromatografo (GC) e dalle siringhe in vetro (vol).

Il volume di metano prodotto è ottenuto da moltiplicando il volume dello spazio di testa per il (%) di CH_4 nello spazio di testa come determinato dall'analisi GC.

Per la pubblicazione e il confronto con altri studi, i valori devono essere calcolati alla temperatura ambiente e condizioni di pressione standard (STP).

7. ELABORAZIONE DATI

7.1 Premessa

Per dimensionare e gestire correttamente un impianto per la produzione di biogas è necessario tenere conto del Biochemical Methane Potential delle biomasse utilizzate (BMP). Occorre considerare, infatti, che solo una parte delle biomasse impiegate, solidi volatili degradabili (SV), viene convertita in biogas. La quota non convertita costituisce il cosiddetto digestato, che deve poi essere stoccato e possibilmente utilizzato agronomicamente, come già descritto in precedenza grazie al quadro normativo. La filiera di biogas, di fatto, è praticamente l'unica filiera bioenergetica in cui un residuo del processo produttivo è fortemente vincolante in termini gestionali, normativi ed economici. La quantità di digestato, la volumetria dei bacini di stoccaggio, il quantitativo di azoto da gestire e, in definitiva, i suoi costi di gestione dipendono dalle caratteristiche di reattività delle biomasse scelte. A parità di metano prodotto, le quantità di digestato e/o di azoto da gestire possono andare da 1 a 10-20 volte, passando da impianti alimentati a colture energetiche ad impianti alimentati ad affluenti zootecnici. Conoscendo, inoltre, le quantità di biomasse disponibili in azienda o reperibili sul mercato e il relativo BMP è possibile definire sia il corretto dimensionamento delle volumetrie dell'impianto di biogas che i costi di approvvigionamento, prima voce di spesa nella costruzione di un impianto di digestione anaerobica quando si usano biomasse dedicate. La valutazione del potenziale è, inoltre, particolarmente importante quando si considera di introdurre nella dieta dell'impianto sottoprodotti di origine agroindustriale, che, per definizione, hanno una composizione chimica molto variabile, oltre che da fornitore a fornitore, anche nel tempo. Esistono diversi sistemi di determinazione del BMP: le prove che sono state condotte e illustrate precedentemente sono state accompagnate da analisi chimiche per indagare il contenuto di fibre della biomassa di partenza e il BMP è stato valutato con metodo statico (o in batch) per un periodo di 60 gg.

7.2 Il Biochemical Methane Potential

La digestione anaerobica è una filiera bioenergetica che permette di sfruttare indistintamente e con elevata efficienza biomasse vegetali o animali, di scarto o dedicate, umide e secche, producendo biocombustibile (biogas/biometano), ottimale per la conversione in energia elettrica o termica. Affinché gli impianti di digestione anaerobica possano funzionare con buona efficienza e redditività è fondamentale che, sia in fase di progettazione che di gestione, siano analizzate le biomasse che si intendono utilizzare.

Le biomasse in quanto tali sono costituite da tre macro componenti (figura 7.1): acqua, solidi volatili e ceneri.

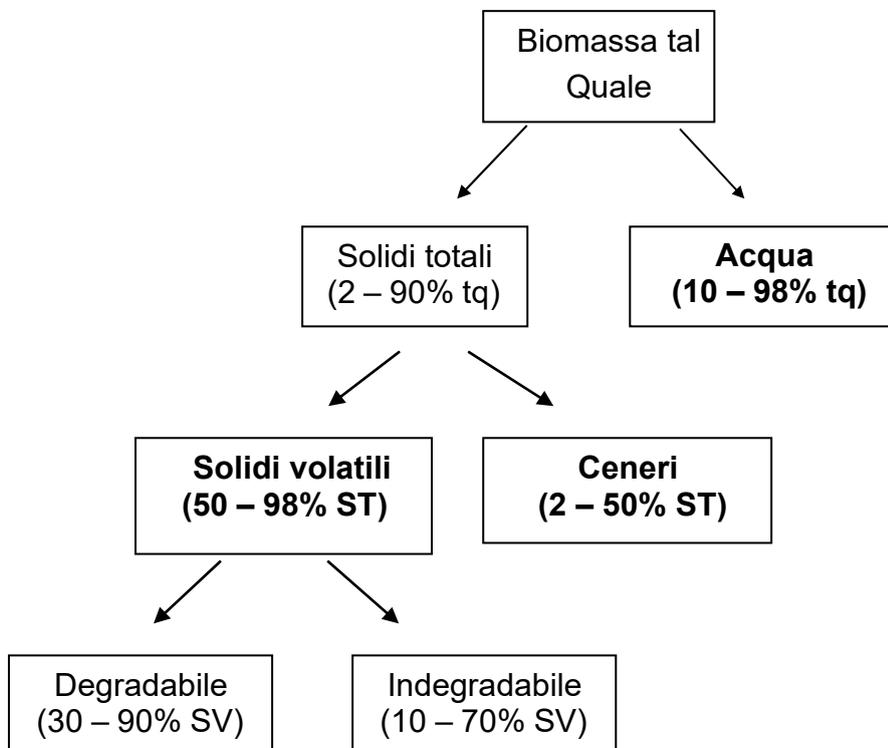


Figura 7.1 Composizione delle matrici organiche per digestione anaerobica (ST = solidi totali o sostanza secca; SV = solidi volatili o sostanza organica).

Solo i solidi volatili (sostanza organica) possono essere trasformati in biogas, con rese che dipendono a loro volta dal tipo di molecole che li costituiscono: una quota della sostanza organica, definita *recalcitrante*, infatti, è resistente agli attacchi della microflora batterica anaerobica. L'elemento di base che maggiormente influenza qualunque tipo di analisi, e dal quale gli studi di fattibilità per la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica devono partire, è rappresentato dalla conoscenza del "Potenziale Metanigeno Massimo" o BMP (dall'inglese Biochemical Methane Potential). Questo parametro esprime la quantità di biogas/metano massimo potenzialmente ottenibile dalla degradazione di una biomassa, ed è espresso come Nm³/KgSV, ovvero normal metri cubi di biogas per Kg di solidi volatili. Inoltre, accanto al volume di biogas producibile, è importante che l'analisi riporti anche la percentuale di metano nel biogas, in quanto è questo il vettore energetico utile per la conversione.

7.3 Il dimensionamento di un impianto a biogas

Il BMP delle biomasse è un elemento fondamentale per definire le quantità di prodotto necessarie al corretto funzionamento dell'impianto, i costi di approvvigionamento, il dimensionamento dei digestori e delle vasche di stoccaggio. Oltre alle rese di produzione, i test possono fornire altre informazioni importanti: ad esempio la velocità di degradazione è utile per stabilire il tempo di ritenzione idraulica, inibizioni, caratteristiche del digestato e modifiche della composizione chimica. Composti facilmente degradabili, (scarti della lavorazione della frutta o la glicerina) necessitano di una dimensione del digestore molto più piccola di quanto non sia necessario per impianti che utilizzano biomasse con velocità di degradazione bassa come i prodotti ricchi di frazioni fibrose come gli insilati di cereali, la paglia o i liquami bovini.

La valutazione di una biomassa può essere fatta attraverso diversi approcci:

- analisi del BMP statico;
- analisi del BMP dinamico;
- analisi chimiche.

Tutti hanno un grado di attendibilità che varia in base all'accuratezza del campionamento della biomassa sottoposta ad analisi e alla metodologia analitica. In ultima istanza, comunque, l'effettiva produzione di biogas da un substrato dipende dal consorzio batterico che è presente nel digestore anaerobico che utilizza tale biomassa, quindi dalle condizioni al contorno da essi privilegiato.

7.3.1 BMP statico

L'analisi del BMP statico (batch o in discontinuo) viene condotta in laboratorio cercando di simulare in un ambiente controllato quanto avviene in un digestore anaerobico. La biomassa da valutare viene dapprima analizzata e poi miscelata ad un inoculo "affamato", cioè un substrato organico predigerito e proveniente da un impianto che possibilmente stia già utilizzando la biomassa da valutare, e ad una soluzione di Sali (per tamponare la produzione di acidi e fornire i micronutrienti essenziali al corretto sviluppo del consorzio batterico). La predigestione dell'inoculo avviene senza aggiungere nessun nutriente, a $35^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ per una durata di circa 7 giorni. La miscela viene posta in un piccolo digestore, tipicamente una bottiglia da 1.000 – 1.500 ml la cui forma dipende dalla tipologia di prodotto da analizzare, e posizionata in un ambiente termostato in cui viene mantenuta costante la temperatura di processo. Accanto al digestore utilizzato per la conduzione del test in batch occorre prevedere la conduzione di un test con il solo inoculo, in modo da poter sottrarre alla produzione di biogas della miscela l'effetto di produzione residua dell'inoculo stesso. Il processo si innesca rapidamente, grazie alla presenza della flora microbica presente nell'inoculo, e la produzione di biogas inizia sin dai primi giorni del test. La curva di produzione cumulativa di biogas presenta, normalmente, una prima parte di crescita intensa per poi ridurre la velocità di produzione, in una seconda fase, sino a tendere nell'ultima parte ad un asintoto orizzontale, che rappresenta il valore massimo di produzione. La misura viene fatta in

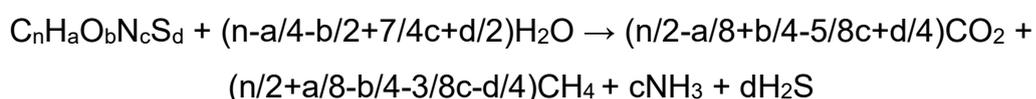
continuo e la curva cumulata della produzione fornisce anche importanti informazioni in merito alla velocità di degradazione.

7.3.2 BMP dinamico

Il test dinamico consente di ottenere risultati diversi rispetto al test statico. La metodologia che utilizza minidigestori da laboratorio alimentati in continuo è quella che maggiormente permette di valutare le rese effettivamente ottenibili in impianti in scala reale. Questa metodologia prevede di realizzare piccoli digestori di volume indicativi di 10-50 litri, miscelati e riscaldati, che possono essere caricati e scaricati con elevata frequenza (giornaliera o anche maggiore). La conduzione del test dinamico permette di mettere a punto e/o verificare: i principali dati di base del progetto di un impianto di biogas (tempo di ritenzione idraulico, tempo di ritenzione dei solidi, carico organico volumetrico, temperatura di processo), le caratteristiche e la qualità del biogas prodotto e del digestato, l'ottimizzazione delle modalità di carico del substrato, le strategie di gestione e controllo, l'avviamento, i fattori di stress/inibizione, la scelta del tipo di reattori, l'effetto di pretrattamenti fisici, chimici, microbiologici sui substrati, le sinergie e gli antagonismi dei consorzi batterici al variare delle miscele, l'effetto che modifiche improvvise delle condizioni di esercizio (temperatura, carico, miscelazione, ecc) possono avere sulla microbiologia. Ovviamente la possibilità di scaricare ogni giorno parte del digestato permette di controllare numerose condizioni di processo, come l'equilibrio fra acidità e alcalinità, la composizione acidica e i relativi rapporti fra i diversi acidi volatili, la composizione chimica e la presenza di eventuali fattori inibenti (ammoniaca, idrogeno solforato, micronutrienti, metalli pesanti, ecc). Sia per il test statico che per il test dinamico il sistema deve essere particolarmente accurato a causa delle ridotte portate in gioco, bisogna prevedere analisi frequenti della composizione della miscela gassosa e una scelta mirata dell'inoculo. Analizzando e pesando tutti i componenti delle biomasse caricate e scaricate, è possibile, infine, elaborare un bilancio di massa dei diversi composti e verificarne la degradabilità.

7.3.3 BMP con analisi chimiche

La *sostanza organica* può essere suddivisa nei seguenti macroelementi: lipidi, proteine, carboidrati, lignina. E' anche possibile una ulteriore caratterizzazione in base ai parametri di: carbonio (C), azoto (N), zolfo(S), fosforo (P), magnesio (Mg), potassio (K). Sulla base di questi parametri è possibile dare un primo giudizio sulla fermentescibilità di un substrato, sulla resa in biogas e sui fattori di inibizione. Il volume di biogas ottenibile da una biomassa dipende dalla composizione elementare di ogni molecola, ovvero dalle moli di carbonio, ossigeno, idrogeno, azoto e zolfo presenti. In aiuto ci viene una relazione chimica che lega la composizione elementare alla produzione di biogas¹⁷¹:



Ovviamente, tale relazione non è perfettamente applicabile, se non con tempi di degradazione molto lunghi. Il suo utilizzo deve quindi essere ponderato e adattata considerando le componenti che sono notoriamente indegradabili nei tempi tecnici applicabili agli impianti di digestione anaerobica: lignina, frazione di cellulosa ed emicellulosa impregnate dalle molecole di lignina e composti carboniosi inorganici. In definitiva, il calcolo del più probabile valore di BMP elaborato con questa metodologia tiene conto della composizione elementare della matrice (BMP stechiometrico), di una stima relativa alla degradabilità della principale componente delle matrici organiche (frazioni fibrose, composte da emicellulose, cellulose e lignine) e della presenza di carbonio inorganico; tuttavia non tiene conto di altri fattori che possono incidere sull'effettiva capacità degradativa della flora microbica nel digestore. I più importanti di questi sono:

- granulometria delle particelle: tanto più viene ridotta la pezzatura tanto maggiore è l'efficienza di conversione biologica, quindi minore il tempo di ritenzione idraulica necessario;
- tempo di ritenzione idraulica: all'aumentare del tempo di ritenzione aumenta l'efficienza di degradazione;
- temperatura di processo: costanza di temperatura e regimi termofili garantiscono le migliori performances;
- non corretto rapporto fra gli elementi nutritivi: il rapporto tra carbonio e azoto (C:N) e quello tra carbonio e zolfo (C:S) nel substrato permettono ad esempio di stabilire se la presenza di ammoniaca o di acido solfidrico nel processo di produzione del biogas può rappresentare una possibile inibizione sulla resa;
- fattori inibenti: rapporto acidità/alcalinità, ammoniaca, idrogeno, antibiotici ad elevate concentrazioni, microelementi in bassa concentrazione;
- presenza di macromolecole molto complesse e/o recalcitranti.

Per una valutazione di massima del valore economico del biogas e del volume di digestato producibile potrebbe essere sufficiente anche solamente l'approccio con l'analisi chimica.

7.3.4 Analisi chimica delle fibre

È stato determinato il contenuto di lignina insolubile attraverso una metodologia utilizzata all'interno dei laboratori dell'Università di Bologna.

Tali analisi sono state condotte in accordo con tappi T 222 om-22(2002c). È stato prelevato il campione presente in cella frigorifera, pesato esattamente circa un grammo di campione tagliuzzato finemente e tale contenuto lo si introduce all'interno di una beuta da 250 ml con 15 ml di una soluzione di acido solforico (H₂SO₄) al 72% in peso, quindi circa 40,7 ml di acido. Tale soluzione è stata preparata mescolando 75 grammi di acido solforico al 96% e 25 grammi di acqua distillata. All'interno della beuta, preparata con la soluzione illustrata sopra, viene inserita una ancoretta magnetica piatta e si agita la soluzione per due ore con la

beuta tappata. Tale agitazione sarà permessa da una piastra a induzione magnetica che permette la rotazione della ancoretta magnetica posta all'interno della beuta. Quindi si trasferisce in un pallone da un litro, si aggiungono 560 ml di acqua distillata e si fa fluire per quattro ore. Tale flusso sarà possibile attraverso l'utilizzo di un distillatore con acqua a temperatura ambiente in continua funzione per le quattro ore dell'operazione.

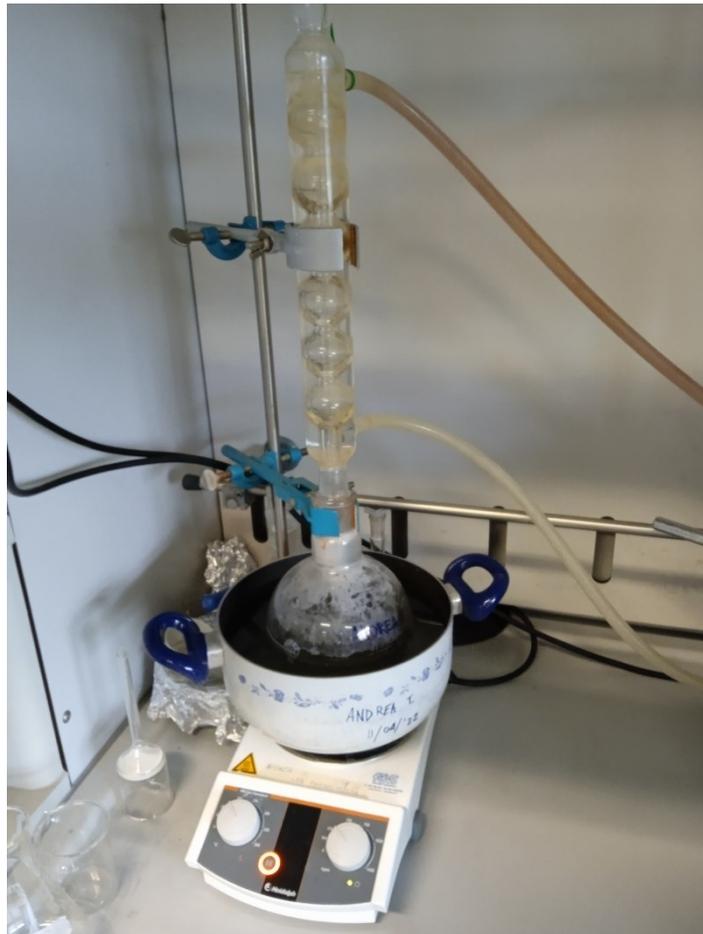


Fig. 7.2 – Pallone in flussaggio per 4 ore

La miscela così preparata viene quindi fatta sedimentare per un'intera notte e poi filtrata in un gooch poro quattro precedentemente tarato. La Tara è necessaria affinché si possa stimare la percentuale in peso di lignina insolubile del campione.



Fig. 7.3 – Pallone con precipitato pronto ad esser filtrato

Durante la filtrazione, effettuata mediante pompa a vuoto, è importante lavare con acqua distillata il campione fino a raggiungimento del pH neutro. Tale controllo di pH verrà effettuato attraverso cartina al tornasole. Dopo la filtrazione di tutto il contenuto del pallone, il gooch presenta del materiale trattenuto: questa è appunto la lignina insolubile del campione stesso, invece la soluzione filtrata contiene la frazione di lignina solubile. si lascia seccare in una stufa tutta la notte il gooch a 95 ° C e quindi lo si pesa il giorno successivo. Il contenuto di lignina viene determinato come rapporto percentuale tra la massa filtrata e la massa iniziale.

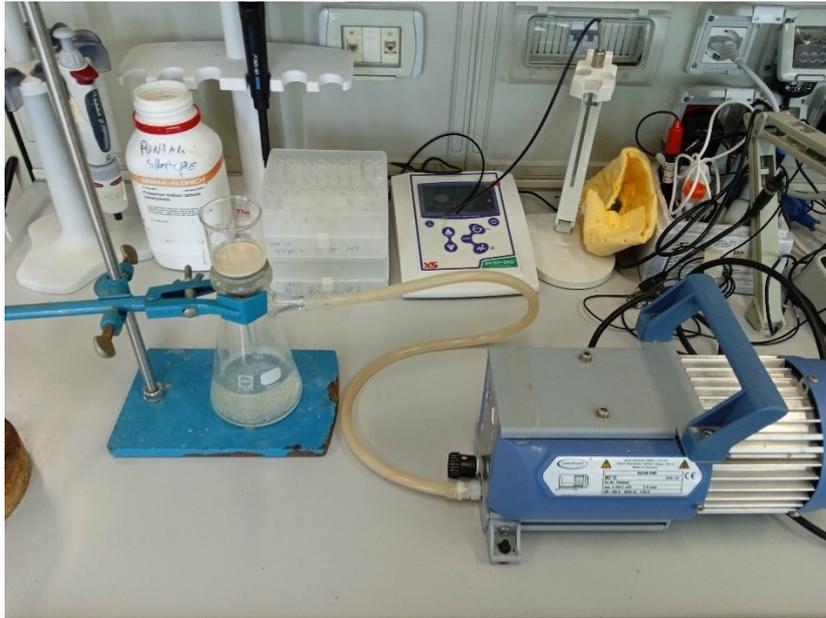


Fig. 7.4 – Filtrazione con pompa a vuoto attraverso gooch poro 4



Fig. 7.5 – Filtrazione con pompa a vuoto attraverso gooch poro 4 con presenza di lignina insolubile

Tale esperimento è stato effettuato in duplice copia evidenziando la presenza di lignina insolubile da cui è stato poi ricavato un valor medio di insolubile da confrontare con le fonti bibliografiche esaminate. Tale tabella sintetizza i risultati di laboratorio.

PROVA PER LIGNINA INSOLUBILE	Tara gooch poro 4 [g]	Peso post stufa [g]	Delta tra tara e campione seccato [g]	%_w lignina insolubile
Prova 1	45,291	45,416	0,1251	12,51
Prova 2	45,291	45,5163	0,2251	22,51
Valor medio finale				17,5

Tab. 7.3 – Valori di lignina insolubile calcolati in laboratorio su substrato di *Ulva L.*

7.4 Presentazione dei risultati di laboratorio: BMP e analisi chimica delle fibre di *Ulva Lactuca* a valle di un processo di estrazione industriale

Di seguito si riportano i risultati di laboratorio ottenuti nei 60 giorni di ritenzione del substrato.

Sono stati monitorati diversi parametri:

- Volume di gas prodotto
- Composizione del gas prodotto
- pH

Lo studio era incentrato sulla cinetica di reazione e sul BMP, di cui si illustrano

i risultati di seguito

INO		GMS	PHYSICAL-OPC							CHEMICAL-OPC	BMP [L CH4 /kg SV]	
Source	VS		Capacity (ml)		Temp		Mixing		TD (days)	Gas	Adj pH/alk	
	(g)		TV	WV	°C	System	Type	Times				
O-blank	0	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	0
		GC										
A	0,47159	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	66,06357102
		GC										
B	0,64002	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	61,53162022
		GC										
C	0,80845	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	65,272637
		GC										
D	0,94319	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	64,4645352
		GC										
E	1,07793	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	68,90406284
		GC										
F	1,28004	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	66,85096088
		GC										
G	1,48215	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	56,16488926
		GC										
H	1,68426	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	56,86865034
		GC										
I	2,02111	Vol (syringe)	110	40	50	TC	Shaker	120 rpm	60	N2-CO2 (70-30%)	Yes (HCl/NaOH)	48,09111864
		GC										

Tab.7.4 - Disegno sperimentale

Source: VS: solidi volatili; Co: concentrazione (g VS/l); GMS: sistema di misurazione gas; ; Vol: volumetric system; GC: gas chromatography; TV: Total volume; WV: working volume; Temp: Temperature; Shaker: continuously; TC: thermostatic chamber; TD: Test duration; Adj: Adjustment of pH and/or alkalinity;

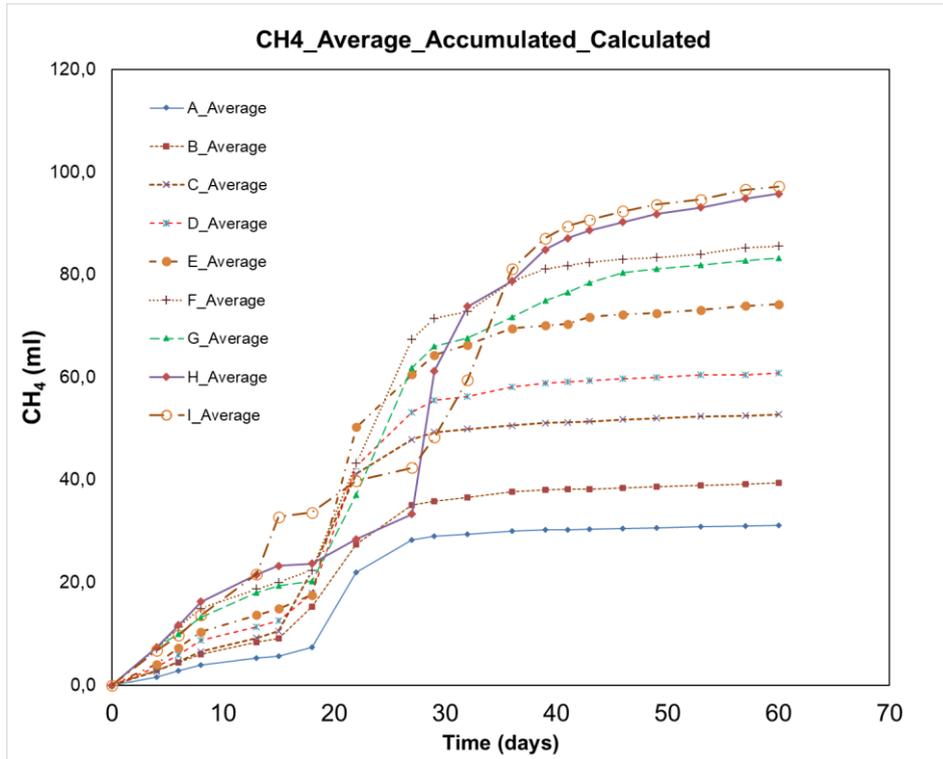


Fig. 7.6 - risultati complessivi di produzione di metano

7.5 Osservazioni sui dati

A seguito delle analisi di laboratorio condotte e dalle ricerche effettuate, emerge che:

- Il BMP medio risulta essere pari a 61,579 LCH₄ / kgSV: confrontando questo risultato con i risultati dei diversi casi esaminati di digestione anaerobica di Ulva L. nell'analisi di contesto, emerge il fatto che tale valore di BMP è sotto i valori medi di BMP tipici dell'Ulva (90 – 420 LCH₄ / kgSV). Ricordiamo che il nostro substrato è Ulva idrolizzata in un precedente processo industriale, quindi è già avvenuta un'attività d'estrazione dei composti costituenti l'Ulva.
- Cinetica di reazione: la digestione anaerobica è suddivisa in quattro stadi:
 - Idrolisi: dove le molecole organiche subiscono scissione in composti più semplici quali i monosaccaridi, amminoacidi e acidi grassi;
 - Acidogenesi: dove avviene l'ulteriore scissione in molecole ancora più semplici come gli acidi grassi volatili (ad esempio acido acetico, propionico, butirrico e valerico), con produzione di ammoniaca, anidride carbonica e acido solfidrico quali sottoprodotti;
 - Acetogenesi: dove le molecole semplici prodotte nel precedente stadio sono ulteriormente digerite producendo biossido di carbonio, idrogeno e principalmente acido acetico;
 - Metanogenesi: con produzione di metano, biossido di carbonio e acqua.

Il tempo di ritenzione è stato di 60 giorni ed è stato misurato un picco di produzione di biometano durante i primi 22 giorni con un andamento esponenziale, per poi entrare in una fase stazionaria per il resto del tempo di ritenzione.

- Il substrato di partenza potrebbe essere arricchito con altri substrati per aumentare il valore di BMP medio. Da qui emerge la possibilità di creare

consorzi di substrati basati su aziende, soprattutto agricole visto il territorio pugliese dove l'azienda in esame opera, che mettano a disposizione la propria biomassa di scarto per una sua valorizzazione.

- Il substrato di partenza potrebbe essere arricchito dagli altri substrati algali trattati dalla medesima azienda: si tratta di substrati provenienti sia da alghe rosse che alghe brune;
- Il BMP è influenzato da diversi fattori:
 - Inoculum: è bene utilizzare un inoculo di cui si conosce l'origine, la composizione e la caratterizzazione (pH, VS e TS);
 - Substrato: tipologia di substrato, caratterizzazione chimica (attraverso la quale è possibile risalire alla formula bruta del substrato e, successivamente, di calcolare la resa stechiometrica teorica della digestione anaerobica), TS, VS e pH
 - Condizioni sperimentali: misurazione del volume di gas, analisi della composizione di gas, T e pH
- Valori ottimali di BMP economicamente vantaggiosi si trovano in un intorno 250 – 420 LCH₄ / kgSV.
- Il substrato di partenza, Ulva L., è una biomassa stagionale e bisognerebbe tenerne conto per il feed dell'impianto a biogas;

8. RISULTATI

8.1 Valutazioni sperimentali

8.1.1 Analisi Costi-Benefici: premessa

Grazie ai dati di laboratorio e ai dati emersi nell'analisi di contesto è possibile fare un'analisi Costi-Benefici per la creazione di un impianto a Biogas da anettere all'azienda di Taranto per i diversi benefici che ciò porterebbe. Sicuramente, alcuni elementi a favore di questa scelta risiedono in:

- Eliminazione del Rifiuto Aziendale: il substrato su cui si è lavorato durante questo lavoro di tesi, attualmente viene smaltito come rifiuto aziendale e ciò comporta dei costi per l'azienda;
- Generazione di vettore energetico: l'impianto a Biogas permette di creare elettricità e calore dalla digestione del substrato in questione. A valle di questo processo l'azienda può decidere se vendere tali vettori o utilizzarli internamente per i propri processi;
- Esempio di approccio all'economia circolare e di chiusura dei cicli naturali: l'azienda in questione gestisce il processo di coltivazione in mare delle alghe d'interesse, la sua raccolta e trasporto in laboratorio, il processo industriale che permette di arrivare al suo prodotto e ora ha anche la possibilità di utilizzare ulteriormente il sottoprodotto in questione, anziché smaltirlo;
- Intorno a questo impianto a Biogas si potrebbe creare un consorzio di aziende che trattano biomasse simili e diventare un primo esempio di Comunità Energetica nel sud Italia, tematica introdotta con il PNRR ma anche con la direttiva RED II;
- Permettere lo stimolo di processi di Simbiosi Industriale nel sud Italia.

Nel 2019 le FER sono state impiegate in maniera diffusa sia nel settore Elettrico (hanno coperto quasi il 40% della produzione lorda di energia), sia in quello Termico (20% circa), sia infine nel settore Trasporti (la relativa quota

FER, monitorata ai fini del target settoriale al 2020, è pari al 9%). La quota dei consumi energetici complessivi coperta da FER si attesta al 18,2%, al di sopra – per il sesto anno consecutivo – del target da raggiungere al 2020 fissato per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE (17%). Il *Rapporto Statistico 2019 – Fonti Rinnovabili* del GSE contiene anche prime stime indicative sul 2020. In particolare, si stima che i consumi finali lordi (CFL) da FER, nel 2020, si siano attestati intorno a 21,5 Mtep (-0,3 Mtep rispetto al 2019), mentre i CFL complessivi intorno a 108 Mtep (-13 Mtep circa rispetto al 2019). Sulla base di tali stime preliminari, la quota FER sui CFL complessivi, calcolata applicando i criteri della Direttiva 28/2009/CE, si attesterebbe intorno al 20%. L'emergenza Covid-19, riducendo i consumi finali lordi complessivi in misura più che proporzionale rispetto ai consumi finali lordi da FER, ha dunque, verosimilmente, amplificato il margine di superamento del target europeo. Anche la stima della quota FER nel settore Trasporti aumenterebbe significativamente rispetto al dato 2019, fino a raggiungere il target del 10% fissato dalla Direttiva 28 per lo stesso 2020¹⁷².

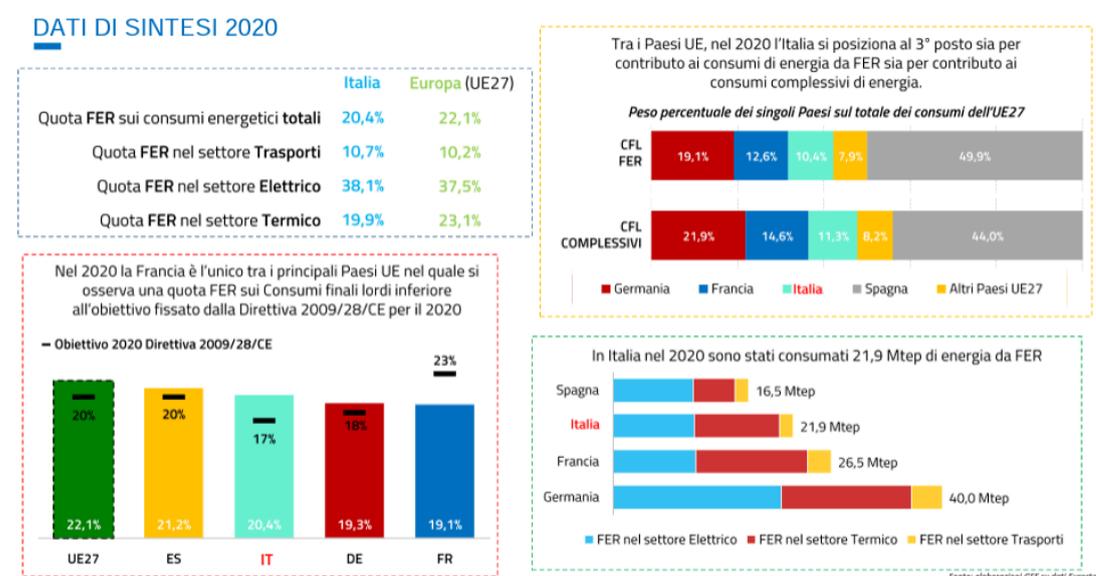


Fig. 8.1 – Dati di sintesi FER 2020 dal GSE su dati Eurostat

In questa prospettiva, l'incremento maggiore ha riguardato gli impianti di biogas alimentati a reflui zootecnici o a biomasse da agricoltura^{173,174}.

La decisione in merito alla costruzione di un impianto di digestione anaerobica comporta investimenti costosi, così come emerge da fonti bibliografiche che hanno affrontato la questione in casi di allevamento¹⁷⁵⁻¹⁷⁷. Anche nelle aziende più piccole, significativi sono i costi di investimento che non possono essere affrontati senza avere un chiaro quadro della loro redditività e dei cambiamenti che tale tecnologia determina in un'identità produttiva e gestionale^{178,179}. Oltre agli aspetti tecnici, l'imprenditore dovrebbe essere in grado per valutare la sensibilità della redditività dell'investimento, la variazioni delle voci attive¹⁸⁰, come ad esempio il costo dell'energia elettrica, gli incentivi e l'incidenza dei contributi pubblici¹⁸¹. Per fare in modo di fronteggiare sia i costi dell'investimento che ricavarne degli utili, considerando il tempo di ritorno dell'investimento¹⁸²⁻¹⁸⁴, è importante un'analisi costi-benefici approfondita scalata sull'azienda che decide di dotarsi di un impianto a Biogas che implica l'introduzione della tecnologia di digestione anaerobica^{181,185}.

Il presente lavoro è stato possibile grazie a delle ricerche bibliografiche e comparative per metter giù le giuste basi e differenti scenari per un'Analisi Costi-Benefici per un impianto a Biogas di piccola taglia, esaminando l'evoluzione dei sistemi di incentivazione applicati ad un impianto rappresentativo nel contesto italiano, approfondendo la questione della sua valutazione economica e finanziaria¹⁸⁶. Inoltre, è presente anche un modello MATLAB¹⁸⁷ e Excel per una doppia verifica sui dati trovati in letteratura e quelli emersi in laboratorio, utilizzati per modellizzare l'analisi.

Lo studio si è concentrato principalmente sul confronto di diversi sistemi di incentivazione che si sono succeduti nel tempo:

- la tariffa omnicomprensiva che rappresenta l'incentivo connesso al Legge Finanziaria 2008 e aggiornata ai sensi della Legge n.99 del 23/7/2009;
- il Decreto Ministeriale n. 28 di 6/7/2012 sulla produzione di energia da fonti rinnovabili fonti; e
- il Decreto Ministeriale del 23/6/2016 denominato "Incentivo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili diversa

dal fotovoltaico”.

- Il vigente Decreto Legislativo n.199 dell'8 novembre 2021 (attuativo della RED II)

Due sono gli aspetti importanti nella scelta delle matrici organiche da utilizzarsi in un digestore: il costo della matrice e la produttività della matrice in termini di biogas prodotto per unità di peso. Il primo dato è soggetto alle regole del mercato, il secondo aspetto può essere affrontato con vari metodi per stimare il biogas producibile, come già descritto in precedenza. Ad esempio, come già visto, attraverso analisi di BMP e sulla composizione della lignina è stato possibile conoscere le caratteristiche chimiche e i valori di produttività potenziale di biogas del substrato algale che potrà essere usato in input all'impianto. La conoscenza del dato di produzione potenziale di biogas della biomassa e del suo contenuto di sostanza secca, unitamente alla conoscenza del costo della matrice organica, permette di calcolare un parametro importante per la definizione della razione del digestore, cioè il costo unitario del biogas producibile (euro/Nm³ di biogas producibile). Tale parametro rappresenta il costo che deve essere sostenuto per produrre l'unità di volume di biogas (Nm³) dall'unità di peso della biomassa (t). Il calcolo di tale parametro va effettuato dividendo il costo di un'unità in peso di biomassa (euro/t) per la produzione potenziale di biogas rapportata alla stessa unità in peso del substrato (Nm³/t.Q.). Ad esempio questi substrati sono disponibili già in azienda a prezzo “zero”, hanno una produttività di biogas bassa perché già soggetti a processi di estrazione, che suggerisce la necessità di codigestione con altre biomasse della stessa azienda, o di altre simili, per aumentare il valore di BMP di riferimento. In tal senso gli scarti dell'industria agroalimentare hanno una produttività confrontabile o talvolta superiore a quella delle colture energetiche, così come la frazione organica dei rifiuti, ma a costi decisamente inferiori. È evidente, quindi, che la definizione del costo unitario del biogas producibile diviene l'elemento principale per la formulazione della razione e che la scelta delle matrici da impiegare nella razione dipenderà dalla convenienza economica del loro mix e dalla loro disponibilità sul territorio.

8.1.2 Materiali e metodi

La biomatrice analizzata, come materia prima per l'impianto di biogas, è classificabile come *sottoprodotto di origine biologica* ed è costituita da un volume giornaliero proveniente dal processo di estrazione stimato in 3,3 tonnellate al giorno, con una natura del feed costituita da tre biomasse algali diverse. Il BMP medio utilizzato per questo scenario è circa 180 Nm_q / t SV. Poiché la potenza dell'impianto è inferiore a 300 kW_{el}, in questo primo scenario si suppone un impianto da 100 kW_{el}, la tariffa incentivante è la massima disponibile:

- era di € 0,236/kW_{el}, come riportato nella Tab.1.1 dell'Allegato 1 al DM n. 28 del 6/7/2012;
- mentre è diventata di 0,233 €/kW_{el}, come riportato nella Tabella 1.1 dell'Appendice 1 del DM 23/6/2016.
- Per l'attuale decreto legislativo vigente (D Lgs 199/2021) devono ancora uscire le ripartizioni, per sopperire a tale mancanza riportiamo un caso di analisi costi benefici che si basa sugli incentivi precedenti.

Nel caso della vecchia tariffa tutto compreso, l'incentivo corrisponde a 0,280 €/kW_{el} a parte il fatto che la biomatrice è classificabile come prodotto o sottoprodotto. Nel contesto di studio, dal punto di vista economico, si ipotizza un indebitamento finanziario per il 100% dell'investimento. Le caratteristiche di un impianto rappresentativo con particolare riferimento al motore per la produzione di energia elettrica sono riportati nella Tabella 1.

Caratteristiche di un impianto rappresentativo: Tab.1				
Parametro	Unità di misura	Tasso onnicomprensivo	DM n.28/2012	DM giugno 2016
Funzionamento dell'impianto	[giorno/anno]	365	365	365
Temperatura di processo	[°C]	35	35	35
Potere calorifico inferiore CH4	[kWh/Nm3]	9,88	9,88	9,88
Percentuale di metano	[%]	60	60	60
Ore di lavoro del cogeneratore	[h/anno]	8200	8200	8200
Potenza totale del cogeneratore	[kW]	713	713	713
Prestazioni elettriche	[%]	35	35	35
Prestazioni termiche	[%]	40	40	40
Potenza elettrica del cogeneratore	[kW]	100	100	100
Energia elettrica lorda prodotta	[kWhel]	820.000	820.000	820.000
Energia termica lorda prodotta	[kWh]	1.522.857,20	1522857,2	1522857,2
Autoconsumo di energia elettrica	[%]	7	11	11
Energia elettrica netta prodotta	[kWhel]	762.600	729.800	729.800

Tab. 8.1 – caratteristiche di un impianto a biogas rappresentativo a 100 kWel

I costi specifici derivanti dall'attività di monitoraggio degli impianti sovvenzionati sono riepilogati nella Tabella 8.2.

Costi specifici: Tab.2		
Parametro	Unità di misura	Valore
Costi di servizio	[€/kWh]	0,025
Costo specifico per impianto di digestione	[€/mq]	200
Costo specifico Cogeneratore	[€/kWel]	1.500
Cisterna di stoccaggio aggiuntiva	[€/mq]	50
Cisterna di stoccaggio	[€/t]	50
Silage	[€/t]	40

Tab. 8.2 – costi specifici di un impianto rappresentativo

I preventivi sono stati effettuati per la realizzazione di un piccolo impianto a biogas secondo tre scenari: da 100 kWel, da 200 kWel e da 300 kWel alimentato con la matrice considerata, identificando i principali costi per la loro costruzione e manutenzione (Tabella 8.3).

Il preventivo effettuato per la realizzazione di un piccolo impianto a biogas da **100 kWel**, alimentato con la matrice considerata, individuando i principali costi per la sua costruzione e manutenzione

Costi di gestione e manutenzione degli impianti: Tab. 3		L'investimento stimato per la costruzione dell'impianto a biogas considerato nello studio: Tab. 4	
Risorsa	Sottoprodotto [€/anno]	Dispositivo	Costo [€]
Servizio completo (manutenzione inclusa)	20500	Impianto di Digestione Anaerobica	171928,4
Matrice organica	58400	Cogeneratore	150000
Polizza assicurativa	1200	Cisterna per Silage	73000
Monitoraggio biologico	6000	Collegamento alla rete di media tensione	24000
Dispersione del digestato	2000	Costi di pianificazione e sicurezza	14800
		Vari Costi	32000
TOTALE	88100	TOTALE	465728,4

Tab. 8.3 – preventivo per un impianto a biogas da 100 kWel

Il preventivo effettuato per la realizzazione di un piccolo impianto a biogas da **200 kWel**, alimentato con la matrice considerata, individuando i principali costi per la sua costruzione e manutenzione

Costi di gestione e manutenzione degli impianti: Tab. 3		L'investimento stimato per la costruzione dell'impianto a biogas	
Risorsa	Sottoprodotto [€/anno]	Dispositivo	Costo [€]
Servizio completo	41000	Impianto di Digestione	343856,8
Matrice organica	116800	Cogeneratore	300000
Polizza assicurativa	2400	Cisterna per Silage	146000
Monitoraggio biologico	12000	Collegamento alla rete di	48000
Dispersione del digestato	4000	Costi di pianificazione e	29600
		Vari Costi	64000
TOTALE	176200	TOTALE	931456,8

Tab. 8.4 – preventivo per un impianto a biogas da 200 kWel

Il preventivo effettuato per la realizzazione di un piccolo impianto a biogas da **300 kWel**, alimentato con la matrice considerata, individuando i principali costi per la sua costruzione e manutenzione

L'investimento stimato per la costruzione dell'impianto a biogas		Costi di gestione e manutenzione degli impianti: Tab. 3	
Dispositivo	Costo [€]	Risorsa	Sottoprodotto [€/anno]
Impianto di Digestione	515785,2	Servizio completo	61500
Cogeneratore	450000	Matrice organica	175200
Cisterna per Silage	219000	Polizza assicurativa	3600
Collegamento alla rete di media	72000	Monitoraggio biologico	18000
Costi di pianificazione e sicurezza	44400	Dispersione del digestato	6000
Vari Costi	96000		
TOTAL	1397185,2	TOTAL	264300

Tab. 8.5 – preventivo per un impianto a biogas da 300 kWel

8.1.3 Codice MATLAB e foglio di calcolo Excel

Di seguito è riportato il codice MATLAB utilizzato per l'analisi finanziaria dell'investimento:

```
%Payback Period
% Construct a questdlg with two options
choice = questdlg('Scegli un indicatore', ...
'Analisi Cost-Benefici', ...
'Periodo di Payback', 'Net Present Value', 'Return on Investment', 'options');
% Handle response
switch choice
case 'Payback Period'
x = inputdlg({'Investimento Totale (€)', 'Benefit(€)', 'Costi Operazionali e Manutentivi(€)'}, ...
'Payback', [1 50; 1 50; 1 50]);
I = str2double(x{1,1});
B = str2double(x{2,1});
C = str2double(x{3,1});
PB= I/(B-C);
msgbox(sprintf('Il periodo di payback per questo capitale di investimento è di %1.0f anni',PB));
case 'Net Present Value'
x = inputdlg({'Investimento Totale (€)', 'Benefit(€)', 'Costi Operazionali e Manutentivi(€)', ...
'Periodo di esercizio(anni)', 'Tasso di Interesse(%)'}, 'Net Present Value', ...
[1 50; 1 50; 1 50; 1 50; 1 50]);
I = str2double(x{1,1});
B = str2double(x{2,1});
C = str2double(x{3,1});
n = str2double(x{4,1});
```

```

i = str2double(x{5,1});
syms a
PVF = symsum(1/(1+i/100)^a,1,n);
NPV = -I+(B-C)*PVF;
msgbox(sprintf('The Net Present Value for this capital investment is %0.f A$',NPV));

case 'Return on Investment'
x = inputdlg({'Investimento Totale (€)', 'Ricavi Totali (€)', 'Costi Operazionali e Manutentivi(€)'},...
'Return on Investment', [1 50; 1 50; 1 50]);

I = str2double(x{1,1});
R = str2double(x{2,1});
C = str2double(x{3,1});
ROI = (((R-C)-I)/I)*100;
msgbox(sprintf('Return on Investment is %0.f',ROI), 'Result');
end

```

Net Present Value

È una misura che calcola la differenza tra il valore attuale del reddito e il valore attuale delle spese. Questo valore comunica a un investitore se l'investimento ha raggiunto un obiettivo di profitto a un dato iniziale investimento, quindi dev'essere un valore alto.

Il valore positivo di tale indicatore mostra anche che le spese sono inferiori all'utile, mentre un suo valore negativo determina una perdita netta. Quando tale valore è uguale a zero, l'investimento non fa profitto né perdite. È calcolato sottraendo i flussi di cassa (Beneficio e Costo) per ciascun periodo (t) del periodo di detenzione (T), attualizzato ad un tasso di rendimento atteso sui flussi di cassa (i, tasso d'interesse). C_0 è il costo di investimento:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{B - C}{(1 + i)^t} - C_0$$

Fig. 8.2 – formula per il calcolo del NPV

Il tasso di interesse è stato assunto al 6% per 20 anni di funzionamento, che corrisponde al periodo degli incentivi.

I risultati dell'analisi, per i vari scenari presunti, possono essere visualizzati in MATLAB e allo stesso modo si è voluto riportare il metodo anche sui fogli di lavoro di Excel:

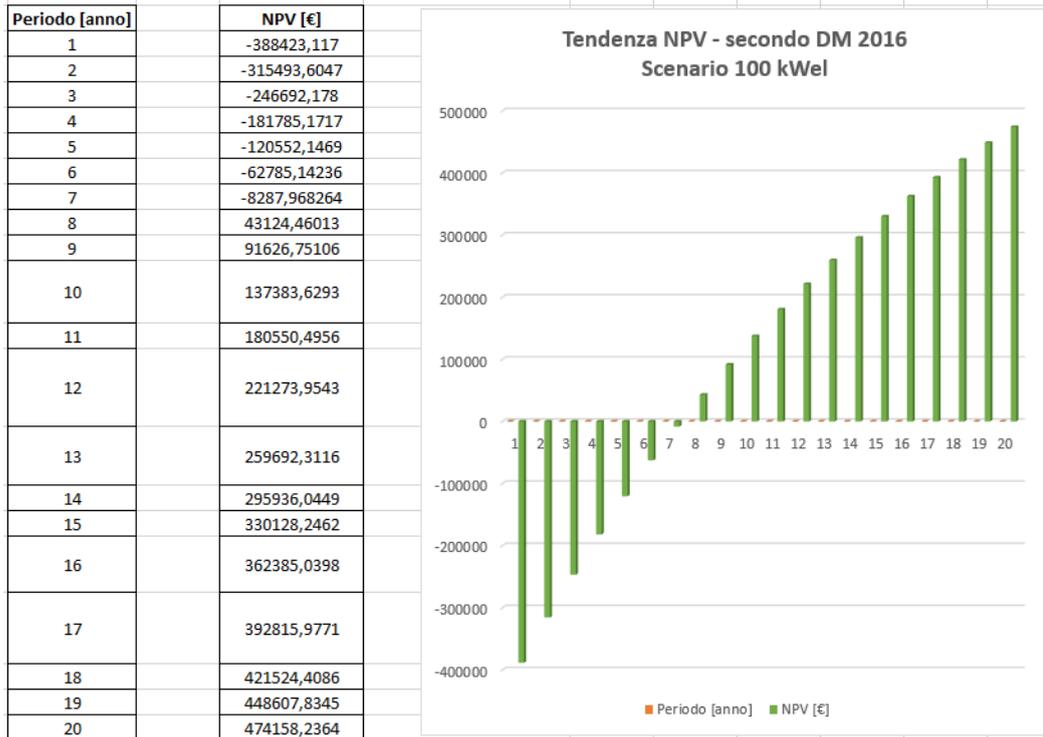


Fig. 8.3 Tendenza del NPV per un impianto da 100kWel a biogas secondo il sistema incentivante del DM 2016

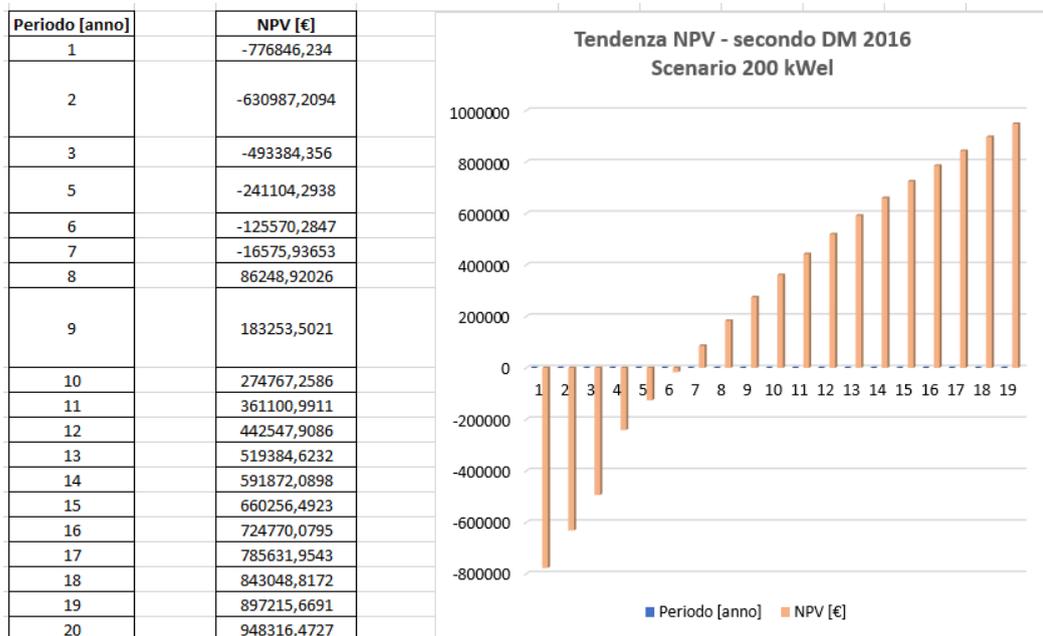


Fig. 8.4 Tendenza del NPV per un impianto da 200kWel a biogas secondo il sistema incentivante del DM 2016

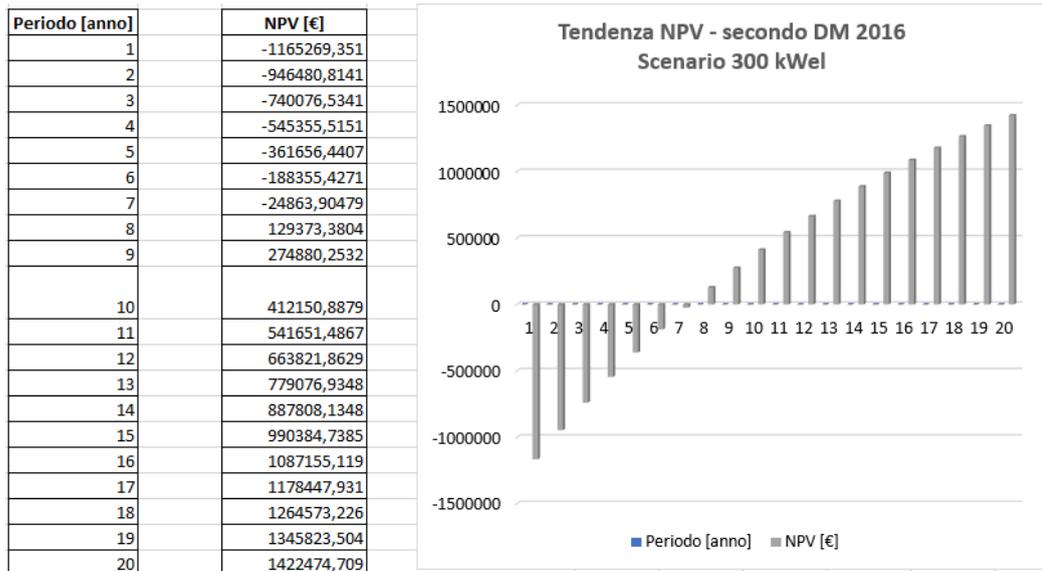


Fig. 8.5 Tendenza del NPV per un impianto da 300kWel a biogas secondo il sistema incentivante del DM 2016

Internal Rate of Return

Il tasso di rendimento interno (IRR) è il tasso di sconto che rende zero il valore attuale netto (NPV) di un progetto. In altre parole, è il tasso di rendimento annuo composto previsto che verrà guadagnato su un progetto o investimento.

Return Of Interest

Il ritorno sull'investimento (ROI) è un rapporto finanziario utilizzato per calcolare il vantaggio che un investitore riceverà in relazione al costo dell'investimento. È più comunemente misurato come reddito netto diviso per il costo del capitale originario dell'investimento. Maggiore è il rapporto, maggiore è il beneficio guadagnato.

Di seguito vengono riportate le analisi economiche con gli indicatori descritti:

Analisi Economica 100 kWel: Tab. 5	
Parametro	DM (2016) sottoprodotto
Durata degli incentivi [anni]	20
Tasso[€ / kWh]	0,233
Vendita EE [€ / anno]	170043,6
Investimento [€]	465728,4
Margine operativo lordo [€ / anno]	81943,6
Pay Back Time [anni]	7
Capitale Sociale [€ / anno]	23286,4
Margine operativo netto [€/anno]	58656,8
Interessi Passivi [€ / anno]	17317,6
Interessi Totali [€]	346358
Finanziamento iniziale [€]	812086,4
Reddito netto [€ / anno]	41338,8
Tasso d'interesse [%]	6
NPV [€]	474158,24
IRR [%]	6,72
ROI [%] dopo 20 anni	177,5232088
ROI [%] annuale	8,87616044

Tab. 8.6 – analisi economica con gli indicatori NVP, ROI e IRR per impianto da 100 kWel a biogas

Analisi Economica 200 kWel: Tab. 5	
Parametro	DM (2016) sottoprodotto
Durata degli incentivi [anni]	20
Vendita EE [€ / anno]	340087,2
Investimento [€]	931456,8
Margine operativo lordo [€ / anno]	163887,2
Pay Back Time [anni]	7
Capitale Sociale [€ / anno]	46572,8
Margine operativo netto [€ /anno]	117313,6
Interessi Passivi [€ / anno]	34635,2
Interessi Totali [€]	692716
Finanziamento iniziale [€]	1624172,8
Reddito netto [€ / anno]	82677,6
Tasso d'interesse [%]	6
NPV [€]	948316,47
IRR [%]	13,44
ROI [%] dopo 20 anni	177,5232088
ROI [%] annuale	8,87616044

Tab. 8.7– analisi economica con gli indicatori NVP, ROI e IRR per impianto da 200 kWel a biogas

Economic analysis: 300 kWel	
Parametro	DM (2016) sottoprodotto
Durata degli incentivi [anni]	20
Tasso [€ / kWh]	0,233
Vendita EE [€ / anno]	510130,8
Investimento [€]	1397185,2
Margine operativo lordo [€ / anno]	245830,8
Pay Back Time [anni]	7
Capitale Sociale [€ / anno]	69859,2
Margine operativo netto [€/anno]	175970,4
Interessi Passivi [€ / anno]	51952,8
Interessi Totali [€]	1039074
Finanziamento iniziale [€]	2436259,2
Reddito netto [€ / anno]	124016,4
Tasso d'interesse [%]	6
NPV [€]	1422466,8
IRR [%]	20,16
ROI [%] dopo 20 anni	177,5232088
ROI [%] annuale	8,87616044

Tab. 6.8 – analisi economica con gli indicatori NVP, ROI e IRR per impianto da 300 kWel a biogas

8.2 **Risultati e Discussioni**

I risultati dell'analisi finanziaria dell'investimento, elaborata utilizzando il metodo del **discounted cash flow**, sono riportati nella Tabella 5 per ogni scenario nel paragrafo precedente. Nel caso studiato vengono mostrati i risultati rispetto alla tariffa del DM del 23/6/2016. Mentre saranno commentati, a titolo informativo, anche la tariffa del DM n.28/2012.

Analisi costi-benefici (DM n.28/2012 e DM 23 giugno 2016)

Lo stesso sistema visto prima è stato ragionato anche in relazione al sistema incentivante connesso alle tariffe proposte dal DM n. 28/2012. Poiché l'impianto rimane lo stesso, sono invariati sia i costi di investimento che di gestione. comunque, l'importo della tariffa incentivante appare diverso: nel caso di utilizzo dei sottoprodotti, è pari a:

- 236 € /MWhel secondo il DM n. 28/2012;
- 233 €/MWhel secondo DM di giugno, 2016.

Nel calcolare la redditività dell'impianto utilizzando i due decreti sopra citati, è fondamentale ragionare circa, rispetto alla vecchia tariffa omnicomprensiva, un orizzonte temporale di incentivazione che aumenta da 15 a 20 anni, in ottica di un autoconsumo inferiore all'11%. L'eventuale differenza verrà conteggiata e pagata dal Gestore italiano di Servizi Energetici (GSE) al prezzo di mercato, ovvero circa 100 € / MWh. Tuttavia, tale aspetto non è stato preso tener conto nel presente lavoro. Allo stesso modo, il bonus l'H.E.C. (Cogenerazione ad alto rendimento) non è stato considerato come bonus: la sua valutazione è di difficile stima e quindi non corrisponde a un reddito definito. Va sottolineato che la non considerazione di tali premi è adottato da tutte le imprese impiantistiche che realizzano impianti a biogas nella redazione del business plan di investimento. Dall'analisi di cui sopra, i risultati hanno dimostrato come i valori di NPV, IRR e ROI evidenziano che investimenti di questo tipo appaiono finanziariamente rischiosi. Questo è dovuto principalmente al fatto che il valore

dell'incentivo si riduce drasticamente da 280 € / MWhel della tariffa all inclusive a 180 € / MWhel del DM n. 28/2012 ai 170 € / MWhel nel caso del Decreto Ministeriale 23 giugno 2016.

Conclusioni

Le fonti di energia alternativa stanno diventando sempre di più una realtà globale: il loro utilizzo permette sia di soddisfare la crescente domanda di energia rinnovabile e sia di ridurre l'impatto ambientale¹⁸⁸. Dall'analisi economico-finanziaria e dallo studio comparativo, i risultati hanno rivelato come gli impianti a biogas tra i 200 e i 300 kWel sono un investimento interessante¹⁸³, nonostante l'evidente riduzione della tariffa base incentivante negli anni¹⁷⁶. Da come l'attuale normativa sugli incentivi è strutturata, i piccoli impianti (con potenza inferiore a 300 kWel) hanno il miglior incentivo. In particolare, tali impianti sono convenienti solo se la biomassa utilizzata è:

- classificabile come *sottoprodotto di origine biologica*;
- costituito per almeno il 70% in peso da sottoprodotti, che normalmente rappresenta una biomassa a costo zero.

Un ulteriore vantaggio nella produzione di biogas deriva dal fatto che evita problemi ambientali, dovuti anche allo spargimento di letame direttamente nel suolo e ad altre problematiche relative allo smaltimento delle acque reflue^{173,189}. Con questo background, un impianto di biogas fornisce:

- un ritorno economico in relazione alla vendita di EE (Energia Elettrica) prodotta;
- evita lo smaltimento di reflui e sottoprodotti agricoli, salvando questi rispettivi costi;
- il digestato (un sottoprodotto del processo di digestione anaerobica) può essere utilizzato come fertilizzante per le principali colture, andando a sostituire, parzialmente o completamente, i fertilizzanti chimici.

9. CONCLUSIONI

La sostenibilità nella produzione e utilizzo del biogas consiste nella riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra, riduzione dell'inquinamento, recupero dei residui derivanti dalla digestione anaerobica della materia organica di cui la matrice è costituita e suo utilizzo come fertilizzante, riducendo così l'utilizzo di concimi minerali con conseguente riduzione dell'inquinamento delle acque. Pertanto, la produzione di biogas attraverso l'utilizzo delle matrici comporta la valorizzazione e il riciclo di quegli scarti che altrimenti costituirebbero un rifiuto. La filiera di produzione del biogas è oramai abbastanza consolidata perché ad essa si possono ascrivere diversi benefici nel trattamento a fini bioenergetici delle matrici organiche. I principali benefici sono:

- benefici rispetto al trattamento dei reflui:
 - processo naturale di trattamento dei rifiuti;
 - richiede minori trattamenti rispetto al compostaggio;
 - consente una riduzione di volume e di peso rispetto allo spandimento dei reflui in agricoltura;
- benefici energetici:
 - processo con produzione netta di energia;
 - genera un combustibile rinnovabile di alta qualità;
 - il biogas può essere destinato a diversi utilizzi e applicazioni;
- benefici ambientali:
 - significativa riduzione di gas serra;
 - significativa riduzione delle emissioni maleodoranti;
 - produce un digestato sanificato e ricco di nutrienti;
 - massimizzazione dei benefici del riciclo;
- benefici economici:
 - presenta un ciclo di vita più efficiente sui costi rispetto ad altre opzioni bioenergetiche.

Affinché la digestione anaerobica avvenga con la massima efficienza è necessario che la razione inserita nel digestore sia scelta in modo da fornire la massima resa in biogas nel minore periodo di tempo possibile. Una matrice che dà origine ad una resa elevata di biogas e che al contempo è anche economica risulta essere vantaggiosa e prioritaria rispetto ad altre. Una delle matrici ideali, che permette di produrre un'ottima quantità di biogas, a prezzi abbastanza ridotti, è lo scarto organico dell'agroindustria e dall'alghicoltura; in tal modo questo tipo di materiale non costituisce più un rifiuto come altrimenti sarebbe, comportando l'abbattimento del costo di smaltimento e il suo riciclaggio, ossia rinnovabilità della risorsa. Il sottoprodotto da *Ulva L.* e da altre alghe, rappresentano un nuovo componente nella produzione di biogas. Ulteriori stimoli allo sviluppo della digestione anaerobica potrebbero derivare da alcuni interventi in ambito normativo, e applicando modifiche tecnico-organizzative. Tra le prime si potrebbe segnalare:

- procedure più semplificate, più chiare e praticabili per l'allacciamento alla rete nazionale e in generale sugli aspetti autorizzativi;
- favorire l'utilizzo per l'autotrazione del metano purificato al 95-98% e la sua immissione nella rete di distribuzione del gas naturale;
- consentire, dal punto di vista autorizzativo, un più agevole uso sia di alcuni sottoprodotti in codigestione con reflui zootecnici che del digestato finale che ne deriva;
- una più costante e chiara politica nazionale di incentivazione (come il caso della Germania);
- una più omogenea azione amministrativa e procedurale tra le regioni.

Da un punto di vista più tecnico-organizzativo sarebbe opportuno perseguire un'integrazione del processo di digestione anaerobica con il processo di compostaggio. Le ragioni di tale integrazione fanno capo a diversi

aspetti, tra cui si segnalano:

- la possibilità di usare digestato assieme ad altre matrici organiche selezionate in impianti di compostaggio di tipo comprensoriale/consortile per una migliore valorizzazione delle stesse;
- maggiore efficienza nell'utilizzo dell'azoto nel passaggio dal digestato (concime), che presenta un azoto molto disponibile, al compost che è un ammendante con le riconosciute proprietà sulla reintegrazione della fertilità dei suoli.

Tale integrazione di processi anaerobico/aerobico si potrebbe alimentare con la costruzione di nuovi impianti integrati. E' necessario promuovere un modello di filiera biomassa-energia sostenibile, che valorizzi le risorse locali e i sottoprodotti dell'agricoltura. Il biogas per l'impresa agricola del Sud Italia può determinare un efficiente uso del suolo agricolo, essendo in grado di utilizzare non solo biomasse vegetali, ma anche effluenti zootecnici, sottoprodotti agricoli e agroindustriali, garantendo quindi la possibilità di rendere "risorsa" quelle che sono sostanze residuali altrimenti destinate allo smaltimento. Ciò che più interessa è quindi la produzione agricola unita a quella algicola, gli allevamenti, l'industria agroalimentare, che costituiscono anche uno strumento per riposizionare l'imprenditore agricolo, e perché si affermi, anche e soprattutto in una regione come la Puglia, un modello di produzione di biogas basato sui piccoli impianti aziendali e interaziendali, come il caso studio dell'impianto di Mussomeli visto in Sicilia; tale opera presenta un duplice vantaggio: da un lato contribuisce alla produzione di energia "pulita" grazie all' utilizzo di biomasse come fonte energetica rinnovabile, dall'altro consente un sostanziale miglioramento dell'economia locale poiché permette la creazione di un' idonea filiera agroenergetica per la coltivazione e gestione della biomassa stessa. In tal modo avvia un processo virtuoso di recupero degli scarti, come il pastazzo, che, oltre a generare un ritorno economico, contribuisce a generare energia elettrica e termica rinnovabile. Le produzioni agro-alimentari rappresentano un insieme composito ed unico nel panorama nazionale ed internazionale; è per questo

che occorre incrementare il numero di impianti facendo affidamento ad una più costante e chiara politica nazionale di incentivazione; in tal modo l'agricoltura può essere in grado di offrire un importante contributo alla distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili e allo smaltimento dei rifiuti organici.

Bibliografia

Cap.1

- (1) [Chevassus-au-Louis, B.; Andral, B.; Femenias, A.; Buvier, M. Bilan des Connaissances scientifiques sur Les Causes de Prolifération de Macroalgues Vertes; Rapport Pour Le Gouvernement Français 2012. Report No.: CGEDD 007942-01 et CGAAER 11128; Conseil Général de L'environnement et du Développement Durable: Paris, France, 2012. \(In French\)](#)
- (2) Wikipedia, *Alge*, wiki/Alga, 2022
- (3) Wikipedia, *Ulva Lactuca*, wiki/Ulva_lactuca, 2022
- (4) [Wichard, T.; Charrier, B.; Mineur, F.; Bothwell, J.H.; Clerck, O.D.; Coates, J.C. The green seaweed Ulva: A model system to study morphogenesis. Front. Plant Sci. 2015, 6, 72–82.](#)
- (5) Schoch CL, et al. NCBI Taxonomy: a comprehensive update on curation, resources and tools. Database (Oxford). 2020: baaa062. PubMed: 32761142 PMC: PMC7408187. <https://academic.oup.com/database/article/doi/10.1093/database/baaa062/5881509?login=false>
- (6) [Pillard, S. Mise au Point sur Les Algues Vertes: Risques Environnementaux et Valorisations en 2016; Sciences Pharmaceutiques 2016, Dumas-01393938; Université de Picardie Jules Verne: Amiens, France, 2016. \(In French\)](#)
- (7) [Kraan, S. Pigments and minor compounds in algae. In Functional Ingredients from Algae for Foods and Nutraceuticals; Domínguez, H., Ed.; Woodhead Publishing: Cambridge, UK, 2013; pp. 205–251.](#)
- (8) [Pérez, M.J.; Falqué, E.; Domínguez, H. Antimicrobial action of compounds from marine seaweed. Mar. Drugs 2016, 14, 52.](#)
- (9) [Neto, R.T.; Marçal, C.; Queirós, A.S.; Abreu, H.; Silva, A.M.S.; Cardoso, S.M. Screening of *Ulva rigida*, *Gracilaria* sp.:](#)

[Fucus vesiculosus and Saccharina latissima as functional ingredients. Int. J. Mol. Sci. 2018, 19, 2987.](#)

- (10) [Kazir, M.; Abuhassira, Y.; Robin, A.; Nahor, O.; Luo, J.; Israel, A.; Golberg, A.; Livney, Y.D. Extraction of proteins from two marine macroalgae, Ulva sp. and Gracilaria sp.; for food application, and evaluating digestibility, amino acid composition and antioxidant properties of the protein concentrates. Food Hydrocoll. 2019, 87, 194–203.](#)
- (11) [Cian, R.E.; Hernández-Chirlaque, C.; Gámez-Belmonte, R.; Drago, S.R.; Sánchez de Medina, F.; Martínez-Augustin, O. Green alga Ulva sp. hydrolysates and their peptide fractions regulate cytokine production in splenic macrophages and lymphocytes involving the TLR4-NFκB/MAPK pathways. Mar. Drugs 2018, 16, 235.](#)
- (12) [Paiva, L.; Lima, E.; Neto, A.I.; Baptista, J. Isolation and characterization of angiotensin I-converting enzyme \(ACE\) inhibitory peptides from Ulva rigida C. Agardh protein hydrolysate. J. Funct. Foods 2016, 26, 65–76.](#)
- (13) [Cardoso, S.M.; Carvalho, L.G.; Silva, P.J.; Rodrigues, M.S.; Pereira, O.R.; Pereira, L. Bioproducts from seaweeds: A review with special focus on the Iberian Peninsula. Curr. Org. Chem. 2014, 18, 896–917.](#)
- (14) [Sari-Chmayssem, N.; Taha, S.; Mawlawi, H.; Guégan, J.-P.; Jeftić, J.; Benvegnu, T. Extracted Ulvans from green algae Ulva linza of Lebanese origin and amphiphilic derivatives: Evaluation of their physico-chemical and rheological properties. J. Appl. Phycol. 2018, 3, 1–16](#)
- (15) [Violle, N.; Rozan, P.; Demais, H.; Nyvall Collen, P.; Bisson, J.-F. Evaluation of the antidepressant- and anxiolytic-like effects of a hydrophilic extract from the green seaweed Ulva sp. in rats. Nutr. Neurosci. 2018, 21, 248–256.](#)
- (16) [Cesário, M.T.; da Fonseca, M.M.R.; Marques, M.M.; de](#)

- [Almeida, M.C.M.D. Marine algal carbohydrates as carbon sources for the production of biochemicals and biomaterials. *Biotechnol. Adv.* 2018, 36, 798–817.](#)
- (17) [Chemodanov, A.; Jinjikhashvily, G.; Habiby, O.; Liberzon, A.; Israel, A.; Yakhini, Z.; Golberg, A. Net primary productivity, biofuel production and CO2 emissions reduction potential of *Ulva* sp. \(Chlorophyta\) biomass in a coastal area of the Eastern Mediterranean. *Energy Convers. Manag.* 2018, 166, 772–779.](#)
 - (18) [Raikova, S.; Le, C.D.; Beacham, T.A.; Jenkins, R.W.; Allen, M.J.; Chuck, C.J. Towards a marine biorefinery through the hydrothermal liquefaction of macroalgae native to the United Kingdom. *Biomass Bioenergy* 2017, 107, 244–253.](#)
 - (19) [Soliman, R.M.; Younis, S.A.; El-Gendy, N.S.; Mostafa, S.S.M.; El-Temtamy, S.A.; Hashim, A.I. Batch bioethanol production via the biological and chemical saccharification of some Egyptian marine macroalgae. *J. Appl. Microbiol.* 2018, 125, 422–440.](#)
 - (20) [Saqib, A.; Tabassum, M.R.; Rashid, U.; Ibrahim, M.; Gill, S.S.; Mehmood, M.A. Marine macroalgae *Ulva*: A potential feed-stock for bioethanol and biogas production. *Asian J. Agric. Biol.* 2013, 3, 155–163.](#)
 - (21) [Suganya, T.; Renganathan, S. Optimization and kinetic studies on algal oil extraction from marine macroalgae *Ulva lactuca*. *Bioresour. Technol.* 2012, 107, 319–326.](#)
 - (22) [Tabassum, M.R.; Xia, A.; Murphy, J.D. Potential of seaweed as a feedstock for renewable gaseous fuel production in Ireland. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 68, 136–146.](#)
 - (23) [Jiang, R.; Ingle, K.N.; Golberg, A. Macroalgae \(seaweed\) for liquid transportation biofuel production: What is next? *Algal Res.* 2016, 14, 48–57.](#)

- (24) [El Harchi, M.; Fakihi Kachkach, F.Z.; El Mtili, N. Optimization of thermal acid hydrolysis for bioethanol production from *Ulva rigida* with yeast *Pachysolen tannophilus*. S. Afr. J. Bot. 2018, 115, 161–169.](#)
- (25) [VanderWal,H.; Sperber, B.L.; Houweling-Tan, B.; Bakker, R.R.; Brandenburg, W.; López-Contreras, A.M. Production of acetone, butanol, and ethanol from biomass of the green seaweed *Ulva lactuca*. Bioresour. Technol. 2013, 128, 431–437.](#)
- (26) [Karray,R.; Hamza,M.; Sayadi,S. Evaluation of ultrasonic, acid, thermo-alkaline and enzymatic pre-treatment on anaerobic digestion of *Ulva rigida* for biogas production. Bioresour. Technol. 2015, 187, 205–213.](#)
- (27) [Balboa, E.M.; Soto, M.L.; Nogueira, D.R.; González-López, N.; Conde, E.; Moure, A.; Vinardell, M.P.; Mitjans, M.; Domínguez, H. Potential of antioxidant extracts produced by aqueous processing of renewable resources for the formulation of cosmetics. Ind. Crop Prod. 2014, 58, 104–110.](#)
- (28) [Koçer,A.T.; Özçimen,D. Investigation of the biogas production potential from algal wastes. Waste Manag. Res. 2018, 36, 1100–1105.](#)
- (29) [Ganesh Saratale, R.; Kumar, G.; Banu, R.; Xia, A.; Periyasamy, S.; Dattatraya Saratale, G. A critical review on anaerobic digestion of microalgae and macroalgae and co-digestion of biomass for enhanced methane generation. Bioresour. Technol. 2018, 262, 319–332.](#)
- (30) [Park, J.-I.; Lee, J.; Sim, S.J.; Lee, J.-H. Production of hydrogen from marine macro-algae biomass using anaerobic sewage sludge microflora. Biotechnol. Bioprocess Eng. 2009, 14, 307–315.](#)
- (31) [Andrea Moccia e il team di Geopop, *L'Italia compra gas principalmente dalla Russia - Vi mostro come funziona la rete*](#)

- [di metanodotti, dal min. 8.40 al min. 9.44, YouTube, \(2021\).](#)
- (32) [Smetacek, V.; Zingone, A. Green and golden seaweed tides on the rise. Nature 2013, 504, 84–88.](#)
 - (33) Letts, E.A.; Richards, E.H. Report on green seaweeds and especially *Ulva latissima* in relation to the pollution of the waters in which they occur. In Royal Commission on Sewage Disposal; 7th Report, Appendix III, Section II; HMSO: London, UK, 1911.
 - (34) Schiffner, V.; Vatova, A. The Algae of the Lagoon: Chlorophyceae, Phaeophyceae, Rhodophyceae, Myxophyceae; Minio, M., Ed.; The Lagoon of Venice: Venezia, Italy, 1938; Volume 3, p. 250. (In Italian)
 - (35) [Curiel, D.; Rismondo, A.; Bellemo, G.; Marzocchi, M. Macroalgal biomass and species variations in the lagoon of Venice \(Northern Adriatic Sea, Italy\): 1981–1998. Sci. Mar. 2004, 68, 57–67.](#)
 - (36) [Villares, R.; Puente, X.; Carballeira, A. Nitrogen and phosphorus in *Ulva* sp. in the Galician Rias Bajas \(northwest Spain\): Seasonal fluctuations and influence on growth. Bol. Inst. Esp. Oceanogr. 1999, 15, 337–341.](#)
 - (37) [Yabe, T.; Ishii, Y.; Amano, Y.; Koga, T.; Hayashi, S.; Nohara, S.; Tatsumoto, H. Green tide formed by free-floating *Ulva* spp. at Yatsu tidal flat, Japan. Limnology 2009, 10, 239–245.](#)
 - (38) [Charlier, R.H.; Morand, P.; Finkl, C.W. How Brittany and Florida coasts cope with green tides. Int. J. Environ. Stud. 2008, 65, 191–208.](#)
 - (39) [Kirkendale, L.; Saunders, G.W.; Winberg, P. A Molecular survey of *Ulva* \(Chlorophyta\) in temperate Australia reveals enhanced levels of cosmopolitanism. J. Phycol. 2012, 49, 69–81.](#)
 - (40) [Li, J.-Y.; Yang, F.; Jin, L.; Wang, Q.; Yin, J.; He, P.; Chen,](#)

- [Y. Safety and quality of the green tide algal species *Ulva prolifera* for option of human consumption: A nutrition and contamination study. *Chemosphere* 2018, 210, 1021–1028.](#)
- (41) [Moniruzzaman, M.; Gann, E.R.; Wilhelm, S.W. Infection by a giant virus \(AaV\) induces widespread physiological reprogramming in *Aureococcus anophagefferens* CCMP1984, a Harmful Bloom Algae. *Front. Microbiol.* 2018, 9, 752–758.](#)
 - (42) [Schvarcz, C.R.; Steward, G.F. A giant virus infecting green algae encodes key fermentation genes. *Virology* 2018, 518, 423–433.](#)
 - (43) [LaScola, B.; Audic, S.; Robert, C.; Jungang, L.; de Lamballerie, X.; Drancourt, M.; Birtles, R.; Claverie, J.M.; Raoult, D. A giant virus in amoebae. *Science* 2003, 299, 2033–2038.](#)
 - (44) [Wijffels, R.H.; Barbosa, M.J.; Eppink, M.H.M. Microalgae for the production of bulk chemicals and biofuels. *Biofuels Bioprod. Biorefin.* 2010, 4, 287–295.](#)
 - (45) [Mhatre, A.; Gore, S.; Mhatre, A.; Trivedi, N.; Sharma, M.; Pandit, R.; Anil, A.; Lali, A. Effect of multiple product extractions on bio-methane potential of marine macrophytic green alga *Ulva lactuca*. *Renew. Energy* 2018, 132, 742–751.](#)
 - (46) [Wijesekara, I.; Lang, M.; Marty, C.; Gemin, M.-P.; Boulho, R.; Douzenel, P.; Wickramasinghe, I.; Bedoux, G.; Bourgougnon, N. Different extraction procedures and analysis of protein from *Ulva* sp. in Brittany. *J. Appl. Phycol.* 2017, 29, 2503–2511.](#)
 - (47) [Yaich, H.; Amira, A.B.; Abbes, F.; Bouaziz, M.; Besbes, S.; Richel, A.; Blecker, C.; Attia, H.; Garna, H. Effect of extraction procedures on structural, thermal and antioxidant properties of Ulvan from *Ulva lactuca* collected in Monastir coast. *Int. J. Biol. Macromol.* 2017, 105, 1430–1439.](#)
 - (48) [Tran, T.T.V.; Truong, H.B.; Tran, N.H.V.; Quach, T.M.T.;](#)

- [Nguyen, T.N.; Bui, M.L.; Yuguchi, Y.; Thanh, T.T.T. Structure, conformation in aqueous solution and antimicrobial activity of Ulvan extracted from green seaweed *Ulva reticulata*. *Nat. Prod. Res.* 2018, 32, 2291–2296.](#)
- (49) [Hernández-Garibay, E.; Zertuche-González, J.A.; Pacheco-Ruíz, I. Isolation and chemical characterization of algal polysaccharides from the green seaweed *Ulva clathrata* \(Roth\) C. Agardh. *J. Appl. Phycol.* 2011, 23, 537–542.](#)
 - (50) [Sari-Chmayssem, N.; Taha, S.; Mawlawi, H.; Guégan, J.-P.; Jeftić, J.; Benvegnu, T. Extracted Ulvans from green algae *Ulva linza* of Lebanese origin and amphiphilic derivatives: Evaluation of their physico-chemical and rheological properties. *J. Appl. Phycol.* 2018, 3, 1–16.](#)
 - (51) [Kanno, K.; Fujita, Y.; Honda, S.; Takahashi, S.; Kato, S. Urethane foam of sulfated polysaccharide Ulvan derived from green-tide-forming chlorophyta: Synthesis and application in the removal of heavy metal ions from aqueous solutions. *Polym. J.* 2014, 46, 813–818.](#)
 - (52) [Kajiwara, T.; Matsui, K.; Akakabe, Y.; Murakawa, T.; Arai, C. Antimicrobial browning-inhibitory effect of flavonoid compounds in seaweeds. *J. Appl. Phycol.* 2006, 18, 413–422.](#)
 - (53) [DeLima, R.L.; Pires-Cavalcante, K.M.S.; de Alencar, D.B.; Viana, F.A.; Sampaio, A.H.; Saker-Sampaio, S. In vitro evaluation of antioxidant activity of methanolic extracts obtained from seaweeds endemic to the coast of Ceará, Brazil. *Acta Sci. Technol.* 2016, 38, 247–255.](#)
 - (54) [Kellogg, J.; Lila, M.A. Chemical and in vitro assessment of Alaskan coastal vegetation antioxidant capacity. *J. Agric. Food Chem.* 2013, 61, 11025–11032.](#)
 - (55) [Raja, R.; Hemaiswarya, S.; Arunkumar, K.; Carvalho, I.S. Antioxidant activity and lipid profile of three seaweeds of Faro, Portugal. *Rev. Bras. Bot.* 2016, 39, 9–17.](#)

- (56) Cho, M.; Kang, I.-J.; Won, M.-H.; Lee, H.-S.; You, S. The antioxidant properties of ethanol extracts and their solvent-partitioned fractions from various green seaweeds. *J. Med. Food* 2010, 13, 1232–1239.
- (57) [Goh, C.S.; Lee, K.T. A visionary and conceptual macroalgae-based third-generation bioethanol \(TGB\) biorefinery in Sabah, Malaysia as an underlay for renewable and sustainable development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2010, 14, 842–848.](#)
- (58) Golberg, A.; Vitkin, E.; Linshiz, G.; Khan, S.A.; Hillson, N.J.; Yakhini, Z.; Yarmush, M.L. Proposed design of distributed macroalgal biorefineries: Thermodynamics, bioconversion technology, and sustainability implications for developing economies. *Biofuels Bioprod. Biorefin.* 2014, 8, 67–82.
- (59) [Robin, A.; Chavel, P.; Chemodanov, A.; Israel, A.; Golberg, A. Diversity of monosaccharides in marine macroalgae from the Eastern Mediterranean Sea. *Algal Res.* 2017, 28, 118–127.](#)
- (60) [Pezoa-Conte, R.; Leyton, A.; Baccini, A.; Ravanal, M.C.; Mäki-Arvela, P.; Grénman, H.; Xu, C.; Willför, S.; Lienqueo, M.E.; Mikkola, J.-P. Aqueous extraction of the sulfated polysaccharide Ulvan from the green alga *Ulva rigida*-Kinetics and modeling. *Bioenergy Res.* 2017, 10, 915–928.](#)
- (61) [Chiesa, S.; Gnansounou, E. Protein extraction from biomass in a bioethanol refinery—Possible dietary applications: Use as animal feed and potential extension to human consumption. *Bioresour. Technol.* 2011, 102, 427–436.](#)
- (62) [Ge, H.; Ni, Q.; Chen, Z.; Li, J.; Zhao, F. Effects of short period feeding polysaccharides from marine macroalga, *Ulva prolifera* on growth and resistance of *Litopenaeus vannamei*](#)

[against *Vibrio parahaemolyticus* infection. J. Appl. Phycol. 2018, 10, 1663–1669.](#)

- (63) [Bikker,P.; vanKrimpen,M.M.; vanWikselaar,P.; Houweling-Tan,B.; Scaccia,N.; vanHal,J.W.; Huijgen,W.J.J.; Cone, J.W.; López-Contreras, A.M. Biorefinery of the green seaweed *Ulva lactuca* to produce animal feed, chemicals and biofuels. J. Appl. Phycol. 2016, 28, 3511–3525.](#)
- (64) Raikova, S.; Olsson, J.; Mayers, J.J.; Nylund, G.M.; Albers, E.; Chuck, C.J. Effect of geographical location on the variation in products formed from the hydrothermal liquefaction of *Ulva intestinalis*. *Energy Fuels* 2018, 10, 1021–1028.
- (65) Díaz-Reinoso, B.; González-Muñoz, M.J.; Domínguez, H. Introduction. In *Water Extraction of Bioactive Compounds*; Domínguez, H., González-Muñoz, M.J., Eds.; Elsevier: Kidlington, UK, 2017.
- (66) Singh, R.; Bhaskar, T.; Balagurumurthy, B. Effect of solvent on the hydrothermal liquefaction of macroalgae *Ulva fasciata*. *Process Saf. Environ. Prot.* 2015, 93, 154–160.
- (67.) [Harrysson, H.; Hayes, M.; Eimer, F.; Carlsson, N.-G.; Toth, G.B.; Undeland, I. Production of protein extracts from Swedish red, green, and brown seaweeds, *Porphyra umbilicalis* Kützinger, *Ulva lactuca* Linnaeus, and *Saccharina latissima* \(Linnaeus\) J. V. Lamouroux using three different methods. J. Appl. Phycol. 2018, 10, 1–16.](#)

Cap. 2

- (68)D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”, *art.2 comma 1, lett.a.*

- (69) EPI, *Earth Policy Institute*
- (70) [Ragazzoni A., *Biogas: come ottenere reddito dall'agricoltura*, Edizione. L'informatore agrario, Verona \(2010\).](#)
- (71) Abbasi T., S. M. Tauseef e S. A. Abbasi, *Biogas Energy*. SpringerLink ebooks—Engineering, New York (2012).
- (72) Wellinger, A. (2007) *Anaerobic Digestion: Making Energy and Solving Modern Waste Problems*. AD-NETT Report 2000, 195 pp. <http://www.adnett.org> (accessed July 2008).
- (73) Weiland, P. Biogas production: Current state and perspectives. *Applied Microbiology and Biotechnology* 85 (2010) 849–860.
- (74) Al Seadi T., D. Rutz, H. Prassl, M. Köttner, T. Finsterwalder, S. Volk and R. Janssen, *Biogas Handbook*, Ed. T. A. Seadi. University of Southern Denmark Esbjerg, Niels Bohrs Vej 9–10, DK-6700 Esbjerg, Denmark (2008).
- (75) [APAT, Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici, *Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi*, Manuali e linee guida 13/2005.](#)
- (76) Ostrem, K. and N. J. Themelis, *Greening Waste: Anaerobic Digestion for Treating the Organic Fraction of Municipal Solid Wastes*. Columbia University, New York (2004), p. 59.
- (77) Gujer e Zehnder (1983), *Conversion processes in anaerobic digestion*.
Wat. Sci. Tech., 15, 127 – 167.
- (78) OCSE (2010), *Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico*.
- (79) [Safley, L.M., Westerman, P.W. \(1990\). *Psychrophilic anaerobic digestion of animal manure: proposed design*](#)

[methodology. Biological Wastes 34, 133 – 148.](#)

- (80) Schanbacher, F. *Anaerobic Digestion: Overview & Opportunities*. OhioState University, Wooster, OH (2009).
- (81) Macias-Coral, M., Z. Samani, A. Hanson, G. Smith, P. Funk, H. Yu and J. Longworth, *Anaerobic digestion of municipal solid waste and the effect of co-digestion with dairy cow manure*. *Bioresource Technology* 99 (2008) 8288–8293.
- (82) Murphy J. D., R. Braun, P. Weiland and A. Wellinger, *Biogas from crop digestion*. IEA Bioenergy, (2011),
- (83) [Appels L. et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 4295–4301 \(2011\).](#)
- (84) Amon, T., B. Amon, V. Kryvoruchko, A. Machmaller, K. Hopfner-Sixt, V. Bodiroza, R. Hrbek, J. Friedel, E. Patsch, H. Wagentristl, M. Schreiner and W. Zollitsch, *Methane production through anaerobic digestion of various energy crops grown in sustainable crop rotations*. *Bioresource Technology* 98 (2007) 3204–3212.
- (85) [Tambone, F., B. Scaglia, G. D'Imporzano, A. Schievano, V. Orzi, S. Salati and F. Adani, *Assessing amendment and fertilizing properties of digestates from anaerobic digestion through a comparative study with digested sludge and compost*. *Chemosphere* 81 \(2010\) 577–583.](#)
- (86) D.Lgs. 03 dicembre 2010, n. 205, “Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive” Art.10.
- (87) DM 6 luglio 2012, “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche”.
- (88) Arsova, L., N. J. Themelis and K. Chandran, *Anaerobic digestion of food waste: Current status, problems and an alternative product*, M.S. Degree in Earth Resources

Engineering, New York (2010).

- (89) EurObserv'ER, 2004.
- (90) CRPA, *Centro Ricerche Produzioni Animali* (2009, 2011).
- (91) GSE, *Gestore dei Servizi Energetici*, rapporto statistico (2011, 2012).
- (A) [D Lgs n. 199 8 novembre 2021, Attuazione della direttiva \(UE\) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.](#)
- (a) [Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, 2021](#)
- (b) [Farming fo Future](#)
- (c) [Consorzio Italiano Biogas \(CIB\), *Biogas Informa*, n.37 2022](#), pag 6,12, 16 e 18
- (d) [GSE , Rapporto Statistico 2021](#)

Cap. 3

- (92) [F.Raposo, M.A.De la Rubia, V.Fernández-Cegrí, R.Borja, *Anaerobic digestion of solid organic substrates in batch mode: An overview relating to methane yields and experimental procedures* \(2012\)](#)
- (93) [Raposo F, de la Rubia MA, Borja R, Alaiz M. Assessment of a modified and optimised method for determining chemical oxygen demand of solid substrates and solutions with high suspended solid content. *Talanta* 2008;76\(2\): 448–53.](#)
- (94) [Raposo F, Fernández-Cegrí V, De la Rubia MA, Borja R, Beltrán J, Cavinato C, et al. Quality improvement in determination of chemical oxygen demand in samples considered difficult to analyze, through participation in proficiencytesting schemes. *TrAC – Trends in Analytical Chemistry* 2010;29\(9\): 1082–91.](#)
- (95) [Batstone DJ, Keller J, Angelidaki I, Kalyuzhnyi SV, Pavlostathis SG, Rozzi A, et al. The IWA anaerobic digestion model no 1 \(ADM1\). *Water Science and Technology* 2002;45\(10\):65–73.](#)

- [\(96\) Gunaseelan VN. Anaerobic digestion of biomass for methane production: a review. Biomass and Bioenergy 1997;13\(1-2\):83-114.](#)
- [\(97\) Troiano, R. A., Wise, D. L., Augenstein, D. C., Kispert, R. G. and Cooney, C. L., Fuel gas production by anaerobic digestion of kelp. Resource Recovery and Conservation, 1976, 2, 171-176.](#)
- [\(98\) Hanssen, J. F., Indergaard, M., Ostgaard, K., Baevre, O. A., Pedersen, T. A. and Jensen, A., Anaerobic digestion of Laminaria spp. and Ascophyllum nodosum and application of end products. Biomass, 1987. 14, 1-13.](#)
- [\(99\) Habig, C., De Busk, T. A. and Ryther, J. H., The effect of nitrogen content on methane production by the marine algae Gracilaria tikvahiae and Ulva sp. Biomass, 1984, 4, 239-251.](#)
- [\(100\) Fannin, K. F., Srivastava, V. J. and Chynoweth, D. P., Unconventional digester designs for improved methane yields from sea kelp. Proc. IGT Symp. Energy from Biomass and Wastes, Lake Buena Vista, FL, January 1982.](#)
- [\(101\) Hanisak, M. D., Methane production from the red seaweed Gracilaria tikvahiae. In Proc. 10th Int. Seaweed Symp., ed. T. Levring. Walter de Gruyter, Berlin, 1981, pp. 681-686.](#)
- [\(102\) Rigoni-Stern, S., Rismondo, R., Szpyrkowicz, L., Zilio-Grandi, F. and Vigato, P. A., Anaerobic digestion of nitrophilic algae biomass from the Venice lagoon. Biomass, 1990, 23, 179-199.](#)
- [\(103\) Hansson, G., Methane Fermentations: End Product Inhibition Thermophilic Methane Formation and Production of Methane from Algae. Ph.D. Dissertation, Dept. of Technical Microbiology, University of Lund, Sweden, 1981.](#)
- [\(104\) Kimon T. Bird, David P. Chynoweth & Douglas E. Jerger, Effects of marine algal proximate composition on methane yields \(1990\)](#)
- (105) Habig C, Ryther JH (1984) Some correlations between substrate compositions and biogas yields. Energy from Biomass and Waste VIII: 817-832. Institute of Gas Technology, Chicago, IL.

- (106) [Bird KT, Hanisak MD, Ryther J \(1981a\) Chemical quality and production of agars extracted from *Gracilaria tikvahiae* grown in different nitrogen enrichment conditions. *Bot. Mar.* 24: 441-444.](#)
- (107) Larsen B (1978) Brown seaweeds: Analysis of ash, fiber, iodine and mannitol. In: Hellebust JA, Craigie JS (eds), *Handbook of Phycological Methods, Physiological and Biochemical Methods*. Cambridge Univ. Press, Cambridge, 181-188.
- (108) [Dawes CJ, Bird KT, Hanisak MD \(1988\) Physiological responses of transplanted populations of *Sargassum pteropleuron* Grunow in Florida. *Aquatic Botany* 31: 107-123.](#)
- (109) [Cheshire AC, Hallam ND \(1985\) The environmental role of alginates in *Durvillaea potatorum* \(Fucales, Phaeophyta\). *Phycologia* 24: 147-153.](#)
- (110) [Bird KT, Hanisak MD, Ryther J \(1981b\) Changes in agar and other chemical constituents of the seaweed *Gracilaria tikvahiae* when used as a substrate in methane digesters. *Resources and Conservation* 6: 321-327.](#)
- (111) [Chynoweth DP, Fannin KF, Srivastava VJ \(1987\) Biological gasification of marine algae. In: Bird KT, Benson PH \(eds\), *Seaweed Cultivation for Renewable Resources*. Elsevier Press, Amsterdam, 285-304.](#)
- (112) [Briand X, Morand P, 1997. Anaerobic digestion of *Ulva* sp. 1. Relationship between *Ulva* composition and methanisation. *J. Appl. Phycol.* 9, 511–524](#)
- (113) Morand P, Carpentier B, Charlier RH, Maze J, Orlandini M, Plun- ´ kett BA, de Waart J (1991) Bioconversion of seaweeds. In Guiry MD, Blunden G (eds), *Seaweed Resources in Europe: Uses and Potential*. John Wiley & Sons, Chichester: 95–148.
- (114) Neushul P (1987) Energy from marine biomass: the historical record. In Bird KT, Benson PH (eds), *Seaweed Cultivation for Renewable Resources*. Elsevier, Amsterdam: 1–38.
- (115) North WJ (1980) Biomass from marine macroscopic plants.

Solar energy 25: 387–395.

- (116) [Switzenbaum MS, Pause SM \(1983\) An investigation of the use of fluorescence to monitor activity in anaerobic treatment systems. Report n Env. E. 74.83.3. Department of Civil Engineering, University of Massachusetts: 58 pp.](#)
- (117) [Englyst H, Wiggins HS, Cummings JH \(1983\) Determination of the non-starch polysaccharides in plant foods by gas liquid chromatography of constituent sugars as alditol acetates. Analyst 107: 307–318.](#)
- (118) [Blakeney AB, Harri PJ, Stone BA \(1983\) A simple and rapid preparation of alditol acetates for monosaccharides analysis. Carbohydrate Res. 113: 291–299.](#)
- (119) [Blumenkrantz N, Asboe-Hansen G \(1973\) New Method for quantitative determination of uronic acids. Analyt. Biochem. 54: 484– 489](#)
- (120) [Van Soest PJ \(1963\) Use of detergents in the analysis of fibrous fibers. I. A rapid method for the determination of fibers and lignin. J. Ass. offic. agric. Chem. 46: 829–835.](#)
- (121) [Van Soest PJ, Wine RH \(1967\) Use of detergents in the analysis of fibrous fibers. IV. Determination of plant cell wall constituents. J. Ass. offic. agric. Chem. 50: 50–55.](#)
- (122) AFNOR (1977) Dosage de l'azote en vue du calcul de la teneur en proteines brutes. Norme franc ¢aise enregistree. NF V 18- ¢ 100. Octobre 1977. Association Franc,aise de Normalisation (AFNOR), La Defense, France.
- (123) Soltner D (1994) Les Bases de la Production Veg´etale. Tome I. Le ¢sol (20eme ¢edn.). Collection Sciences et Techniques agricoles, ¢ Sainte Gemmes/Loire, France: 467 pp
- (124) Brouard F (1983) Digestion anaerobie della biomasse v´eg´etale ¢ aquatique. Th. Docteur-Ingenieur. Institut National des Sciences ¢ Appliquees, Toulouse, France: 120 pp.

- (125) [Annette Bruhn, Jonas Dahl, Henrik Bangsø, Nielsen Lars, Nikolaisen, Michael Bo Rasmussen, Stiig Markager, Birgit Olesen, Carlos Arias, Peter Daugbjerg Jensen, *Bioenergy potential of Ulva lactuca: Biomass yield, methane production and combustion*](#)
- (126) [Isa, Akiko, Mishima, Yasufumi, Takimura, Osamu, Minowa, Tomoaki., 2009. Preliminary study on ethanol production by using macro green algae. J. Jpn. Inst. Energy 88, 912–917.](#)
- (127) [Habiq, C., Debusk, T.A., Ryther, J.H., 1984. The effect of nitrogen content on methane production by the marine algae *Gracilaria tikvahiae* and *Ulva* sp. Biomass 4, 239–251.](#)
- (128) [J. Ryther, J.H., Debusk, T.A., Blakeslee, M., 1984. Cultivation and conversion of marine macroalgae. \(*Gracilaria* and *Ulva*\). In: SERI/STR-231-2360, pp. 1–88.](#)
- (129) [Morand, P., Briand, X., 1999. Anaerobic digestion of *Ulva* sp. 2. Study of *Ulva* degradation and methanisation of liquefaction juices. J. Appl. Phycol. 11, 165– 177](#)
- (131) [Otsuka, K., Yoshino, A., 2004. A fundamental study on anaerobic digestion of sea lettuce. In: Oceans '04 Mts/leee Techno-Ocean '04, vols. 1–2. Conference Proceedings, vols. 1–4. pp. 1770–1773](#)
- (132) [Angelidaki, I., Ellegaard, L., 2003. Codigestion of manure and organic wastes in centralized biogas plants – status and future trends. Appl. Biochem. Biotechnol. 109, 95–105.](#)
- (133) [McKendry, Peter., 2002. Energy production from biomass \(part 1\): overview of biomass. Bioresour. Technol. 83, 37–46](#)
- (134) [Neori, A., Cohen, I., Gordin, H., 1991. *Ulva lactuca* biofilters for marine fishpond effluents. 2. Growth rate, yield and C–N ratio. Bot. Mar. 34, 483–489.](#)

- (135) [Msuya, F., Neori, A., 2008. Effect of water aeration and nutrient load level on biomass yield, N uptake and protein content of the seaweed *Ulva lactuca* cultured in seawater tanks. J. Appl. Phycol. 20, 1021–1031](#)
- (136) [Robertson-Andersson, D.V., Potgieter, M., Hansen, J., Bolton, J., Troell, M., Anderson, R., Halling, C., Probyn, T., 2008. Integrated seaweed cultivation on an abalone farm in South Africa. J. Appl. Phycol. 20.](#)
- (137) [Cecchi, F., Pavan, P., Mata-Alvarez, J., 1996. Anaerobic co-digestion of sewage sludge: application to the macroalgae from the Venice lagoon. Resour. Conserv. Recycl. 17, 57–66.](#)
- (138) [Lehtomaki, A., Viinikainen, T.A., Rintala, J.A., 2008. Screening boreal energy crops and crop residues for methane biofuel production. Biomass Bioenergy 32, 541– 550.](#)
- (139) [Seppala, M., Paavola, T., Lehtomaki, A., Pakarinen, O., Rintala, J., 2008. Biogas from energy crops-optimal pre-treatments and storage, co-digestion and energy balance in boreal conditions. Water Sci. Technol. 58, 1857–1863](#)
- (140) [Gao, K., Mckinley, K.R., 1994. Use of macroalgae for marine biomass production and CO2 remediation – a review. J. Appl. Phycol. 6, 45–60.](#)
- (141) [Ortiz, J., Romero, N., Robert, P., Araya, J., Lopez-Hernandez, J., Bozzo, C., Navarrete, E., Osorio, A., Rios, A., 2006. Dietary fiber, amino acid, fatty acid and tocopherol contents of the edible seaweeds *Ulva lactuca* and *Durvillaea antarctica*. Food Chem. 99, 98–104.](#)
- (142) [Godvin Sharmila V, Dinesh Kumar M, Arulazhagan Pugazhendi, Amit Kumar Bajhaiya, Poornachander Gugulothu, and Rajesh Banu J, *Biofuel production from Macroalgae: present scenario and future scope \(2021\)*](#)
- (143) [Lahaye, M., Robic, A., 2007. Structure and functional](#)

[properties of Ulvan, a polysaccharide from green seaweeds. Biomacromolecules 8, 1765–1774.](#)

- (144) [Mat Aron NS, Khoo KS, Chew KW, et al. Sustainability of the four generations of biofuels – a review. Int J Ener Res. 2020;44\(12\):1–17.](#)
- (145) [Tamilarasan K, Kavitha S, Rajesh Banu J, et al. Energy efficient methane production from macroalgal biomass through chemo disperser liquefaction. Bioresour Technol. 2017; 228:156–163.](#)
- (146) [Jard G, Dumas C, Delgenes JP, et al. Effect of thermochemical pretreatment on the solubilization and anaerobic biodegradability of the red macroalga Palmariapalmata. Biochem Eng J. 2013; 79:253–258.](#)
- (147) [Gurung A, Van Ginkel SW, Kang W-C, et al. Evaluation of marine biomass as a source of methane in batch tests: a lab-scale study. Energy. 2012;43 \(1\):396–401](#)
- (148) [Hinks J, Edwards S, Sallis PJ, et al. The steady state anaerobic digestion of Laminaria hyperborea – effect of hydraulic residence on biogas production and bacterial community composition. Bioresour Technol. 2013; 143:221–230.](#)

Cap. 4

- [\(162\) DIRETTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità](#)
- (163) D.Lgs. 03 marzo 2011 n. 28, “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2002/30/CE.
- [\(164\) DIRETTIVA \(UE\) 2018/2001, RED II, DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11](#)

[dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili](#)

- [\(165\) D. Lgs. N. 199 8/11/2021 recepimento della direttiva Ue 2018/2001 sulle fonti rinnovabili, cosiddetta Red II.](#)
- [\(166\) Carmen Wouters, Maud Buseman, Juriaan van Tilburg, Tom Berg, Jan Cihlar, Ainhoa Villar Lejarreta, Jaro Jens, Anthony Wang, Daan Peters, Kees van der Leun, *Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe – A gas for Climate Report, pag III, \(2020\)*](#)
- (68)D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”, *art.2 comma 1, lett.a.*
- (171) Organizzazione delle Nazioni Unite, *Trasformare il nostro mondo: l’Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile* (2015)
- (172) Commissione Europea, *Il Green Deal europeo*, (2019)
- (173) Governo italiano, *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* (2021)
- [\(174\) Commissione Europea, *Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un’economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, COM \(2018\) 773.*](#)
- Direttiva 94/9/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 marzo 1994, concernente il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative agli apparecchi e sistemi di protezione destinati a essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva (ATEXAtmosphere explosible).
- DM 12 luglio 1990, “Linee guida per il contenimento delle emissioni degli impianti industriali e la fissazione dei valori

minimi di emissione”.

- (190) [Silvia Interlandi, *Produzione di biogas dagli scarti della lavorazione degli agrumi \(2014\)*](#)

Cap. 6

- [\(158\) Metodi analitici per le acque \(cnr.it\)](#)
- [\(159\) Angelidaki I, Sanders W. Assessment of the anaerobic biodegradability of macropollutants. Re-views in Environmental Science and Biotechnology 2004;3\(2\):117–29.](#)
- [\(160\) Sanders, W. T. M., 2001 Anaerobic hydrolysis during digestion of complex substrates. PhD Thesis, Wageningen University, Wageningen, Netherlands.](#)
- [\(161\) Palmowski, L. M., & Müller, J. A. \(2000\). Influence of the size reduction of organic waste on their anaerobic digestion. Water Science and Technology, 41\(3\), 155–162. doi:10.2166/wst.2000.0067](#)
- [\(162\) Perez Lopez, C., Kyrchmayr, R., Neureiter, M. & Braun, R. 2005 Effect of physical and chemical pre-treatments on methane yield from maize silage and grains. In proceedings of the International Symposium on Anaerobic Digestion of Solid Waste \(ISAD-SW\) 2005. Copenhagen, Denmark, August 31-September 3, 2005, p. 204–208.](#)
- [\(163\) I. Angelidaki, M. Alves, D. Bolzonella, L. Borzacconi, J. L. Campos, A. J. Guwy, S. Kalyuzhnyi, P. Jenicek and J. B. van Lier, \(2009\), *Defining the biomethane potential \(BMP\) of solid organic wastes and energy crops: a proposed protocol for batch assays*](#)
- [\(164\) Safley Jr LM, Westerman PW. Performance of a low temperature lagoon digester. Bioresource Technology 1992;41\(2\):167–75.](#)
- [\(165\) Blok J, De Morsier A, Gerike P. Harmonisation of ready biodegradability tests. Chemosphere 1985;14\(11–12\):1805–20](#)

- (166) [ISO 11734. Evaluation of the “ultimate” anaerobic biodegradability of organic compounds in digested sludge – method by measurement of biogas production; 1995.](#)
- (167) [Rozzi A, Remigi E. Methods of assessing microbial activity and inhibition under anaerobic conditions: a literature review. Re-views in Environmental Science and Biotechnology 2004;3\(2\):93–115.](#)
- (168) [Lesteur M, Bellon-Maurel V, Gonzalez C, Latrille E, Roger JM, Junqua G, et al. Alternative methods for determining anaerobic biodegradability: a review. Process Biochemistry 2010;45\(4\):431–40.](#)
- (169) [Owen WF, Stuckey DC, Healy Jr JB. Bioassay for monitoring biochemical methane potential and anaerobic toxicity. Water Research 1979;13\(6\):485–92.](#)
- (170) [Biochemical methane potential \(BMP\) of solid organic substrates: evaluation of anaerobic biodegradability using data from an international interlaboratory study - Raposo - 2011 - Journal of Chemical Technology & Biotechnology - Wiley Online Library](#)

Cap. 7

- (171) Symons, G.E., e Buswell, A.M., *Jour. Amer. Chem Boc.* 55: 2028 – 2036 (1933).

Cap. 8

- (178) [GSE Rapporto Statistico – Fonti Rinnovabili 2019](#)
- (178) [Tricase, C. and M. Lombardi, 2009. State of the art and prospects of Italian biogas production from animal sewage: technical-economic considerations. Renewable Energy, 34 \(3\): 477-485.](#)
- (180) [Schievano, A., G. D’Imporzano and F. Adani, 2009. Substituting energy crops with organic wastes and agro-industrial residues for biogas production. Journal of Environmental](#)

[Management, 90 \(8\): 2537-2541.](#)

- (181) [Piccinini, S., G. Bonazzi, C. Fabbri, D. Sassi, M. Schiff, M. Soldano, F. Verzellesi and M. Berton, 2008. Energia da Biogas – product da effluenti zootecnici. biomasse dedicate e di scarto. Centro Ricerche Produzioni Animali \(CRPA S.p.A.\), Associazione Italiana Energie Ambientali \(AIEL\), pp 33-34](#)
- (182) [Agostini, A., F. Battini, M. Padella, J. Giuntoli, D. Baxter, L. Marelli and S. Amaducci, 2016. Economics of GHG emissions mitigation via biogas production from Sorghum, maize and dairy farm manure digestion in the Po valley. Biomass and Bioenergy, 89: 58-66.](#)
- (183) [Recchia, L., D. Sarri, M. Rimediotti, P. Boncinelli, M. Vieri, E. Cini, 2013. Environmental benefits from the use of the residual biomass in nurseries. Resources, Conservation and Recycling, 81: 31-39](#)
- (184) [Salomon, K. R. and E. E. S. Lora, 2009. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. Biomass and Bioenergy, 33 \(9\): 1101-1107](#)
- (185) [Delzeit, R. and U. Kellner, 2013. The impact of plant size and location on profitability of biogas plants in Germany under consideration of processing digestates. Biomass and Bioenergy, 52: 43-53.](#)
- (186) [Patrizio, P. and D. Chinese, 2016. The impact of regional factors and new bio-methane incentive schemes on the structure, profitability and CO₂ balance of biogas plants in Italy. Renewable Energy, 99: 573-583.](#)
- (187) [Piccinini, S., G. Bonazzi, C. Fabbri, D. Sassi, M. Schiff, M. Soldano, F. Verzellesi and M. Berton, 2008. Energia da Biogas – product da effluenti zootecnici. biomasse dedicate e di scarto. Centro Ricerche Produzioni Animali \(CRPA S.p.A.\), Associazione Italiana Energie Ambientali \(AIEL\), pp 33-34.](#)
- (188) [Holm-Nielsen, J. B., T. Al Seadi and P. Oleskowicz-Popiel, 2009. The future of anaerobic digestion and biogas utilization. Bioresource Technology, 100 \(22\): 5478-5484.](#)
- (189) [Karellas, S., I. Boukis and G. Kontopoulos, 2010.](#)

[Development of an investment decision tool for biogas production from agricultural waste. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 \(4\): 1273-1282](#)

- (190) [Carlini, M., E. Allegrini, D. Zilli and S. Castellucci, 2014. Simulating Heat Transfers through the Building Envelope: a Useful Tool in the Economical Assessment. Energy Procedia, 45: 395-404.](#)
- (191) [Uellendahl, H., G. Wang, H. B. Møller, U. Jørgensen, I. V. Skiadas, H. N. Gavala and B. K. Ahring, 2008. Energy balance and cost-benefit analysis of biogas production from perennial energy crops pretreated by wet oxidation. Water Science and Technology, 58 \(9\): 1841-1847.](#)
- (192) [Mariangela Salerno; Francesco Gallucci; Luigi Pari; Ilaria Zambon ; Daniele Sarri ; Andrea Colantoni. Costs-Benefits analysis of a small-scale biogas plant and electric energy production \(2017\)](#)
- (193) [Alper Bender. Cost and Benefit Analysis of Implementing Photobioreactor System for Self-Sustainable Electricity Production from Algae \(2017\)](#)
- (194) [Monarca, D., M. Cecchini and A. Colantoni, 2011. Plant for the production of chips and pellet: technical and economic aspects of a case study in the central Italy. In: Computational Science and Its Applications. Santander \(Spain\), June 20-23th, Springer, 5: 307-315](#)
- (195) [Hoppe, T., A. Kuokkanen, M. Mikkilä, H. Kahiluoto, M. Kuisma, M. Arentsen and L. Linnanen, 2016. System merits or failures? Policies for transition to sustainable P and N systems in the Netherlands and Finland. Sustainability, 8 \(5\): 463.](#)

Ringraziamenti

Questo lavoro di tesi è stato un percorso denso durato tre anni. Ha subito modifiche in momenti particolari della vita e ha coinvolto molte persone nel suo cammino.

Ringrazio il Relatore, Prof. F. Fava, che pur non dando tesi da diversi anni ha creduto nel progetto sin dal primo giorno e custodirà sempre le parole che ha usato per accogliere questo lavoro.

Ringrazio il Corelatore, Prof. L. Bertin per aver accompagnato con tempo e dedizione gli ultimi mesi del percorso.

Ringrazio il Dott. V. Russo, CEO dell'azienda South Agro srl di Taranto, che ha messo a disposizione risorse e tempo soprattutto nella fase iniziale del progetto e pazienza nell'ultimo periodo.

Ringrazio l'Ingegnere M. Rizzitelli e il Biologo M. Montano che nella fase iniziale mi hanno aiutato a finalizzare delle ricerche e avviare una fase del progetto attualmente in standby, ma che continuerà.

Ringrazio Matteo Peluso del FabLab di Taranto per aver dedicato tutte quelle ore al progetto, quando prevedeva la realizzazione di stampe 3D. Abbiamo progettato insieme, post-processato, stampato. Insomma: ci siamo sporcati le mani e questo modo di fare mi è sempre piaciuto.

Ringrazio il Ric. A.M. Gonzalo che ha coordinato tutto il periodo di laboratorio da settembre a dicembre 2021.

Ringrazio la PhD. E. Jones che mi ha insegnato e seguito durante le prove in laboratorio, alleggerendo il tempo passato sotto cappa e tra i vari odori del laboratorio di fermentazione.

Grazie alla mia famiglia, sempre presente in tante forme diverse, ma costante: siete un tassello importante.

Grazie a Sara, la donna accanto a me in questa fase di vita, capace di molto: anche di regalar stelle. Così strabordante d'energia che non puoi non amplificarla insieme. Grazie del supporto, risate e cibo di questo periodo.

Grazie a F. Zari, mia tutor presso il CNS per quasi un anno, che mi ha insegnato a guardarmi con uno sguardo rinnovato e fiero: il metodo di lavoro che abbiamo sperimentato insieme è stato utilissimo per la stesura di questo elaborato. Grazie anche della pazienza e accoglienza che mi hai dimostrato, permettendomi di accavallare il lavoro al laboratorio per tesi.

Grazie alle persone che se ne sono andate.

Grazie alle persone che ho lasciato andare.

Grazie alle persone che non sanno più che fare.

Grazie alle persone che sono ritornate.

Grazie Bologna, città che ti permette tutto 24h.

Grazie pandemia che hai fatto da filtro e mi hai reso slow e focused.

Grazie alla mia mente, spirito e cuore che risultano, una volta tanto, allineati.

Ora, mi sento benedetto.