

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**STUDIO DI FATTIBILITÀ PER UN IMPIANTO A BIOGAS
NEL SETTORE VITIVINICOLO: IL CASO DELLA
"CANTINA VALPANTENA VERONA S.C.A."**

RELATORE: CHIAR.MO PROF. ARTURO LORENZONI
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORRELATORE: DOTT. GERMANO ZANINI
MULTIGREENPOWER S.P.A. (FORGREEN GROUP)

LAUREANDO: NICOLA BONFANTE
(1014172)

ANNO ACCADEMICO: 2012 / 2013

... alla mia Famiglia ...

*“La follia sta nel fare sempre la
stessa cosa aspettandosi
risultati diversi”*

Albert Einstein

SOMMARIO

Il lavoro svolto presso l'azienda **ForGreen S.p.a.** di Verona, ha avuto lo scopo di creare e sviluppare all'interno dell'Azienda un'area dedicata al biogas. Il partner tecnico di ForGreen per l'area biogas è *Envitec Biogas Italia S.r.l.*

Questa fonte di energia rinnovabile, il biogas appunto, che non è di certo una novità dal punto di vista tecnico, ha avuto negli ultimi mesi un rilancio importante, scaturendo sul mercato un interesse crescente e sempre più tangibile. Il tema biogas è dunque molto attuale, rafforzato e sostenuto soprattutto dal *D.M 6 luglio 2012*, il quale ha creato una nuova base incentivante per queste tipologie di impianti, andando a modificare gli scenari e creando nuove ed interessanti opportunità, con ampi margini di sviluppo.

Il lavoro è sostanzialmente diviso in due parti principali.

Nella prima si è studiato e definito accuratamente il tema biogas in tutti i suoi aspetti: è stato inizialmente inquadrato il biogas dal punto di vista energetico in Italia, definendo il suo ruolo nel mondo delle energie rinnovabili, per poi passare ad una descrizione dal punto di vista tecnico, concludendo infine con un importante e fondamentale approfondimento normativo.

Nella seconda parte si è invece passati ad un caso di studio specifico: è stato realizzato infatti uno studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto a biogas per un'azienda del settore vitivinicolo: la "Cantina Valpantena Verona".

Dopo aver descritto ed inquadrato l'azienda nella sua struttura è stato dapprima effettuata una valutazione tecnica completa dell'impianto, attraverso un dimensionamento di massima: sono state espresse le potenzialità e le opportunità per l'azienda.

Si è passati poi alla valutazione economica dell'investimento, fondamentale per valutarne la fattibilità. È stato quindi realizzato un business plan completo considerando due scenari di investimento: il primo analizza l'autofinanziamento completo del capitale, il secondo considera un finanziamento bancario del 60% (equity del 40%).

Alla fine viene poi data una panoramica sintetica sulle opportunità nell'ambito del biometano in Italia, altro tema energetico fortemente di attualità e con enormi margini di sviluppo.

Per quanto riguarda il campo del biogas, le aziende vitivinicole rappresentano in un certo senso una novità, ed un'analisi di questo tipo, accompagnata sicuramente da un margine di incertezza, può rappresentare uno strumento utile per capire e cogliere quelle che sono le criticità, ma soprattutto le potenzialità e le opportunità in questo settore.

INDICE

Introduzione.....	11
Cap. 1 Il quadro energetico italiano.....	13
1.1 La Direttiva 2009/28/CE.....	13
1.2 Il Piano di Azione Nazionale (P.A.N.) per le fonti rinnovabili.....	15
1.3 Il mix energetico in Italia.....	16
1.4 Il bilancio elettrico nazionale.....	17
1.5 Quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo.....	19
Cap. 2 Le energie rinnovabili in Italia e il ruolo delle bioenergie.....	21
2.1 Numerosità e potenza degli impianti.....	21
2.2 Produzione degli impianti.....	25
Cap. 3 Le bioenergie in Italia: stato ed evoluzione.....	31
3.1 Numerosità e potenza degli impianti a bioenergie.....	31
3.2 Produzione degli impianti a bioenergie.....	34
Cap. 4 Le bioenergie in Italia: il punto di vista economico.....	39
4.1 Le tecnologie per la produzione di energia da biomassa.....	39
4.2 La convenienza “assoluta” delle bioenergie: la prospettiva dell’investitore.....	40
4.2.1 Il matching col fabbisogno.....	42
4.2.2 Il rendimento economico.....	42
4.2.3 Complessità organizzativa & siting.....	42
4.2.4 Disponibilità della biomassa di input.....	43
4.2.5 Il quadro generale.....	43
4.3 L’impatto dei sistemi di incentivazione.....	44
4.4 Le biomasse.....	46
4.5 Il mercato delle biomasse in Italia.....	49

4.6	La tecnologia per la produzione di bioenergia.....	49
4.7	I segmenti di mercato.....	52
Cap. 5	La tecnologia del biogas.....	57
5.1	Generalità.....	57
5.2	Caratteristiche.....	58
5.3	Principio di funzionamento generale.....	59
5.4	Schema di funzionamento generale.....	64
Cap. 6	La digestione anaerobica.....	67
6.1	Fasi del processo.....	68
6.2	Principali fattori che influenzano la digestione anaerobica.....	71
6.3	Parametri di gestione e controllo dei processi di digestione.....	72
6.3.1	Parametri di gestione.....	73
6.3.2	Parametri di controllo.....	75
6.4	Tipi di processo.....	77
6.5	La matrice di alimentazione.....	79
Cap. 7	Tipologie di impianto.....	81
7.1	Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone.....	81
7.2	Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato.....	84
7.3	Impianto tipo super-flow.....	85
Cap. 8	La normativa.....	87
8.1	Il precedente sistema di incentivazione.....	88
8.2	Il nuovo sistema di incentivazione.....	88
8.2.1	Le principali novità.....	89
8.2.2	Accesso ai meccanismi di incentivazione.....	90
8.2.3	Il ruolo del GSE.....	91
8.3	Determinazione degli incentivi.....	92
8.3.1	Biomasse di alimentazione ammesse.....	93
8.3.2	Cumulabilità degli incentivi.....	95
8.3.3	Gli incentivi per gli impianti a biogas.....	95
8.4	Premi aggiuntivi.....	97
8.4.1	Bonus aggiuntivi per l'abbattimento dell'azoto.....	97

8.4.2	Sintesi per alcune tipologie di impianto.....	99
8.5	I principali articoli del D.M. 6 luglio 2012.....	100
8.6	Il quadro autorizzativo.....	101
8.6.1	La comunicazione al comune.....	102
8.6.2	La procedura abilitativa semplificata (PAS).....	103
8.6.3	L'autorizzazione unica (AU).....	104
8.6.4	La situazione in Veneto.....	105
Cap. 9	La “Cantina Valpantena Verona S.C.A.”	109
9.1	L'azienda.....	109
9.2	Localizzazione e struttura.....	110
9.3	I numeri principali dell'azienda.....	113
9.4	Il processo produttivo.....	114
9.4.1	Breve descrizione.....	115
9.5	I numeri della Cantina.....	122
9.6	I consumi della Cantina.....	123
9.6.1	Fornitura elettrica.....	124
9.6.2	Fornitura gas naturale.....	124
Cap. 10	L'impianto a biogas.....	127
10.1	Il processo di calcolo.....	127
10.1.1	Difficoltà, incertezze e premesse.....	128
10.2	Il dimensionamento.....	131
10.2.1	Ipotesi.....	131
10.2.2	Il piano di alimentazione.....	132
10.2.3	Resa in biogas.....	133
10.2.4	Produzione di energia.....	134
10.2.5	Potenza dell'impianto.....	137
10.2.6	Sintesi del dimensionamento.....	139
10.2.7	Potenza nominale dell'impianto.....	139
10.3	L'impianto.....	141
10.3.1	La struttura.....	141
10.3.2	L'unità di alimentazione e pretrattamento.....	142
10.3.3	L'unità di fermentazione: il digestore.....	145
10.3.4	L'unità di stoccaggio del digestato.....	152
10.3.5	L'unità di condensazione.....	152

10.3.6	L'unità di cogenerazione.....	153
10.4	Layout impianto.....	156
10.5	Requisiti e competenze.....	157
10.5.1	Competenze a carico dell'installatore.....	158
10.5.2	Competenze a carico del cliente.....	160
10.6	Considerazioni.....	161
Cap. 11	Il business plan.....	163
11.1	Dati iniziali.....	163
11.2	Metodi di valutazione degli investimenti.....	169
11.2.1	VAN.....	170
11.2.2	TIR.....	171
11.2.3	Pay Back Period.....	172
11.3	Auto – finanziamento.....	174
11.3.1	Il conto economico.....	174
11.3.2	I flussi di cassa.....	177
11.3.3	Gli indici finanziari.....	181
11.3.4	Sintesi e considerazioni.....	182
11.4	Finanziamento bancario.....	184
11.4.1	Simulazione del finanziamento.....	184
11.4.2	Il conto economico.....	188
11.4.3	I flussi di cassa.....	190
11.4.4	Gli indici finanziari.....	192
11.4.5	Sintesi e considerazioni.....	193
11.5	Note.....	194
Cap. 12	Il biometano: una nuova opportunità.....	197
12.1	Il biometano oggi.....	197
12.2	Utilizzo del biogas e potenzialità del biometano.....	199
12.3	Concetti tecnici.....	200
	Conclusioni.....	205
	Ringraziamenti.....	207
	Bibliografia.....	209

INTRODUZIONE

Stiamo vivendo oggi in un periodo in cui la situazione economica internazionale e, in cascata quella europea e nazionale, stanno facendo emergere interrogativi importanti, che vanno dall'etica del lavoro e dell'impresa alle regole della finanza internazionale, dalla sostenibilità delle produzioni all'inquinamento ambientale. Quindi, in un momento in cui è necessario rivedere i modelli di sviluppo ed i rapporti etici, in cui a livello nazionale è importante effettuare uno sforzo comune per creare lavoro e al contempo dare un'impronta di sviluppo lungimirante, si ritiene che la digestione anaerobica (e quindi gli impianti a biogas) rappresenti una grande occasione. L'occasione è quella per una crescita di un modello decentrato di produzione energetica che, attraverso la sua integrazione con altre rinnovabili e con la crescita dell'efficienza energetica nei consumi, può contribuire ad un modello energetico ed economico sostenibile e meno dipendente dalle fonti fossili.

In questo lavoro si vogliono innanzitutto mettere in evidenza gli aspetti principali del settore biogas, analizzando la filiera nel suo complesso (tecnologico, economico, normativo), per offrire un quadro generale attraverso il quale apprendere gli aspetti tecnici, le potenzialità e gli sviluppi di un settore virtuoso, quello del biogas (e in un prossimo futuro del biometano), che rappresenta una grande opportunità di sviluppo economico, sociale ed ambientale per il Paese. Si passa poi ad uno studio specifico, sia tecnico che economico.

Il biogas è una miscela di gas prodotta da un processo di digestione anaerobica di materie prime organiche. La produzione di biogas avviene spontaneamente in natura nell'apparato digerente degli animali e ogni qual volta si abbia una trasformazione di materiale organico in assenza di ossigeno. Un processo spontaneo e naturale sta quindi alla base dello sviluppo di una filiera che si è affermata come opportunità per produrre energia rinnovabile, in modo sostenibile e a totale integrazione territoriale, migliorando l'impatto sull'ambiente degli "scarti", nobilitando al ruolo di "risorsa" i sottoprodotti dell'attività zootecnica e agroindustriale e stimolando l'innovazione agronomica finalizzata alla coltivazione di prodotti di integrazione a fini energetici.

Uno dei principali motivi che ha permesso un forte sviluppo di questo settore in Italia è legato alla capacità di questa tecnologia di integrarsi nel tessuto agro-industriale esistente.

Il *Decreto Rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012)* ha inoltre ridisegnato il quadro normativo, andando ad incentivare gli impianti di taglia più piccola, aprendo così per il settore biogas un nuovo scenario e nuove opportunità.

Nel lavoro svolto presso l'azienda "ForGreen S.p.a." di Verona, azienda operante nel campo delle energie rinnovabili e della Green Economy, si è analizzato il settore biogas in tutti i suoi aspetti, per poi concentrarsi su un caso di studio concreto. È stata infatti realizzata un'analisi di fattibilità tecnico/economica per un possibile impianto a biogas per l'azienda "Cantina Valpantena Verona S.c.a.", un'azienda del settore vitivinicolo.

Capitolo 1

IL QUADRO ENERGETICO ITALIANO

Con il referendum di giugno 2011 è stato sancito il definitivo NO alla riapertura dell'opzione nucleare nel nostro Paese. Si prospetta dunque in questi anni una necessità sempre più forte di definire chiare politiche energetiche per il prossimo decennio e per gli anni futuri, in maniera da incrementare sensibilmente e progressivamente la percentuale di ricorso all'energia da fonte rinnovabile nel mix di generazione nazionale.

1.1 La Direttiva 2009/28/CE

Nell'Aprile 2009 il Parlamento ed il Consiglio Europeo hanno approvato la **Direttiva 2009/28/CE** (23 Aprile 2009) sulla *promozione dell'uso dell'energia prodotta da fonti rinnovabili*, uno dei tre pilastri (assieme alle direttive sulla riduzione di emissioni di CO₂ e di incremento dell'efficienza energetica) della nuova fase di politica energetica ed ambientale dell'Unione Europea. Gli obiettivi da raggiungere sono quelli fissati dal "Pacchetto Clima Energia" (conosciuto anche come "Piano 20-20-20") approvato dal Parlamento europeo, ossia quelli di raggiungere entro il 2020:

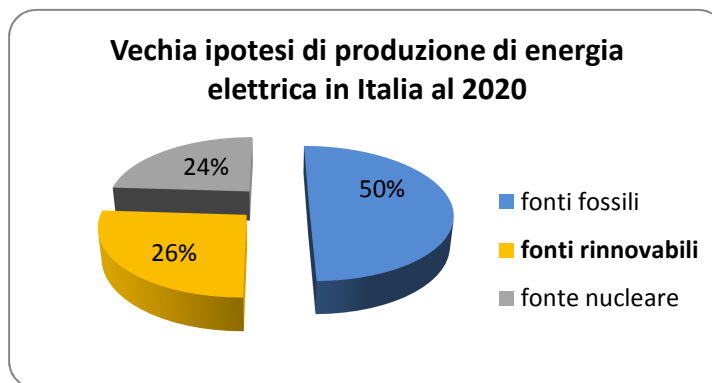
- il **20% di impiego delle fonti rinnovabili** nel consumo primario di energia;
- il 20% di risparmio energetico in tutti i settori;
- il 20% di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra.

La direttiva introduce quindi un obiettivo vincolante di penetrazione delle rinnovabili sui consumi di energia primaria dell'Unione pari al 20%, da raggiungersi gradualmente ma tassativamente entro l'anno 2020. Tale obiettivo viene declinato a livello di Stati Membri, attribuendo così all'Italia un target nazionale del 17% di produzione di rinnovabili sui consumi di energia primaria entro il 2020, a cui si accompagna in subordine un obbligo di raggiungimento di uno share del 10% di uso di biocarburanti sul totale dei consumi imputabili al settore trasporti.

Due sono gli obblighi principali di carattere procedurale che vengono imposti agli Stati Membri: la redazione di un **Piano di Azione Nazionale (P.A.N.)**, contenente la traiettoria di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, nonché il dettaglio delle misure con cui ciascuno Stato intende raggiungere gli obiettivi attribuitigli (da inviarsi alla Commissione Europea entro il 30 giugno 2010) e, come ovvio, il recepimento della direttiva nell'ordinamento nazionale (da effettuarsi entro il 5 dicembre 2010).

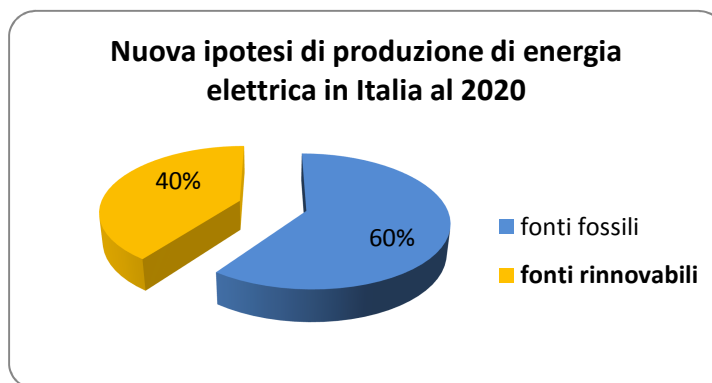
Inizialmente (prima del referendum sul nucleare) l'ipotesi di ripartizione del mix energetico prevedeva, per l'anno 2020, in coerenza con il raggiungimento degli obiettivi europei del pacchetto Clima Energia, un **consumo elettrico lordo totale di 375 TWh** (tenendo conto degli scenari di efficienza energetica coerenti con la direttiva 2009/28/CE) così ripartito:

Fonti fossili	187 TWh
Fonti rinnovabili	98 TWh
Fonte nucleare	90 TWh
Totale	375 TWh



A seguito del referendum la quota riservata al nucleare dovrà essere prodotta invece da altre fonti (rimane invariata la previsione sul consumo totale di 375 TWh): a tal fine si auspica che 52 TWh vengano prodotti dalle rinnovabili, che contribuirebbero al mix elettrico annuo per 150 TWh, e i restanti 38 TWh provengano da fonti fossili (possibilmente termoelettrico "ambientalizzato") che contribuirebbe così per 225 TWh:

Fonti fossili	225 TWh
Fonti rinnovabili	150 TWh
Totale	375 TWh



Riuscire quindi nel 2020 a produrre 150 TWh di energia elettrica da fonte rinnovabile rappresenta una sfida molto ambiziosa per il nostro Paese ed un'incredibile opportunità di sviluppo, occupazione, ricerca e indipendenza energetica. Questi obiettivi implicano altresì un lavoro organico e interdisciplinare per valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili, costruendo una strategia di sostegno capace di integrare le singole componenti per raggiungere la massima efficienza di costo/kWh prodotto.

Definizioni

- **Energia da Fonti Rinnovabili (FER):** “Energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas” (Decreto Legislativo 28/2011).
 - **Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL):** E' pari alla produzione lorda di energia elettrica al netto della produzione da pompaggi, più il saldo scambi con l'estero (o tra le Regioni). Il CIL equivale al Consumo Finale Lordo di energia elettrica introdotto dalla Direttiva Europea 28/2009/CE.
 - **Consumo Finale Lordo di Energia (CFL):** “ i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione” (Decreto Legislativo 28/2011).
-

1.2 Il Piano di Azione Nazionale (P.A.N.) per le fonti rinnovabili

Il PAN - elaborato secondo le specifiche di Bruxelles – costituisce nel suo complesso una fotografia molto ricca delle politiche in materia di fonti rinnovabili e delle misure già esistenti o previste, fornendo una descrizione completa ed accurata di quanto fatto in passato per i comparti della produzione elettrica, del riscaldamento/raffrescamento e dei trasporti. Il PAN ha rappresentato un punto di partenza importante su cui far convergere le aspettative e le richieste dei vari operatori al fine di individuare le azioni più opportune per supportare una crescita dello sfruttamento delle fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi comunitari, ma soprattutto con le potenzialità di un settore che avrà un ruolo sempre più centrale a livello globale, e su cui è fondamentale che l'industria nazionale giochi un ruolo di primo piano.

Entro il 2020, in base al PAN previsto dalla direttiva 2009/28/CE, l'Italia dovrà produrre da fonti rinnovabili, solo di energia elettrica, più di 98 miliardi di kWh/anno, quando nel 2005 ne era stata prodotta un quantitativo pari a 56 miliardi di kWh. Sempre secondo il PAN, al 2020, occorrerà triplicare la produzione di energia termica (caldo/freddo) e moltiplicare per 7 la produzione di biocarburanti. Inoltre, sempre al 2020, sarà necessario contenere i consumi di energia primaria ai livelli attuali (131 Milioni di Tep).

È una sfida ambiziosa, per la quale occorre una risposta organica, interdisciplinare e di sistema in grado di valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili costruendo un sistema di sostegno capace di integrare le singole componenti verso un unico obiettivo al minimo costo per il sistema.

APER (Associazione produttori energia da fonti rinnovabili) ha auspicato l'instaurazione di un rapporto virtuoso di riforma organica dei sistemi di sostegno delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nell'ambito del decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE.

Nell'introduzione ufficiale del PAN si dichiara:

“L'Italia ha posto da tempo lo sviluppo delle fonti rinnovabili tra le priorità della sua politica energetica, insieme alla promozione dell'efficienza energetica.

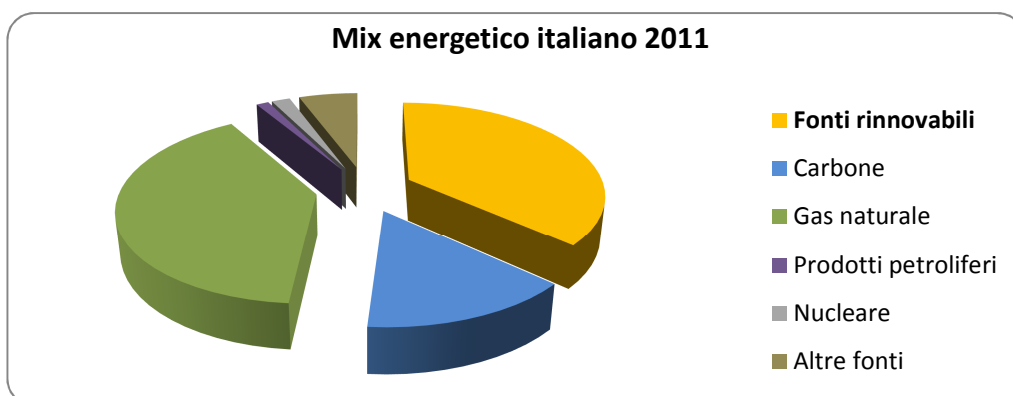
Gli obiettivi di una tale strategia sono: sicurezza dell'approvvigionamento energetico, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini, promozione di filiere tecnologiche innovative, tutela ambientale (riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti), e quindi, in definitiva, sviluppo sostenibile.

L'Italia punta a riequilibrare, a medio e lungo termine, il mix energetico oggi troppo dipendente dalle importazioni di combustibili fossili, anche rilanciando in modo significativo l'utilizzo dell'energia nucleare di nuova concezione.”

1.3 Il mix energetico in Italia

Il mix energetico nazionale italiano, aggiornato al 2011 (fonte GSE – gestore dei servizi energetici) è il seguente (si considera anche l'energia importata dall'estero):

Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano nel 2011	
<i>Fonti primarie utilizzate</i>	<i>%</i>
Fonti rinnovabili	36,7 %
Carbone	14,6 %
Gas naturale	40,0 %
Prodotti petroliferi	1,2 %
Nucleare	1,8 %
Altre fonti	5,7 %

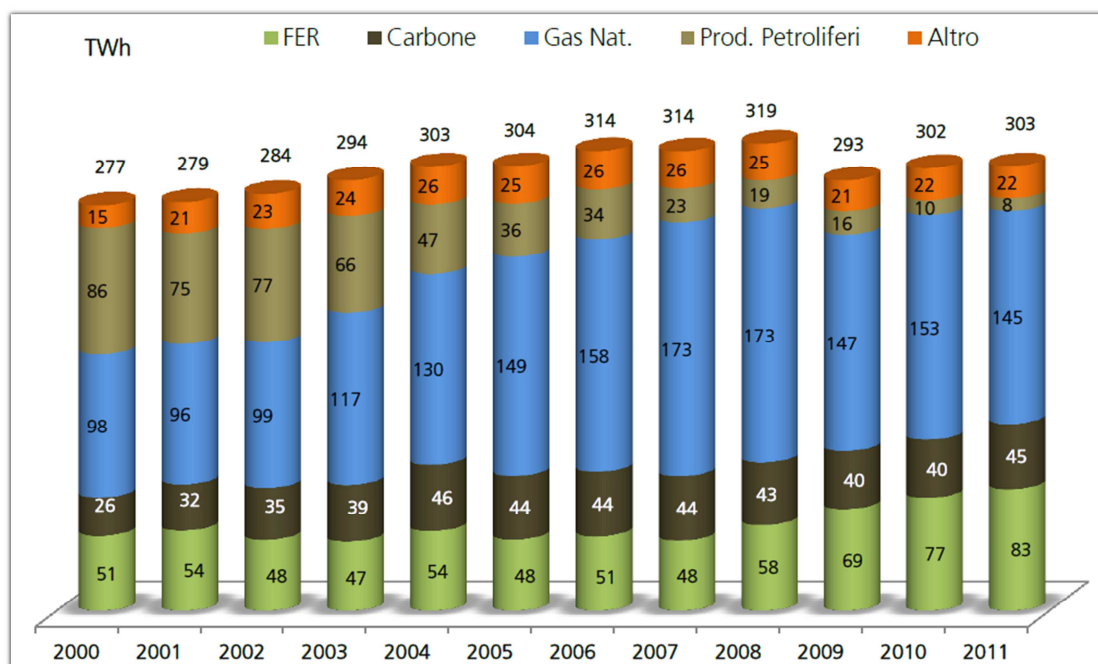


È importante sottolineare che questo mix energetico comprende la totale energia che il nostro Paese richiede e consuma: è il **fabbisogno energetico totale** e si riferisce quindi alla totale energia immessa nel sistema elettrico italiano, compresa quella importata dall'estero. La **produzione energetica nazionale** non soddisfa dunque l'intero fabbisogno. Questo appunto è fondamentale in quanto non bisogna confondere quella che è la produzione elettrica nazionale con il fabbisogno totale di energia del Paese, essendo l'Italia una nazione che importa una quota parte dell'energia da Paesi esteri.

1.4 Il bilancio elettrico nazionale

Dopo aver chiarito la differenza tra fabbisogno energetico totale e produzione energetica nazionale, si vede ora, attraverso dei semplici schemi grafici, il panorama energetico nazionale nel 2011, con la distribuzione e la suddivisione delle **produzioni lorda e netta** di energia elettrica e dei relativi **consumi**.

Per quanto riguarda la **PRODUZIONE LORDA** nazionale di energia elettrica nel **2011**, è stata pari a **303 TWh**, poco più alta di quella generata durante il 2010. Si vede di seguito il trend degli ultimi anni.

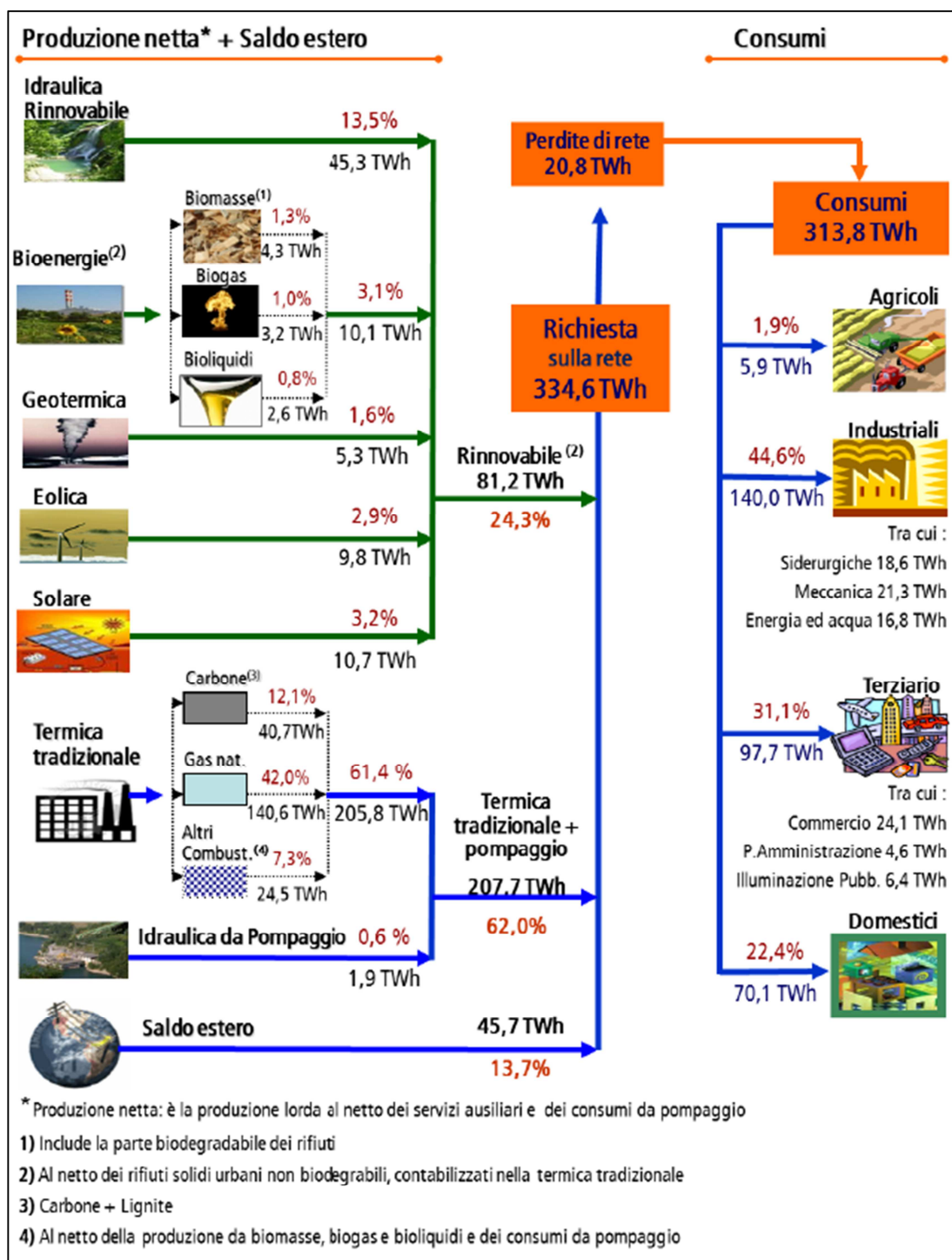


La produzione lorda totale in Italia dal 2000 al 2011

La produzione lorda è storicamente caratterizzata da un trend in crescita spinto dalla maggiore richiesta necessaria a soddisfare i consumi nazionali. La crisi economica ha provocato una brusca frenata nei consumi e quindi nella produzione lorda tra il 2008 e il 2009. La crescita degli ultimi due anni è stata minima e non sufficiente a riportare il valore della produzione nazionale ai livelli pre-crisi.

Nel 2011 il 48% della produzione nazionale deriva dal gas naturale, in calo rispetto all'anno precedente. Aumentano invece le rinnovabili e il carbone. Continua a diminuire l'utilizzo dei prodotti petroliferi (soprattutto olio combustibile).

Passando invece alla **PRODUZIONE NETTA**, in questo caso vengono distinte l'**energia netta prodotta in Italia (288,9 TWh)** da quella importata dall'estero (45,7 TWh), per un totale di **334,6 TWh**.



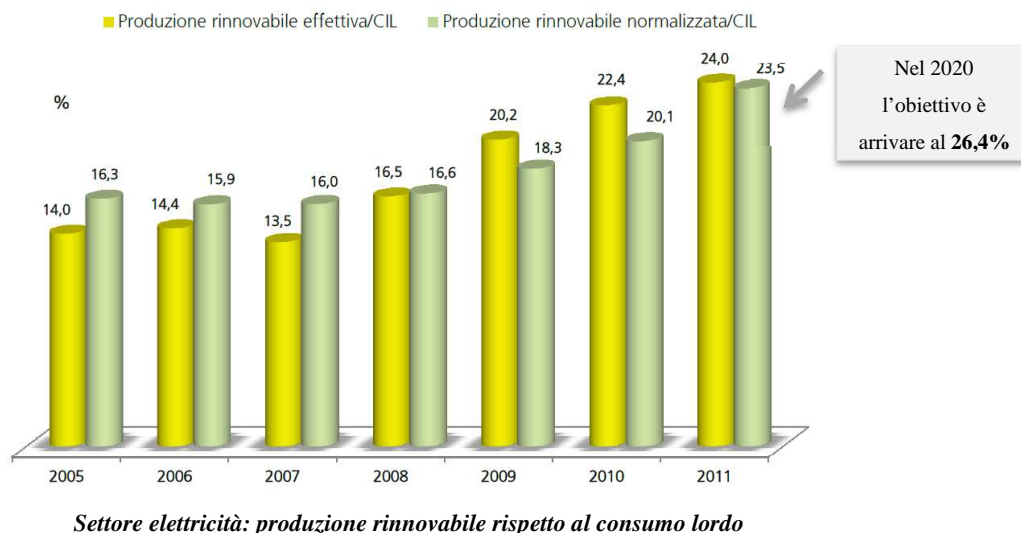
Bilancio elettrico nazionale nel 2011

In fine, per quanto riguarda invece la **POTENZA**, l'Italia è arrivata ad avere, a fine 2011, una **potenza efficiente netta** installata di **oltre 118 GW**.

1.5 Quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo

La direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili impone agli Stati Europei degli obiettivi da raggiungere entro il 2020. L'Italia dovrà coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali. Quest'obiettivo è stato opportunamente ripartito nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili tra i tre settori: Elettrico, Termico e dei Trasporti. Per il settore elettricità l'obiettivo specifico è rappresentato dal rapporto tra la produzione normalizzata (pari al Consumo finale lordo da FER) e il consumo finale lordo (pari al CIL). Tale obiettivo al 2020 è pari al 26,4%. La produzione normalizzata dovrebbe raggiungere circa 99 TWh nel 2020, +21% rispetto agli 82 TWh del 2011.

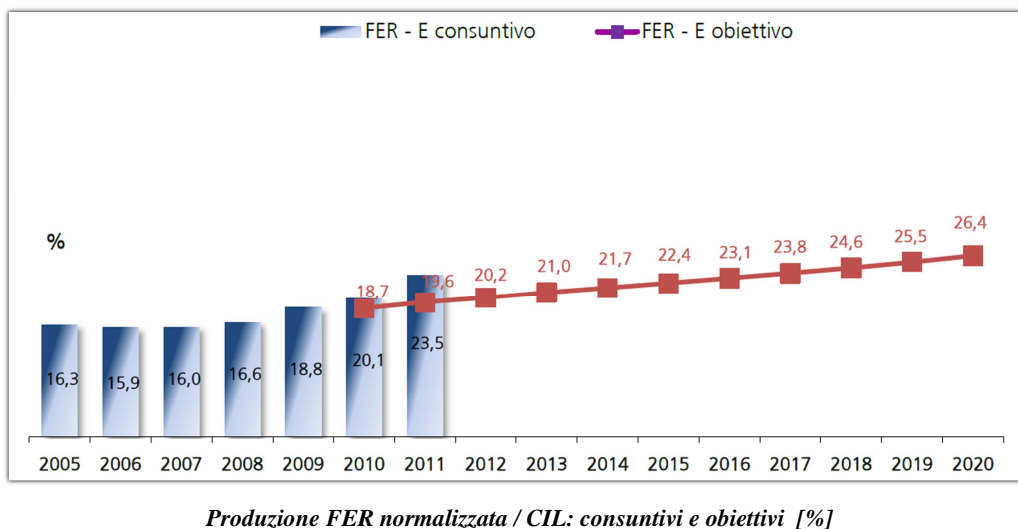
Quando si parla di "produzione", i valori della produzione idraulica ed eolica sono sottoposti a normalizzazione secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE: sono indicate, a tal proposito, apposite formule di calcolo della potenza normalizzata. Ecco perché si parla nel complesso di *produzione normalizzata*, di solito distinta e separata dalla *produzione effettiva*.



Nel confronto con il 2005 (anno di riferimento della direttiva), l'incidenza sul CIL della produzione rinnovabile reale è aumentata dal 14% al 24%, quella della produzione rinnovabile normalizzata dal 16,3% al 23,5%.

Il GSE gestisce il Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), strumento atto a misurare lo stato di raggiungimento degli obiettivi imposti all'Italia dalla direttiva UE 28/2009.

Gli obiettivi energetici vengono dunque monitorati; si mostra di seguito l'andamento per il settore dell'elettricità:



Per il solo settore elettricità, il target da raggiungere al 2020, FER-E obiettivo, è pari al 26,4%. Questo viene calcolato come il rapporto tra il Consumo finale lordo da FER e il Consumo finale Lordo.

Nel 2011 l'Italia ha raggiunto una quota rinnovabile pari al 23,5% maggiore di quella ipotizzata per lo stesso anno nel PAN e pari al 19,6%. La differenza è da imputarsi alla forte crescita della produzione da fonti rinnovabili in concorso con la contrazione dei consumi finali lordi.

Capitolo 2

LE ENERGIE RINNOVABILI IN ITALIA E IL RUOLO DELLE BIOENERGIE

Nel mix energetico nazionale si è visto come le fonti rinnovabili ricoprono un ruolo fondamentale. Questo fatto è dimostrato dal fatto che la crescita annua degli impianti alimentati da fonti rinnovabili continua a mantenersi a livelli molto elevati.

2.1 Numerosità e potenza degli impianti

Si vede di seguito (*Tabella 1*) una tabella riassuntiva per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonte rinnovabile nel nostro Paese.

Tipo di fonte	2010		2011		variazione% 2011/2010	
	n°	kW	n°	kW	n°	kW
Idraulica	2.729	17.876.169	2.902	18.092.298	6,3	1,2
0 ÷ 1 MW	1.727	523.491	1.858	567.728	7,6	8,5
1 ÷ 10 MW	700	2.210.451	743	2.328.321	6,1	5,3
> 10 MW	302	15.142.227	301	15.196.249	- 0,3	0,4
Eolica	487	5.814.281	807	6.936.146	65,7	19,3
Solare	155.977	3.469.880	330.196	12.773.407	111,7	268,1
Geotermica	33	772.000	33	772.000	0,0	0,0
Bioenergie	669	2.351.545	1.213	2.825.330	81,3	20,1
Biomasse	142	1.242.659	170	1.288.502	19,7	3,7
- da rifiuti urbani	71	797.929	71	827.504	0,0	3,7
- da altre biomasse	71	444.730	99	460.998	39,4	3,7
Biogas	451	507.704	819	773.433	81,6	52,3
- da rifiuti	228	341.338	260	356.357	14,0	4,4
- da fanghi	47	14.569	60	29.721	27,7	104,0
- da deiezioni animali	95	41.371	165	89.487	73,7	116,3
- da attiv. agricole e forestali	81	110.426	334	297.868	312,3	169,7
Bioliquidi	97	601.182	275	763.395	183,5	27,0
- oli vegetali grezzi	86	510.016	234	653.861	172,1	28,2
- altri bioliquidi	11	91.166	41	109.534	272,7	20,1
Totale	159.895	30.283.875	335.151	41.399.181	109,6	36,7

Tabella 1 - Numerosità e potenza degli impianti da fonte rinnovabile in Italia

Negli ultimi sei anni il numero di impianti è sempre grossomodo raddoppiato rispetto all'anno precedente raggiungendo **nel 2011** una consistenza pari a **335.151 impianti**. La potenza degli impianti da fonte rinnovabile installata in Italia nel 2011 è risultata pari a **41.399 MW**, oltre il doppio dei 18.335 MW del 2000. La crescita è dovuta ai nuovi parchi eolici, agli impianti alimentati con bioenergie e soprattutto ai fotovoltaici che nel 2011 hanno registrato un incremento eccezionale. Dati più precisi vengono evidenziati nella tabella seguente.

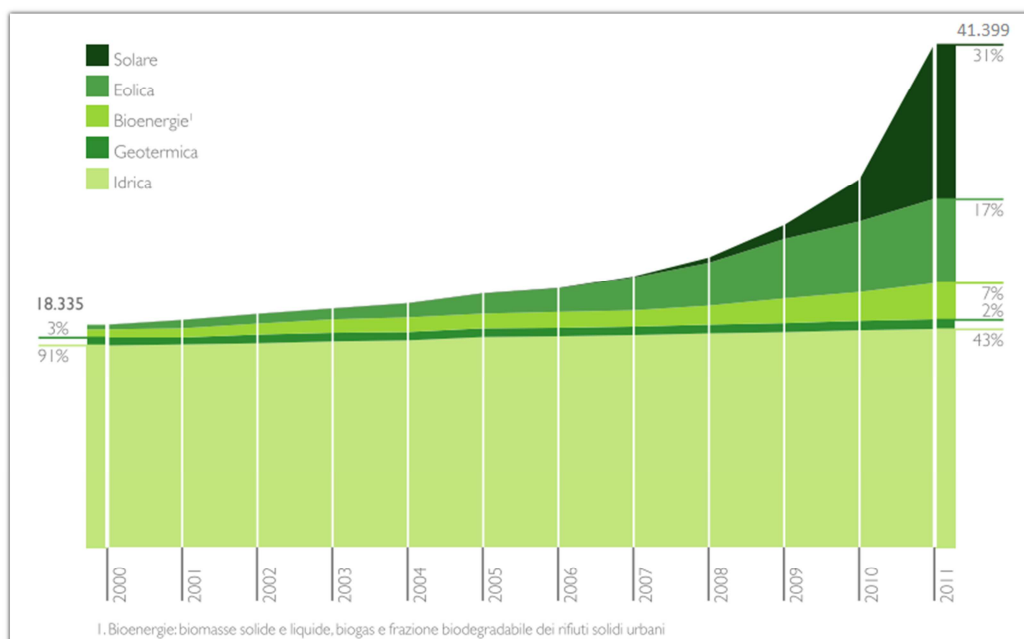
Nel 2011 gli impianti alimentati con fonti rinnovabili in Italia sono stati oltre il doppio del 2010. Da tre anni la crescita della consistenza è straordinaria, gli impianti nuovi eguagliano quelli esistenti alla fine dell'anno precedente. La potenza efficiente lorda installata in Italia nel 2011 risulta essere maggiore rispetto al 2010 di circa 11.115 MW (+36,7%).

Per avere un'idea dell'evoluzione della potenza installata si danno i dati degli ultimi anni (Tabella 2).

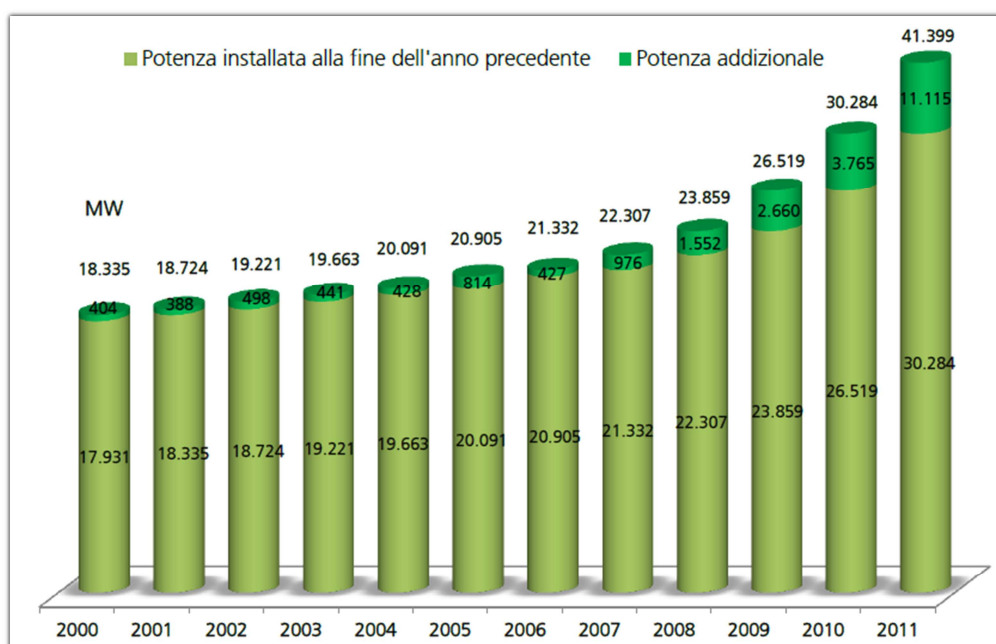
Tipo di fonte	Potenza installata [MW]			
	2008	2009	2010	2011
Idraulica	17.623	17.721	17.876	18.092
Eolica	3.538	4.898	5.814	6.936
Solare	432	1.144	3.470	12.773
Geotermica	711	737	772	772
Bioenergie	1.555	2.019	2.352	2.825
Totale	23.859	26.519	30.284	41.399

Tabella 2 - Potenza installata per impianti da fonte rinnovabile in Italia negli ultimi anni

Si può vedere ora l'evoluzione della potenza installata per impianti FER negli anni in Italia.



Evoluzione della potenza installata, per tipo di fonte



Evoluzione della potenza installata con riferimento agli anni precedenti

Nel periodo compreso tra il 2000 e il 2011 la potenza efficiente lorda installata in Italia è più che raddoppiata passando da 18.335 MW a 41.399 MW. La potenza addizionale è rappresentata dai nuovi impianti, quelli entrati in esercizio nell'anno di riferimento. Nel 2011 è pari a 11.115 MW, tre volte quella del 2010. Tra il 2000 e il 2011 il tasso di crescita medio annuo della potenza complessiva è stato pari al 5%; per la nuova potenza installata tale tasso ha raggiunto il 35%.

In effetti, il parco nazionale è caratterizzato soprattutto dagli impianti che sfruttano la fonte idraulica, la cui potenza installata è rimasta negli ultimi anni pressoché costante (+0,8% medio annuo). Mentre nel 2000 la potenza degli impianti idroelettrici rappresentava circa il 91% di quella nazionale, oggi ne rappresenta solamente il 44%.

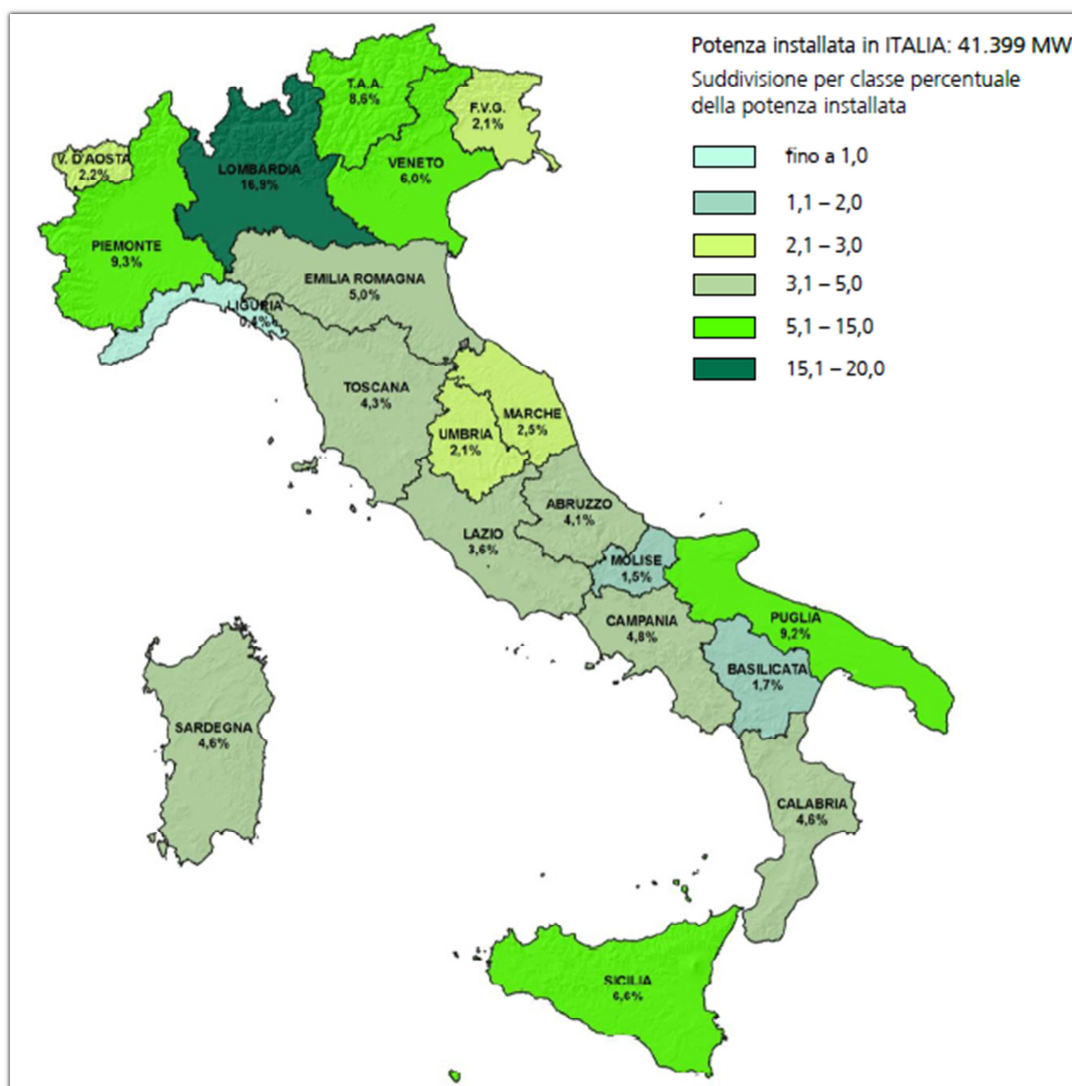
L'avvento dei sistemi d'incentivazione ha sostenuto lo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili: la solare-fotovoltaica, l'eolica e le bioenergie.

Per quanto riguarda la regione **Veneto**, lo stato della potenza installata differenziata per fonte al 2011 è il seguente (Tabella 3):

Idraulica		Eolica		Solare		Geotermica		Bioenergie		Totale	
n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW
270	1.113,8	9	1,4	44.997	1.157,4	-	-	149	209,7	45.425	2.482,3

Tabella 3 - Impianti da fonte rinnovabile in Veneto al 2011

Per quanto riguarda invece la suddivisione della potenza installata nella Penisola:



In conclusione si può dunque affermare che il 2011 conferma un vigoroso trend di crescita del parco di generazione rinnovabile sostenuto dai relativi meccanismi d’incentivazione. Rispetto all’anno precedente, sono entrati in esercizio impianti alimentati con bioenergie (soprattutto **biogas**) e impianti eolici, ma sono comunque ancora gli impianti fotovoltaici a caratterizzare la crescita del parco di generazione nell’anno. La potenza degli impianti solari, 12,7 GW a fine 2011, è infatti più che triplicata rispetto ai 3,5 GW del 2010. In poco più di 10 anni, il parco di generazione nazionale si è trasformato: la potenza installata è raddoppiata (da 18 GW nel 2000 a 41 GW del 2011) e la generazione distribuita è divenuta un tratto caratteristico del sistema elettrico nazionale.

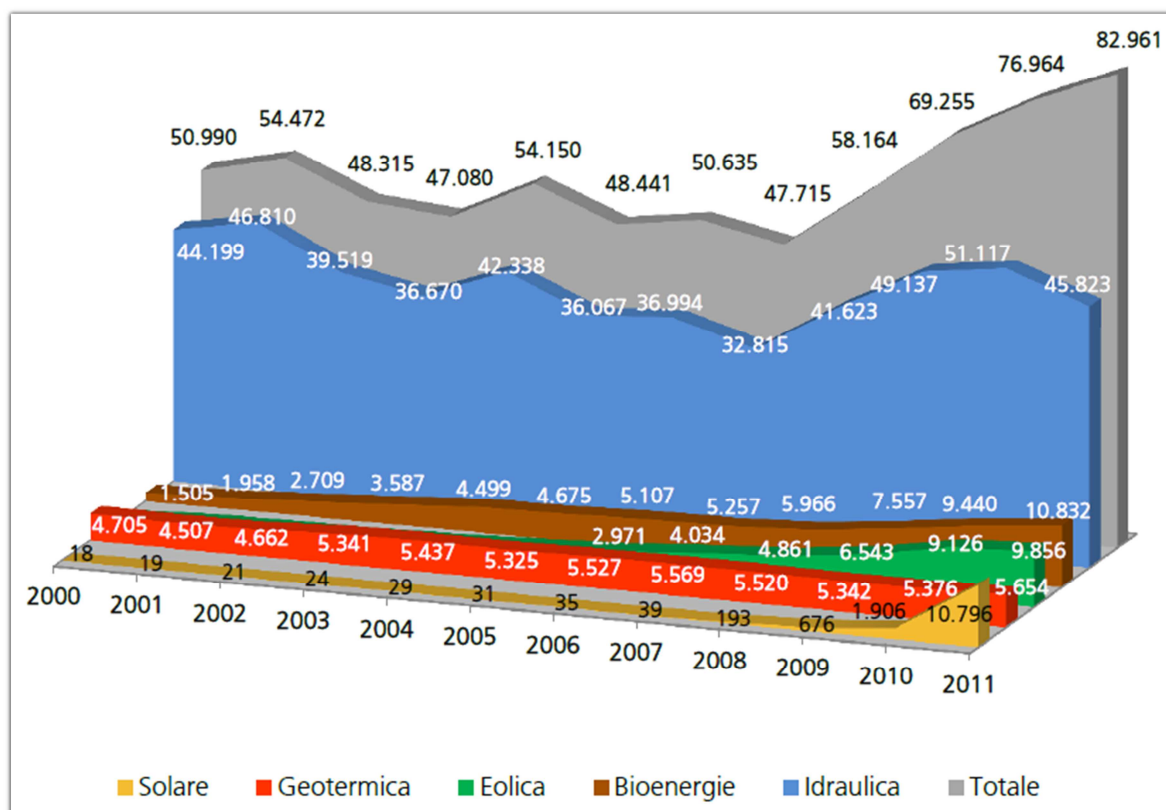
2.2 Produzione degli impianti

Per quanto riguarda invece la produzione di energia rinnovabile, grazie al contributo delle nuove installazioni, è stato segnato un nuovo record **nel 2011** raggiungendo **82.961,5 GWh**, l'8% in più rispetto al 2010.

Nel 2011 l'Italia ha superato l'obiettivo nel settore elettrico del 19,6% indicato nel Piano di Azione Nazionale, raggiungendo il 23,5%. L'obiettivo al 2020 del 26,4%, come indicato nella prima anticipazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN), dovrà essere rivisto al rialzo tenuto conto soprattutto della significativa crescita del fotovoltaico.

Nel 2011 l'Italia è il quarto Paese per produzione da fonti rinnovabili nell'Europa dei 15. Il primato continua ad essere detenuto, nell'ordine, da Germania, Spagna e Svezia.

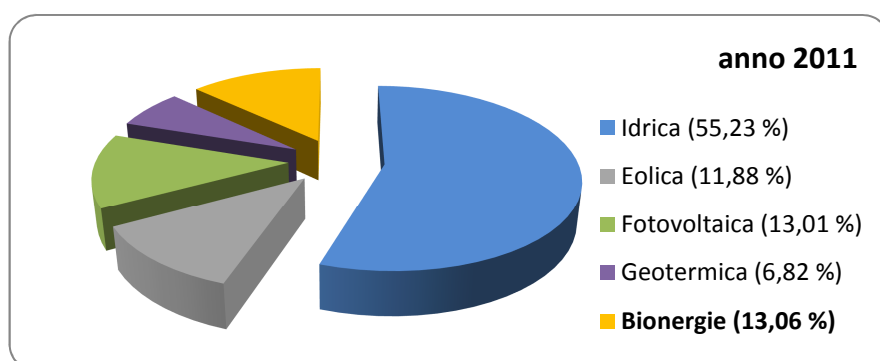
Nel grafico seguente si può visivamente notare il trend della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia nell'ultimo decennio, mentre nella successiva tabella (*Tabella 4*) vengono forniti dati numerici più precisi fino al 2011.



Trend di produzione lorda degli impianti FER in Italia [GWh]

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Idrica	42.337,9	36.066,7	36.994,3	32.815,2	41.623,0	49.137,5	51.116,8	45.822,7
0 ÷ 1 MW	1.731,3	1.525,7	1.520,9	1.415,7	1.769,7	1.960,7	2.245,3	2.189,9
1 ÷ 10 MW	7.127,8	6.090,5	6.354,1	5.684,4	7.389,7	8.421,7	8.711,6	7.857,5
> 10 MW	33.478,7	28.450,5	29.194,4	25.715,1	32.463,6	38.755,1	40.159,8	35.775,2
Eolica	1.846,5	2.343,4	2.970,7	4.034,4	4.861,3	6.542,9	9.125,9	9.856,4
Fotovoltaica	4,0	4,0	2,3	39,0	193,0	676,5	1.905,7	10.795,7
Geotermica	5.437,3	5.324,5	5.527,4	5.569,1	5.520,3	5.341,8	5.375,9	5.654,3
Bioenergie	4.498,9	4.845,0	5.286,3	5.441,1	5.966,3	7.556,7	9.440,1	10.832,4
<i>Sola produzione di energia elettrica</i>	2.328,6	2.457,2	3.155,3	3.416,7	3.896,8	5.177,8	6.189,2	6.608,0
SOLIDI	1.363,9	1.490,1	2.060,7	2.257,2	2.563,5	2.904,0	2.605,3	2.868,4
- rifiuti solidi urbani biodegradabili	361,3	415,6	547,7	591,0	634,8	799,7	1.062,2	1.200,7
- biomasse solide	1.002,6	1.074,5	1.513,0	1.666,2	1.928,7	2.104,3	1.543,1	1.667,7
BIOGAS	964,7	967,1	1.094,6	1.159,5	1.290,8	1.299,6	1.451,2	1.868,5
- da rifiuti	956,0	951,5	1.061,9	1.113,4	1.202,0	1.177,7	1.197,4	1.237,5
- da fanghi	-	-	-	-	2,4	3,3	11,6	19,3
- da deiezioni animali	6,3	8,8	16,2	20,9	44,3	44,3	100,3	133,8
- da attività agricole e forestali	2,4	6,8	16,4	25,2	42,1	74,3	141,9	441,9
BIOLIQUIDI	-	-	-	-	42,5	974,2	2.132,7	1.871,2
- oli vegetali grezzi	-	-	-	-	13,1	583,0	1.759,1	1.709,1
- altri bioliquidi	-	-	-	-	29,4	391,2	373,6	162,1
<i>Produzione combinata di en. elettrica e calore</i>	2.170,3	2.387,7	2.131,0	2.045,5	2.069,5	2.379,0	3.250,9	4.224,4
SOLIDI	1.964,8	2.156,9	1.889,3	1.736,8	1.738,8	1.539,9	1.702,2	1.861,8
- rifiuti solidi urbani biodegradabili	777,0	894,3	910,6	921,5	921,4	816,5	985,7	1.017,1
- biomasse solide	1.187,8	1.262,7	978,7	815,3	817,4	723,4	716,5	844,7
BIOGAS	205,5	230,8	241,7	287,7	308,7	365,4	602,9	1.536,2
- da rifiuti	82,4	100,8	114,9	133,9	153,1	195,2	217,4	254,6
- da fanghi	1,2	3,2	3,3	9,0	12,4	16,8	16,6	43,2
- da deiezioni animali	12,2	16,9	28,5	32,4	25,5	44,1	120,7	227,8
- da attività agricole e forestali	109,7	110,0	95,1	112,5	117,7	109,4	248,3	1.010,7
BIOLIQUIDI	-	-	-	-	22,0	473,6	945,7	826,3
- oli vegetali grezzi	-	-	-	-	17,0	466,6	922,5	822,1
- altri bioliquidi	-	-	-	-	5,1	7,1	23,2	4,2
Totale	54.124,6	48.583,5	50.781,0	47.898,8	58.163,9	69.255,4	76.964,4	82.961,5

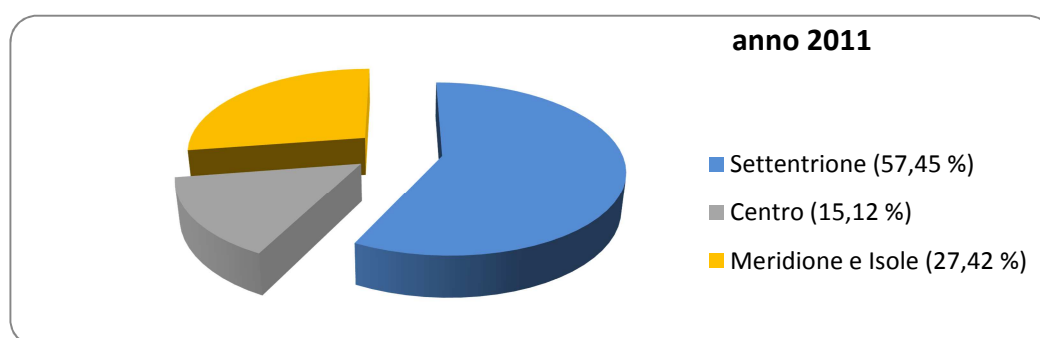
Tabella 4 - Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia



Ulteriori dati relativi al 2011, suddivisi per regione e fonte, sono di seguito riportati (Tabella 5):

GWh	Idrica	Eolica	Fotovoltaica	Geotermica	Bioenergie	Totale
Piemonte	6.575,4	21,7	830,3	-	807,3	8.234,8
Valle d' Aosta	2.743,4	-	11,1	-	6,1	2.760,7
Lombardia	11.048,7	-	995,3	-	2.319,5	14.363,5
Trentino Alto Adige	9.773,4	0,4	277,8	-	153,9	10.205,5
Veneto	4.227,7	1,5	913,0	-	703,2	5.845,3
Friuli Venezia Giulia	1.832,4	-	246,1	-	240,4	2.318,9
Liguria	190,9	46,4	43,7	-	125,0	405,9
Emilia Romagna	872,7	19,8	1.092,2	-	1.542,7	3.527,4
Italia settentrionale (totale)	37.264,6	89,8	4.409,5	-	5.898,1	47.662,0
Toscana	576,2	72,7	423,6	5.654,3	375,9	7.102,7
Umbria	1.574,4	2,4	286,1	-	49,9	1.912,8
Marche	445,8	0,3	658,4	-	102,5	1.206,9
Lazio	949,8	22,4	806,9	-	546,5	2.325,6
Italia centrale (totale)	3.546,2	97,7	2.175,0	5.654,3	1.074,8	12.547,9
Abruzzo	1.839,9	297,4	329,0	-	41,7	2.507,9
Molise	221,6	617,1	84,2	-	161,8	1.084,7
Campania	583,1	1.344,3	302,1	-	829,3	3.058,8
Puglia	5,6	2.255,8	2.095,7	-	1.414,0	5.771,1
Basilicata	340,9	455,1	189,6	-	113,7	1.099,3
Calabria	1.469,8	1.281,4	196,1	-	549,1	3.496,4
Sicilia	98,1	2.369,9	670,4	-	109,8	3.248,3
Sardegna	452,9	1.047,8	344,1	-	640,0	2.484,9
Italia meridionale e insulare (tot.)	5.011,9	9.668,9	4.211,3	-	3.859,4	22.751,5
ITALIA (totale)	45.822,7	9.856,4	10.795,7	5.654,3	10.832,4	82.961,5

Tabella 5 - Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2011, secondo regione e fonte



La produzione da fonti rinnovabili, dal 2008 in poi, ha segnato ogni anno nuovi record.

Il 2011 è stato un anno di svolta. Fino ad oggi la variabilità e l'entità della produzione rinnovabile nazionale erano influenzate principalmente dalla fonte idraulica; oggi le "nuove rinnovabili" (solare, eolico e **bioenergie**) ricoprono, nel loro complesso, un ruolo di "uguale" importanza.

Rispetto al 2010 la produzione idraulica è diminuita del 10% per le sfavorevoli condizioni climatiche. Tale diminuzione è stata più che compensata dall'incremento della produzione fotovoltaica, eolica e degli impianti alimentati con bioenergie.

Dal 2000, quando erano presenti pochi impianti solari per la maggior parte incentivati tramite il programma “Tetti Fotovoltaici”, la produzione è cresciuta fino a 10.796 GWh (+79% medio annuo).

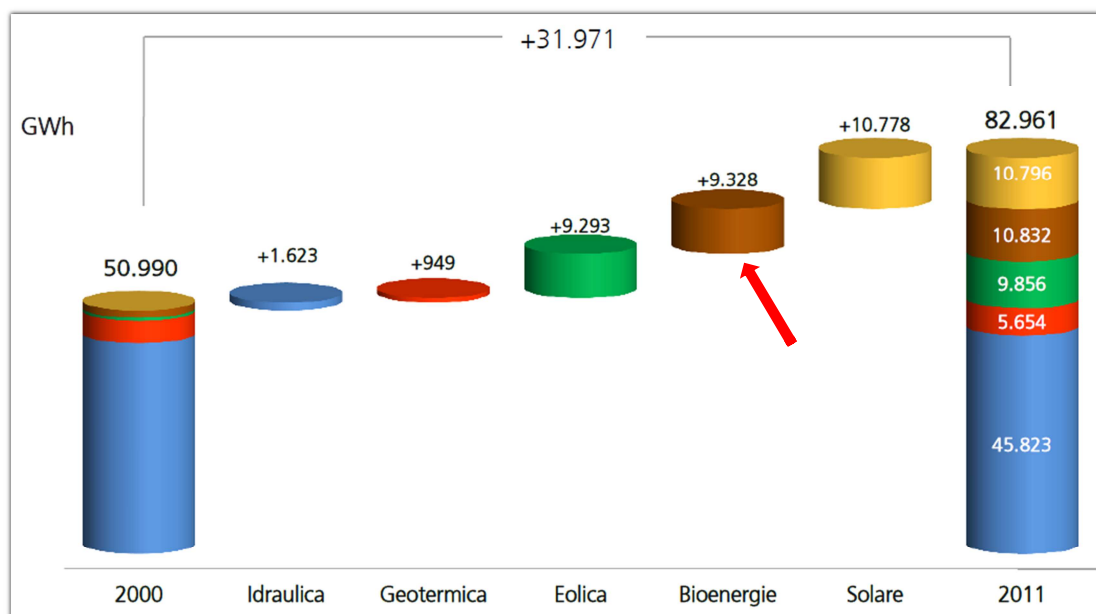
La produzione da **bioenergie** nel 2011 è pari a 10.832 GWh, +15% rispetto al 2010 e con un tasso di crescita medio annuo calcolato dal 2000 pari al 20%.

La produzione eolica raggiunge i 9.856 GWh, +8% rispetto all’anno precedente e ben il +30% come crescita media annua tra il 2000 e il 2011.

La fonte geotermica continua a garantire una produzione piuttosto stabile.

Ma com’è cambiata la produzione di energia da fonti rinnovabili nell’ultimo decennio?

Una risposta semplice, in relazione alle diverse fonti, la si ottiene dalla figura seguente:



Variazione della produzione di energia da fonti rinnovabili

Nel 2000 la produzione lorda era stata pari a 50.990 GWh e nel 2011 ha raggiunto 82.961 GWh.

Dei 31.971 GWh addizionali, il 34% è rappresentato dalla fonte solare che passa da 18 GWh a 10.796 GWh con un incremento di 10.778 GWh.

Le **bioenergie** hanno invece contribuito per il **29%**. Nel 2000 tali impianti avevano prodotto 1.505 GWh contro i 10.832 GWh prodotti nel corso dello scorso anno.

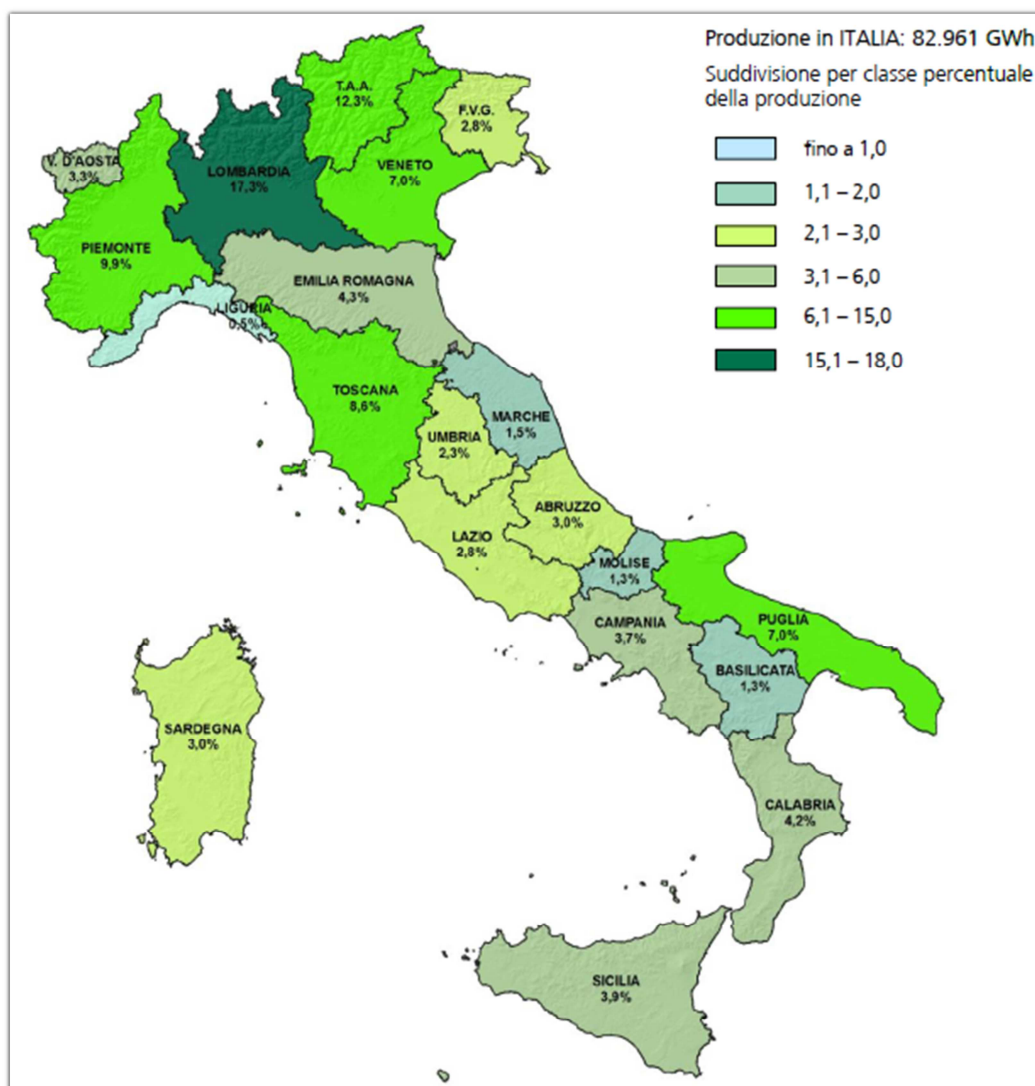
Contribuisce con il 29% anche la fonte eolica, la sua produzione addizionale è pari a 9.293 GWh, dai 563 GWh del 2000 ai 9.856 GWh prodotti nel corso dello scorso anno.

La fonte idraulica contribuisce solamente per il 5% anche per le scarse precipitazioni del 2011 mentre è stabilmente pari al 3% il contributo della fonte geotermica.

Si può chiaramente notare come l’andamento della **produzione da bioenergie** abbia avuto negli anni un andamento monotono crescente; lo stesso andamento si è verificato per il **biogas**, che fa appunto

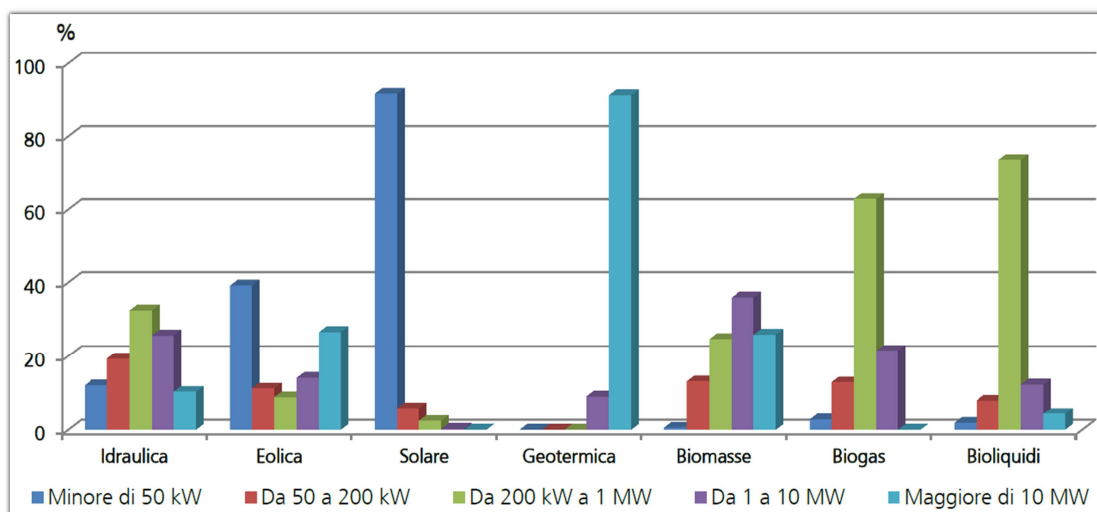
parte di questa categoria. La produzione da bioenergie nel 2011 è pari a 10.832 GWh, +15% rispetto al 2010 e con un **tasso di crescita medio** annuo calcolato dal 2000 pari al **20%**.

Da notare che le bioenergie sono al secondo posto (praticamente a pari con il fotovoltaico) dopo la fonte idrica, che continua saldamente a “comandare” le energie rinnovabili.



Per concludere si mostra, nella prossima figura, la distribuzione nel Paese della produzione energetica da fonti rinnovabili.

Caratteristiche del parco impianti a fonte rinnovabile



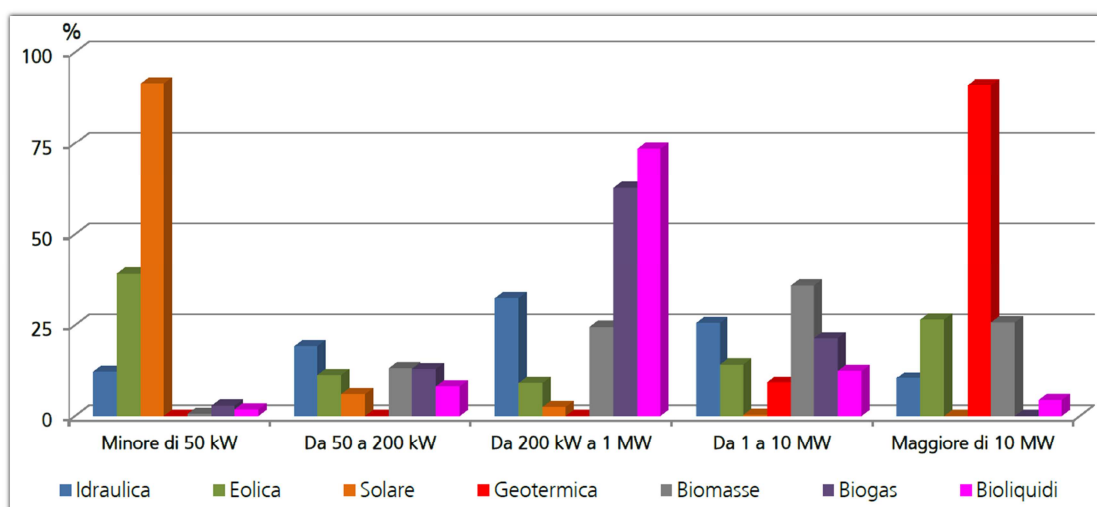
Distribuzione % del numero degli impianti per fonte rinnovabile secondo classe di potenza

Il parco degli impianti a fonte rinnovabile installati in Italia alla fine del 2011 è molto variegato caratterizzato dalle differenti fonti, dalle tecnologie utilizzate e dalla taglia degli impianti.

Il 91,3% dei fotovoltaici ha potenza inferiore a 50 kW, quelli geotermoelettrici (il 90,9%) superano i 10 MW. Sia gli impianti alimentati con biogas che con bioliquidi hanno generalmente potenza compresa tra 200 kW e 1 MW (il 62,8% e il 73,5% rispettivamente).

Gli impianti idroelettrici sono quelli più equamente distribuiti, la classe più rilevante, con il 32,5% degli impianti, è quella con potenza tra 200 kW e 1 MW. Quelli di piccola taglia sono generalmente ad acqua fluente.

Il 39,2% degli impianti eolici ha potenza inferiore a 50 kW, il 26,5% maggiore di 10 MW.



Distribuzione % del numero degli impianti per classe di potenza secondo fonte rinnovabile

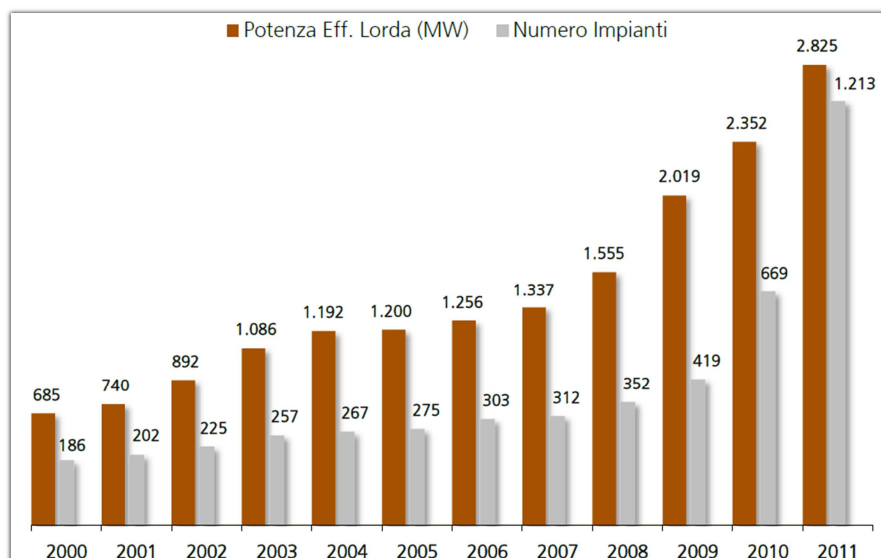
Capitolo 3

LE BIONERGIE IN ITALIA: STATO ED EVOLUZIONE

Le bioenergie in Italia sono diventate ormai una fonte fondamentale nel panorama energetico nazionale; si è visto infatti come nel 2011 questa classe energetica si sia posizionata al secondo posto, praticamente al pari dell'energia solare, tra le energie rinnovabili: circa il **13,6 %** dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in Italia nel 2011 proviene infatti da impianti a bioenergie.

3.1 Numerosità e potenza degli impianti a bioenergie

Vediamo innanzitutto com'è cambiato il panorama degli impianti a bioenergie in Italia negli anni.



Evoluzione della potenza e del numero di impianti a bioenergie in Italia negli anni

Tra il 2000 e il 2011 la numerosità degli impianti è aumentata secondo un tasso medio annuo pari al 19%, mentre per la potenza si è registrato un aumento medio del 14%.

Il parco degli impianti alimentati con bioenergie è stato caratterizzato da una crescita continua e sostenuta durante tutto il periodo. Particolarmente interessanti gli ultimi tre anni: il 2009 per lo straordinario incremento di potenza (circa 500 MW aggiuntivi); il 2010, grazie al censimento di molti

piccoli impianti, per la consistenza che è aumentata di oltre 260 impianti; il 2011 per il forte incremento sia nel numero (+544 impianti) che nella potenza degli impianti (+474 MW).

L'andamento di questo settore energetico è monotono crescente: ciò significa che la consistenza di questa "fetta" energetica è continuamente cresciuta negli anni, sia in termini di potenza che di numero di impianti, dimostrando una capacità di sviluppo ed integrazione nel panorama energetico complessivo davvero notevoli ed importanti.

Vediamo ora qualche dato più dettagliato relativo agli ultimi due anni (Tabella 1).

Tipo di bioenergia	2010		2011		variazione% 2011/2010	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Biomasse	142	1.242,7	170	1.288,5	19,7	3,7
- da rifiuti urbani	71	797,9	71	827,5	0,0	3,7
- altre biomasse	71	444,7	99	461,0	39,4	3,7
Biogas	451	507,7	819	773,4	81,6	52,3
- da rifiuti	228	341,3	260	356,4	14,0	4,4
- da fanghi	47	14,6	60	29,7	27,7	104,0
- da deiezioni animali	95	41,4	165	89,5	73,7	116,3
- da attività agroforestali	81	110,4	334	297,9	312,3	169,7
Bioliquidi	97	601,2	275	763,4	183,5	27,0
- oli vegetali grezzi	86	510,0	234	653,9	172,1	28,2
- altri bioliquidi	11	91,2	41	109,5	272,7	20,1
Totale	669	2.351,5	1.213	2.825,3	81,3	20,1

Tabella 1 – Numerosità e potenza (lorda) degli impianti a bioenergie in Italia

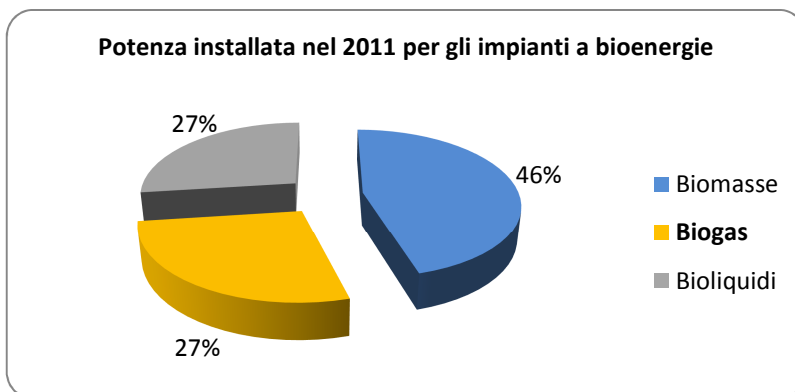
Nella tabella sono riportate numerosità e potenza efficiente lorda degli impianti alimentati con bioenergie.

Non sono inclusi gli impianti ibridi, ossia quelli che producono elettricità principalmente sfruttando combustibili convenzionali: gas, carbone e altro.

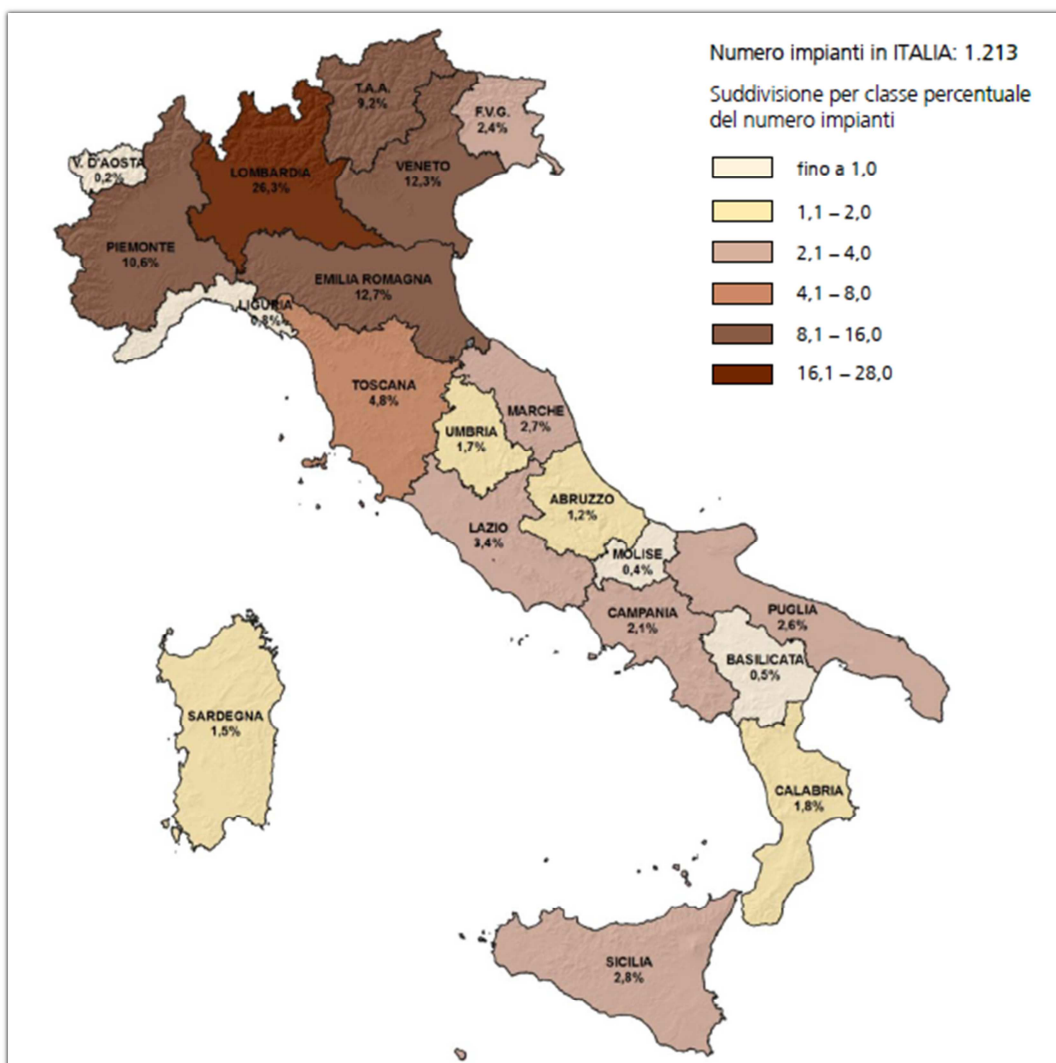
Gli impianti più numerosi sono quelli alimentati con biogas (65 %), seguiti da quelli a bioliquidi (22%) e infine da quelli a biomasse (13%). Al contrario, se replichiamo l'analisi in termini di potenza, dei 2.825 MW il 46% è riferito a impianti che bruciano biomasse, il 27% utilizza bioliquidi e il restante 27% è alimentato da biogas. Questo dipende dalla taglia media degli impianti: i biogas hanno potenza installata media pari a poco meno di 1 MW mentre gli impianti a biomasse e rifiuti arrivano a circa 8 MW medi.

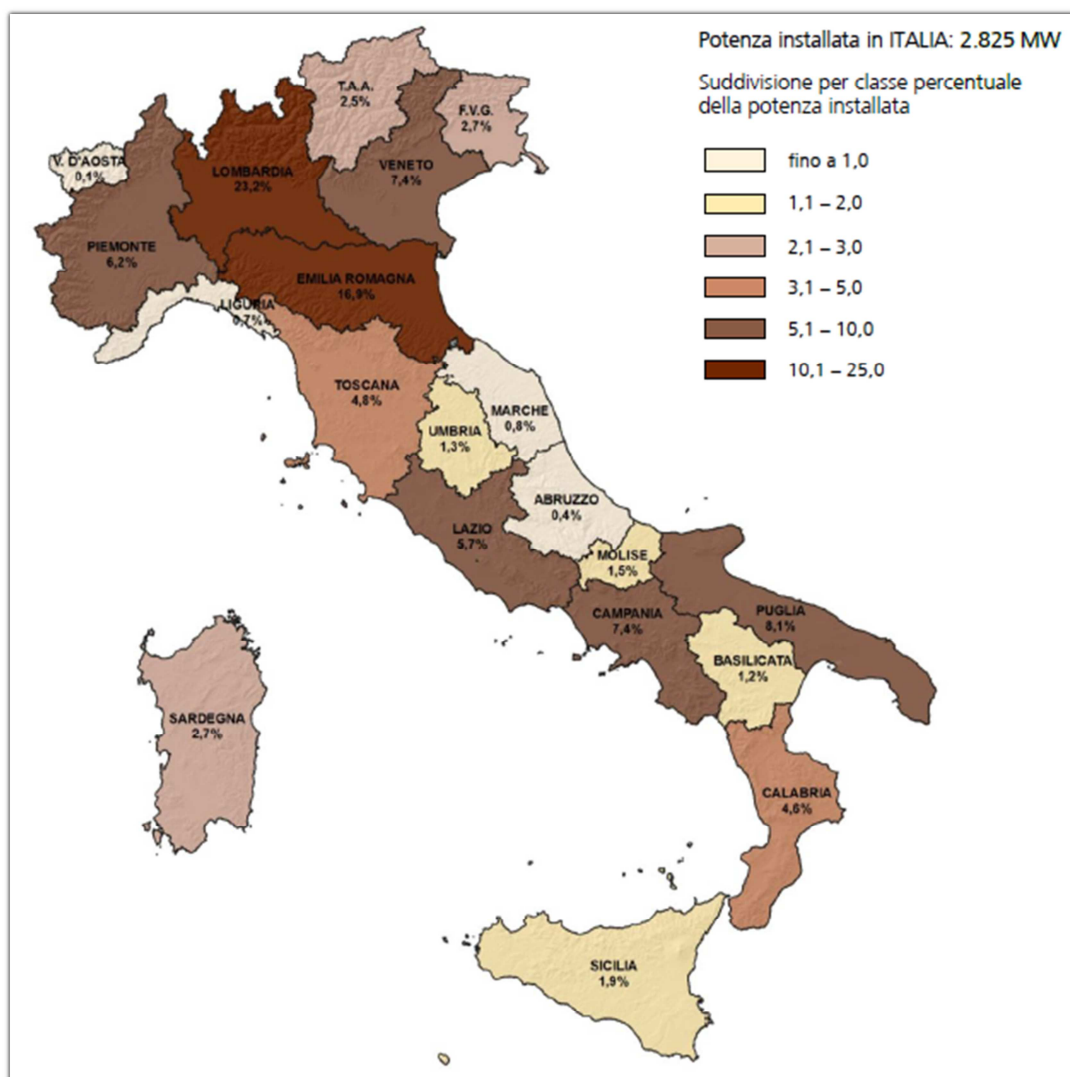
La numerosità degli impianti è aumentata dell'81,3%, soprattutto per i molti piccoli impianti a biogas, mentre la potenza cresce del 20,1% (+474 MW) sia per gli impianti a bioliquidi che per gli impianti a biogas.

Nel 2011 la potenza degli impianti alimentati con le bioenergie rappresenta il 7% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile.



Per quanto riguarda invece la distribuzione sul territorio nazionale degli impianti a bioenergie si dà di seguito una panoramica, in relazione al numero e alla potenza installata.





3.2 Produzione degli impianti a bioenergie

Nel grafico che segue si può vedere il trend della produzione di energia da bioenergie nell'ultimo decennio.

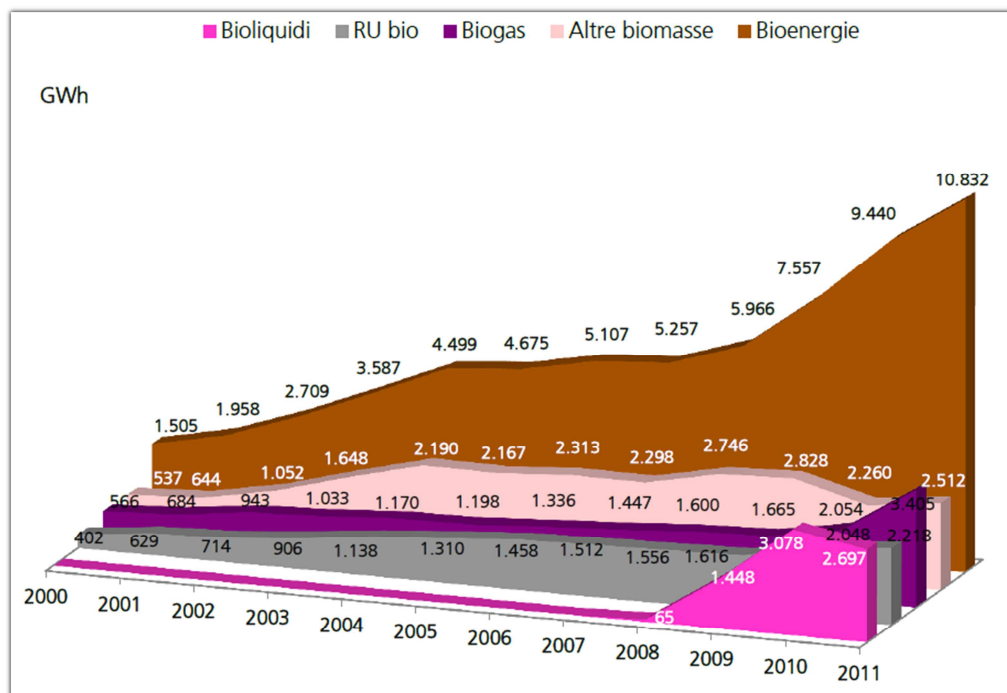
Tra il 2000 e il **2011** l'elettricità generata con le bioenergie è cresciuta mediamente del 32% l'anno passando da 1.505 GWh a **10.832 GWh**.

La produzione da biogas e da rifiuti urbani biodegradabili è cresciuta con tassi medi annui pari rispettivamente al 25% e al 33%.

Negli ultimi tre anni un grande contributo alla crescita della produzione da bioenergie arriva dai bioliquidi, anche se, rispetto al 2010, l'elettricità generata da questi combustibili scende del 12%, a causa del costo della materia prima utilizzata nei processi produttivi.

Nel 2000 la produzione fu pari a 1.505 GWh che erano così composti: il 38% derivava dallo sfruttamento dei biogas mentre il 62% dalla combustione delle biomasse, in particolare il 27% dai rifiuti urbani biodegradabili e il 35% dalle altre biomasse.

L'introduzione della categoria "bioliquidi" e il contributo dei nuovi impianti hanno modificato nel tempo la composizione. I 10.832 GWh prodotti nel 2011 provengono per il **31%** dal **biogas**, per il 44% dalle biomasse (21% rifiuti bio e 23% altre biomasse) e per il 25% dai bioliquidi.



Trend di produzione lorda degli impianti a bioenergie in Italia

La **produzione lorda** degli impianti alimentati con bioenergie nell'ultimo anno è aumentata del 15% passando da 9.440 GWh nel 2010 a **10.832 GWh** nel **2011**.

Nel 2011 la produzione da biomasse è aumentata del 10% circa, passando da 4.308 GWh a 4.730 GWh.

Dallo sfruttamento del **biogas** sono stati generati nel 2011 3.405 GWh, il 66% in più rispetto al 2010.

La differenza è dovuta soprattutto agli impianti alimentati con prodotti derivati da attività agricole e forestali, che passano da una produzione di 390 GWh a 1.453 GWh.

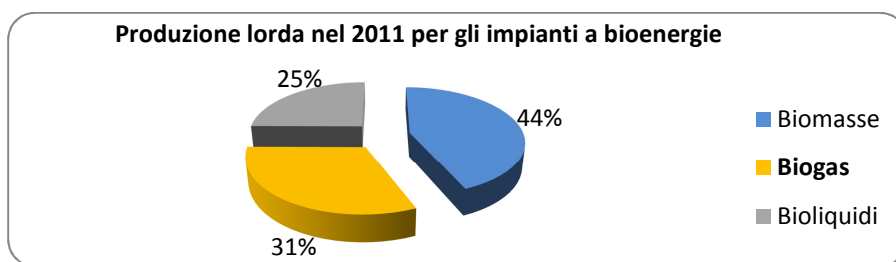
La produzione da bioliquidi è scesa rispetto all'anno precedente del 12% soprattutto a causa degli alti prezzi del combustibile da utilizzare.

La produzione da bioenergie nel 2011 ha rappresentato circa il **13%** degli 82.961 GWh della produzione nazionale da fonti rinnovabili.

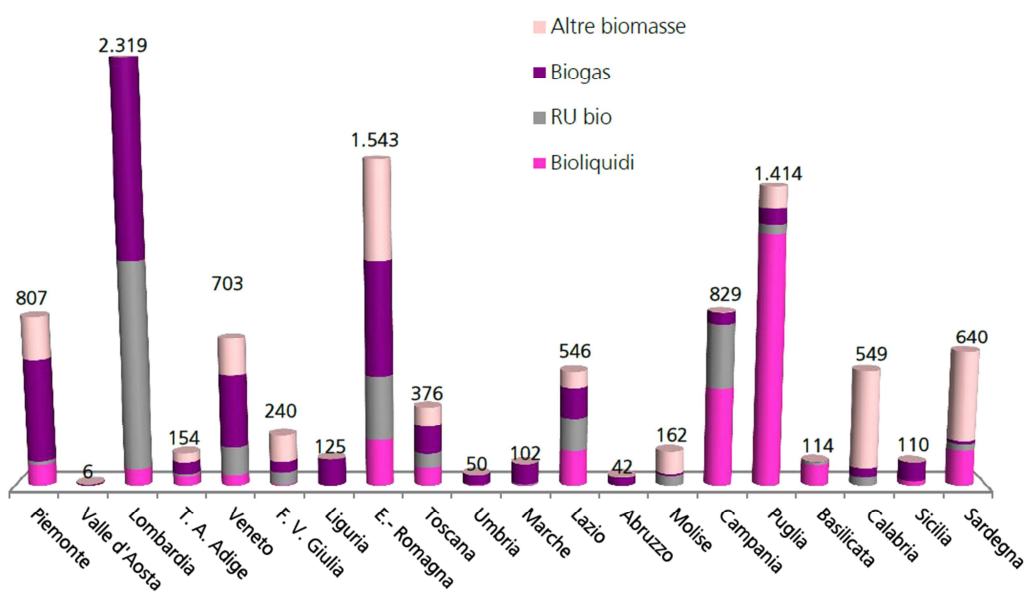
Nella seguente tabella si possono vedere dei dati più precisi relativi agli ultimi due anni (*Tabella 2*).

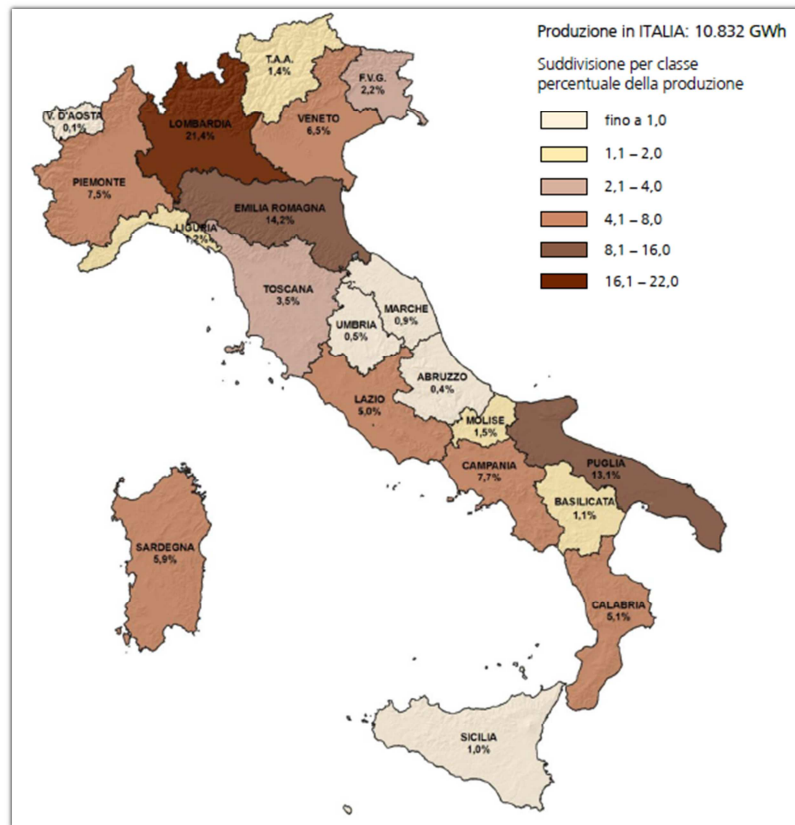
Tipo di bioenergia	2010	2011	variazione % 2010/2011
	GWh	GWh	
Biomasse	4.307,6	4.730,2	9,8
- da rifiuti urbani	2.048,0	2.217,7	8,3
- altre biomasse	2.259,6	2.512,4	11,2
Biogas	2.054,1	3.404,7	65,7
- da rifiuti	1.414,8	1.528,1	8,0
- da fanghi	28,2	62,5	121,5
- da deiezioni animali	221,0	361,6	63,6
- da attività agroforestali	390,2	1.452,5	272,3
Bioliquidi	3.078,4	2.697,5	- 12,4
- oli vegetali grezzi	2.681,6	2.531,2	- 5,6
- altri bioliquidi	396,8	166,3	- 58,1
Totale	9.440,1	10.832,4	14,7

Tabella 2 – Produzione lorda degli impianti a bioenergie in Italia

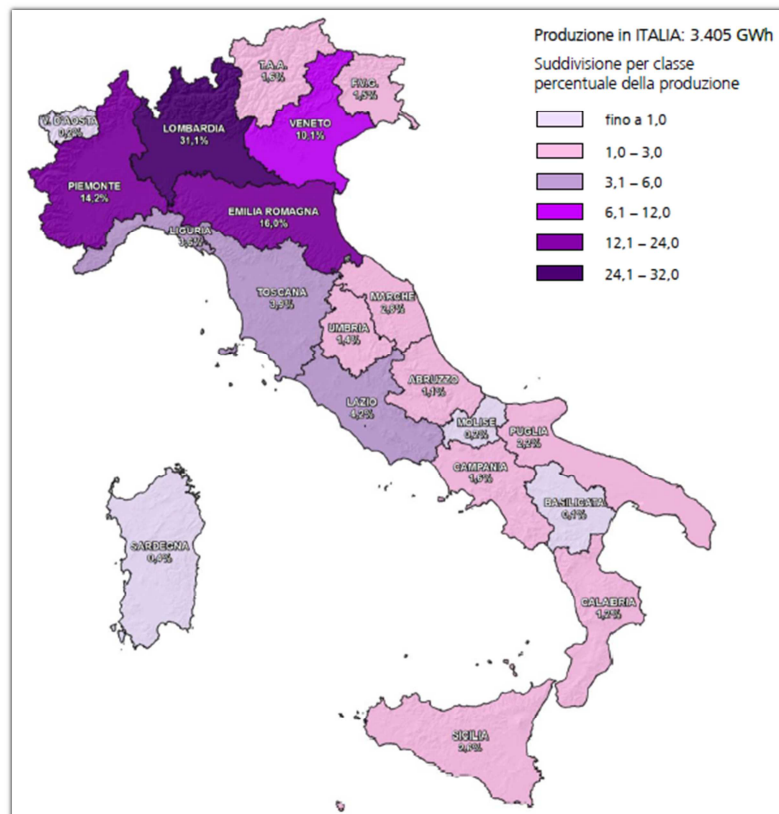


Vediamo ora alcuni dati sulla produzione relativi al territorio nazionale.





Visto l'interesse che ricopre in questo lavoro di studio, si dà una panoramica specifica nazionale sulla produzione di **BIOGAS**.



Capitolo 4

LE BIONERGIE IN ITALIA: IL PUNTO DI VISTA ECONOMICO

Le bioenergie rappresentano in Italia un'importante fonte per la produzione di energia elettrica, ma l'ambiente tecnico/economico nel quale queste tecnologie vanno ad inquadrarsi non è sicuramente dei più stabili.

La constatazione che si ha ad oggi è quella di un **mercato**, quello delle bioenergie, che durante lo scorso anno ha mostrato di muoversi sostanzialmente a “**tre velocità**”:

- con una crescita “sostenuta”, soprattutto nel caso del **biogas agricolo** con nuove installazioni per oltre 200 MW (il doppio rispetto all'installato dell'anno precedente), ma anche per le caldaie a pellet che ormai da qualche anno fanno registrare un numero costante di nuove installazioni, nell'ordine di 150.000 unità l'anno;
- con una crescita “appena accennata”, come nel caso del teleriscaldamento e delle biomasse agroforestali (scarti legnosi e agricoli impiegati per la produzione di energia elettrica) che hanno visto percentuali di crescita dell'installato complessivo nell'ultimo anno nell'ordine di 4-5 punti;
- sostanzialmente con crescita “zero”, come nel caso degli impianti per la valorizzazione energetica dei rifiuti o, qui addirittura con un calo del 75% rispetto alle nuove installazioni del 2010, della produzione di energia da oli vegetali.

Una simile **difformità di andamento** potrebbe avere tre “origini”:

- una difformità significativa nei costi/rendimenti intrinseci (ovvero indipendenti dalla incentivazione) fra le diverse tecnologie per la produzione di energia da biomassa;
- una difformità delle caratteristiche dei numerosi segmenti di mercato (da quello residenziale a quello delle imprese produttrici di energia) ai quali le tecnologie sono destinate;
- una difformità di impatto dei sistemi di incentivazione e regolazione “in senso lato” (si pensi ad esempio alle tematiche autorizzative) attualmente in vigore.

4.1 Le tecnologie per la produzione di energia da biomassa

Un'analisi dei **LEC** (Levelized Energy Cost – costi medi di produzione) – effettuata per le principali tecnologie di produzione di energia termica ed elettrica da biomassa riportando i costi di investimento nel nostro Paese, approvvigionamento della materia prima e gestione operativa, con l'effettiva produzione di energia – mostra come, per effetto della relativa maturità tecnologica della

maggior parte delle tecnologie, i valori di riferimento vadano da un minimo di 6 c€/kWh (per le caldaie a biomassa) ad un massimo di 9 c€/kWh (per le caldaie a pellet) per la produzione termica e da un minimo di 14,3 c€/kWh (centrali a combustione da biomassa, escludendo gli impianti per il recupero energetico da RSU per i quali l'approvvigionamento della biomassa in input rappresenta un "ricavo") ad un massimo di 23,3 c€/kWh (impianti di pirolisi) per la produzione elettrica.

La "vicinanza" con il livello di costo dell'energia dalla rete (*grid parity*) appare evidente ed è ulteriormente rafforzata nel caso in cui i costi di approvvigionamento della biomassa siano "trascurabili", ossia qualora gli utilizzatori dispongano in proprio del "combustibile" necessario all'alimentazione dell'impianto, perché è ad esempio un sottoprodotto dell'attività produttiva (è il caso dello studio in questione). E' abbastanza intuitivo capire quindi come i mercati a crescita "sostenuta" siano quelli ove è più locale la disponibilità di combustibile.

Si può vedere una sintesi dei dati nella *tabella* seguente:

Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a pellet – 20 kWh _{th}	600	15	50	0,090
Caldaie a pellet – 100 kWh _{th}	400	10	48	0,073
Caldaie a biomassa – 1 MW _{th}	1.400	90	180	0,067
Caldaie a biomassa – 8 MW _{th}	1.300	80	160	0,060
Impianti ORC – 250 kW _e	5.000	250	550	0,169
Impianti ORC – 2 MW _e	4.500	250	450	0,146
Impianti di gassificazione – 500 kW _e	3.500	450	420	0,220
Impianti di pirolisi – 500 kW _e	3.700	500	420	0,233
Centrali a combustione da biomasse – 8 MW _e	3.500	350	640	0,167
Centrali a combustione da biomasse – 20 MW _e	3.000	320	540	0,143
Impianti a biogas - 250 kW _e	4.500	380	600	0,175
Impianti a biogas - 999 kW _e	3.000	340	600	0,153
Impianti a oli vegetali - 999 kW _e	1.200	160	1.080	0,169
Impianti a oli vegetali - 10 MW _e	1.050	120	960	0,147
Impianti per il recupero energetico da RSU – 5 MW _e	6.500	1.300	-800	0,139
Impianti per il recupero energetico da RSU – 40 MW _e	6.000	1.150	-800	0,114

4.2 La convenienza "assoluta" delle bioenergie: la prospettiva dell'investitore

Sono diversi i soggetti che possono adottare tecnologie per la produzione di energia termica o elettrica da biomassa per soddisfare i propri fabbisogni energetici e/o per vendere energia e si possono sostanzialmente classificare in 4 gruppi:

- *clienti domestici*;
- *clienti non residenziali* (dagli agriturismi alla Pubblica Amministrazione);

- **clienti industriali** (produttori e trasformatori di materia prima impiegabile come biomassa);
- **produttori di energia**.

A ciascuno di questi si adattano, per taglia e caratteristiche (ad esempio necessità di manutenzione qualificata o spazio per lo stoccaggio), solo alcune delle soluzioni tecnologiche a disposizione.

Assumendo la prospettiva dell'investitore tuttavia appare evidente come per decidere di investire nelle bioenergie non sia sufficiente la mera compatibilità tecnologica e neppure la "vicinanza" alla grid parity di una determinata soluzione, come visto rafforzata dalla disponibilità della biomassa di input.

Ai fini di valutare un investimento per un impianto a biogas (o a biomasse in generale), è molto utile dare una valutazione sistematica della convenienza di investire nelle tecnologie per la produzione di energia da biomasse **prescindendo** – da qui l'aggettivo "assoluta" – **dalla presenza di meccanismi di incentivazione**.

In buona sostanza si vuole applicare alle bioenergie il **principio della grid parity**, su cui tanto si dibatte nel mondo delle rinnovabili per comprendere:

- *se e per quali segmenti di mercato l'investimento nelle bioenergie è già oggi "assolutamente" conveniente;*
- *quale è, in tutti gli altri casi, il gap e se è possibile colmarlo per rendere sostenibile anche in assenza di incentivazione la diffusione delle bioenergie del nostro Paese.*

Si vuole dare in questo caso un quadro generale, specificando le sezioni che interessano gli impianti a biogas.

La complessità e la varietà delle tecnologie in questione rende necessario tuttavia articolare un'analisi della convenienza "assoluta" lungo 4 dimensioni:

- **2 dimensioni principali:**

- **matching col fabbisogno**, ovvero la possibilità per la tecnologia oggetto di indagine di rispondere effettivamente alle caratteristiche di fabbisogno energetico di un dato segmento di mercato;
- **rendimento economico**, ovvero l'IRR (Internal Rate of Return; o TIR, Tasso Interno di Rendimento) e il TPB (Tempo di Pay Back) collegato all'investimento in una delle tecnologie effettivamente disponibili per ciascun segmento di mercato.

- **2 dimensioni secondarie o fattori di correzione:**

- **complessità autorizzativa & siting**, che riduce la convenienza effettiva dell'investimento allungandone i tempi di realizzazione e/o introducendo extra-costi connessi all'accettazione dello stesso nell'area geografica di riferimento;
- **disponibilità della biomassa di input**, che in maniera analoga può aumentare (o ridurre nei casi di difficoltà di reperimento) la redditività dell'investimento e/o modificarne il grado di rischio percepito dall'investitore.

4.2.1 Il matching col fabbisogno

	Segmenti di mercato	Tecnologia di match	Note
Clienti industriali	«Produttori» di materia prima agroforestale	- Caldaie a biomasse - Impianti ORC - Impianti a biogas - Impianti di gassific./pirolisi - impianti a oli vegetali	La copertura del fabbisogno elettrico, e il connesso sfruttamento dell'energia in eccesso, disponendo della materia prima, è in prima battuta l'obiettivo degli operatori di questo segmento di mercato. Solo in taluni casi, e quando funzionale al processo produttivo (come ad esempio per le serre e i vivai o per le segherie o imprese di lavorazione forestale) trovano applicazione le caldaie a biomassa o gli impianti ORC in ottica cogenerativa. In dipendenza poi dalla dimensione, e con maggiori taglie possibili per i "trasformatori", possono essere impiegate quasi tutte le tecnologie per la produzione di energia, ovviamente in dipendenza dalla materia prima disponibile (ad esempio impianti ad oli vegetali per imprese olivicole o impianti a biogas per imprese agroalimentari).
	«Trasformatori» di materia prima agroforestale	- Caldaie a biomasse - Impianti ORC - Impianti a biogas - Impianti di gassific./pirolisi - Impianti a oli vegetali - Centrali a combustione da biomasse agroforestali	
	Produttori di energia	- Caldaie a biomasse - Impianti a biogas - Impianti di gassific./pirolisi - Impianti a oli vegetali - Centrali a combustione da biomasse agroforestali - Impianti per il recupero energetico da RSU	Per questo tipo di operatori non vi sono limiti di fabbisogno e quindi è sostanzialmente possibile l'adozione di qualsiasi tecnologia che possa garantire, con una taglia adeguata, la produzione di energia elettrica. Da sottolineare la possibilità di impiegare le biomasse per la produzione di calore da affidare ad una rete di teleriscaldamento locale (scelta particolarmente valutabile per le imprese municipalizzate o ex municipalizzate afferenti ad un'area urbana).

4.2.2 Il rendimento economico

Tecnologia	TIR	PayBack Period	Note
Impianti a biogas	0% ÷ 6%	> 3 anni	I parametri economici sono anche in questo caso molto influenzati dalla disponibilità di biomassa da dedicare all'alimentazione dell'impianto e la tecnologia permette di modulare la taglia seguendo questo parametro. I rendimenti economici dipendono dalla tipologia di biomassa utilizzata e nello specifico da un eventuale uso alternativo della stessa che ovviamente innalza il costo di approvvigionamento.

4.2.3 Complessità organizzativa & siting

Questa dimensione considera la **difficoltà nella richiesta delle necessarie autorizzazioni** per la realizzazione dell'impianto e la resistenza delle comunità locali.

Per quanto riguarda il primo aspetto vengono considerati:

- il numero di enti coinvolti per la richiesta e la durata media per l'ottenimento delle autorizzazioni a costruire l'impianto;

- la “granularità” della normativa, ovvero la presenza o meno di regole/limitazioni per le installazioni a livello regionale, ovvero provinciale o addirittura comunale (come avviene ad esempio per gli impianti a biogas).

Per quanto riguarda il **siting** invece si considerano le difficoltà – considerate proporzionali alla dimensione dell’impianto e alle caratteristiche della materia prima di input (ad esempio risultano empiricamente più rilevanti per impianti di recupero energetico da RSU o grandi impianti a biomassa agroforestale rispetto a impianti a biogas di tipo agricolo) – di accettazione dell’investimento da parte delle comunità locali dell’area dove avviene l’insediamento.

L’impatto di questa dimensione sulla convenienza complessiva dell’investimento può essere anche estremamente significativo (fino a bloccare la realizzazione di impianti economicamente sostenibili).

4.2.4 Disponibilità della biomassa di input

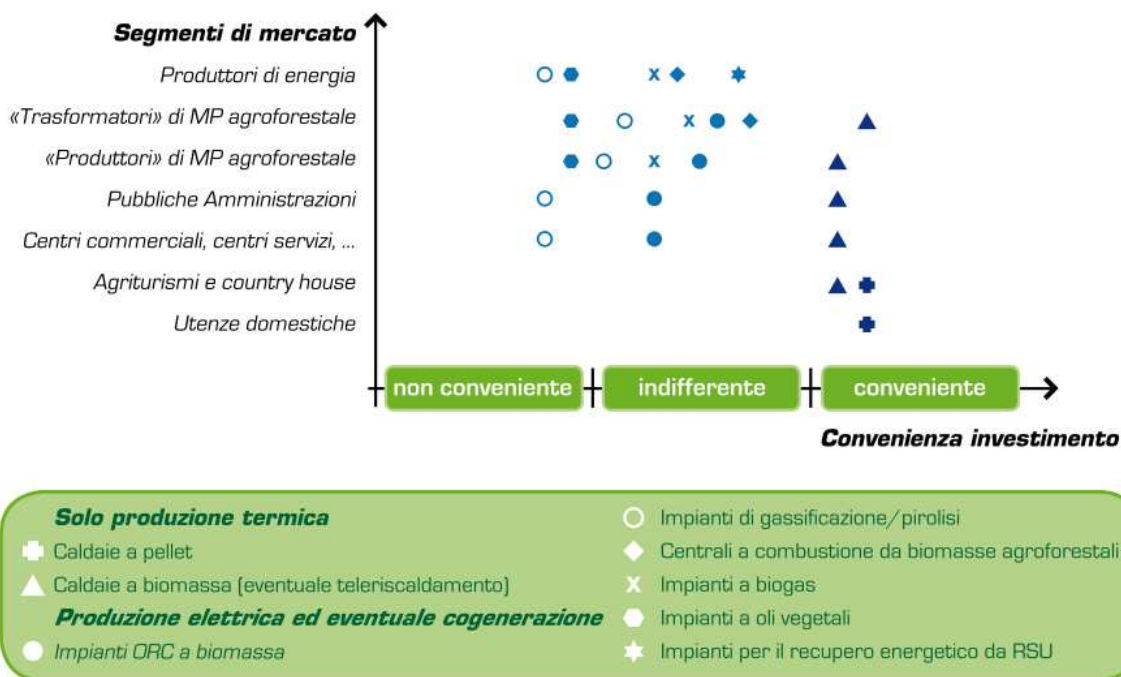
Questa dimensione considera la distanza relativa (ovviamente mediata sulle caratteristiche del segmento di mercato via via considerato) fra il luogo di installazione e il luogo di provenienza della biomassa.

In buona sostanza si assume tanto più conveniente un investimento in tecnologia che possa sfruttare la biomassa già a disposizione presso l’utente, piuttosto che uno ove la difficoltà di approvvigionamento comporti degli extra-costi logistici e/o un aumento del rischio di continuità della produzione.

Va sottolineato come in alcuni casi – ad esempio per le utenze domestiche, se si assume la prospettiva dei segmenti di mercato, o per le tecnologie di valorizzazione energetica degli oli vegetali, se si assume la prospettiva delle soluzioni tecnologiche – non esista nella pratica una vera alternativa all’approvvigionamento “da lontano”, mentre in altri casi, come per esempio gli impianti a biogas nei produttori di materia prima, può essere indifferentemente scelto il mix appropriato di biomassa “locale”.

4.2.5 Il quadro generale

Il grafico seguente evidenzia come la tecnologia di produzione di energia da **biogas** si manifesti una **convenienza in crescita con la disponibilità di materia prima disponibile**: sostanzialmente la convenienza di costruire un impianto a biogas cresce proporzionalmente con la possibilità del soggetto investitore di ridurre i costi per l’approvvigionamento di materia prima (tendenti a zero se è in grado di produrla autonomamente con la propria attività).



Oltre a queste considerazioni di carattere puramente tecnico/economico bisogna necessariamente considerare anche la **complessità organizzativa e il siting**; tante volte sono infatti proprio questi i fattori che ostacolano maggiormente la realizzazione di un impianto, con alcuni paradossi:

- la complessità autorizzativa “sfavorisce” i clienti industriali, che invece beneficiano della disponibilità di biomassa;
- la presenza di biomassa è invece il fattore “negativo” per il segmento di mercato della pubblica amministrazione.

L'impiego delle biomasse per la generazione di calore è già di per sé un investimento conveniente.

L'impiego delle biomasse per la produzione di energia elettrica è invece ormai prossimo alla convenienza, ma solo per quegli operatori che possono disporre della materia prima e con impianti le cui taglie siano effettivamente commisurate alla disponibilità di input e non all'obiettivo di massimizzare la produzione di energia. Visto in positivo ciò significa che le biomasse possono rappresentare non solo un motore per la generazione distribuita ma anche un mezzo di valorizzazione economica degli scarti/sottoprodotti produttivi.

4.3 L'impatto dei sistemi di incentivazione

In presenza di una situazione quale quella descritta nel paragrafo precedente ci si attenderebbe, almeno dal punto di vista teorico, un sistema di incentivazione disegnato per favorire, ovvero “spostare” dall’area di indifferenza all’area di “convenienza”, la migliore soluzione tecnologica per

ogni tipologia di investitore e/o che, sempre in linea generale, valorizzi primariamente gli impieghi della biomassa più facilmente reperibile su base territoriale.

Il **sistema di incentivazione precedente** (che rimarrà in vigore fino al 31 dicembre 2012), ovvero per la produzione elettrica, la tariffa onnicomprensiva ex Legge 99/09 ed i Certificati Verdi ex Legge 244/07, e per la produzione termica, la detrazione fiscale del 55% ed i Certificati Bianchi, ha di certo poco della “specificità” appena richiamata.

In sostanza il suo impatto principale si è risolto nella generica “traslazione” verso la zona a maggiore convenienza delle tecnologie più vicine alla soglia. L’effetto, come dimostrato dai dati di mercato, non è stato tuttavia quello sperato, se si eccettua il “balzo” registrato dal biogas, soprattutto in quei casi (la maggior parte a dire il vero) dove l’approvvigionamento della biomassa non rappresentava un problema.

Lo scorso **6 luglio 2012** è arrivata l’ufficializzazione da parte dei Ministeri competenti (Sviluppo Economico e Ambiente) che hanno confermato la firma ai due decreti ministeriali che definiscono i **nuovi incentivi** per l’energia fotovoltaica (V Conto Energia) e per le rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, biogas). I nuovi regimi sono stati realizzati al fine di equilibrare la ripartizione degli incentivi consentendo il raggiungimento e il superamento degli obiettivi europei attraverso una crescita virtuosa, che non abbia grosse ricadute sull’economia italiana e riduca il loro impatto sulle bollette di cittadini e imprese.

Per quanto riguarda quindi gli impianti a **biogas**, il riferimento al quale si fa oggi riferimento per quanto riguarda le incentivazioni è il **D.M. 6 luglio 2012**. Il nuovo sistema di incentivazione è entrato in vigore l’**1 gennaio 2013** ed è stato previsto un periodo transitorio di 4 mesi. A tal proposito si riportano le dichiarazioni dei Ministri *Catania* (Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali), *Clini* (Ministro dell’Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare) e *Passera* (Ministro dello Sviluppo Economico e delle Infrastrutture e Trasporti): *"Con i due decreti viene introdotto un sistema di incentivi moderno, sostenibile ed equo. L’energia rinnovabile è un pilastro fondamentale della nostra strategia, ed è per questo essenziale supportarla in modo efficace, favorendo le fonti che possono sviluppare una filiera produttiva nazionale, senza generare dannose competizioni con la produzione alimentare. Allo stesso tempo, con questi decreti si pone un freno alla crescita dei costi energetici per i cittadini e le imprese. La sostenibilità economica e ambientale sono i due cardini della strategia energetica del Paese"*.

Il nuovo decreto stabilisce le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti, alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, aventi **potenza non inferiore a 1 kW** e che entrano in esercizio in data successiva al **31 dicembre 2012**. Come per il fotovoltaico, il sistema incentivante delle fonti elettriche rinnovabili contiene un tetto massimo che non si può superare. Tale tetto è di **5,8 miliardi di euro annui** e a tal fine il GSE aggiorna e pubblica mensilmente il costo indicativo cumulato degli incentivi alle fonti rinnovabili.

Si vedrà comunque la normativa in maniera più dettagliata nel *Capitolo 8*.

4.4 Le biomasse

La produzione di energia da biomasse, o *bioenergia*, comprende processi che sfruttano una grande varietà di materiali di natura estremamente eterogenea.

Che cos'è la biomassa?

Secondo il *Decreto Legislativo del 3 marzo 2011 n.28* biomassa è: “ la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.”

Questa definizione include una grande varietà di prodotti vergini e di residui a matrice organica, che possono provenire dal *comparto agricolo* (coltivazioni dedicate, residui colturali), dal *comparto agroforestale* (scarti della manutenzione boschiva), dal *comparto zootecnico* (effluenti e scarti animali) dal *comparto industriale* (scarti dell'industria del legno, della carta, dell'agroalimentare, ecc.) o da quello della *gestione dei rifiuti urbani* (residui della manutenzione del verde pubblico, frazione umida RSU).

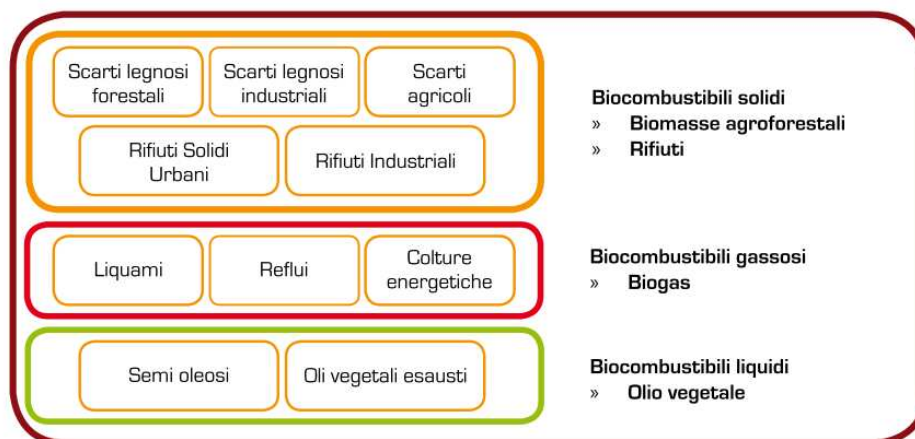
In sintesi la definizione “ufficiale” di biomassa comprende qualsiasi sostanza di matrice organica, vegetale o animale, destinata a scopi energetici o alla produzione di ammendante agricolo.

L'appartenenza delle biomasse al novero delle fonti di energia “rinnovabile” è coerente con il fatto che, da un lato, le materie prime di origine vegetale rappresentano degli “accumuli” alternativi di energia solare (quella immagazzinata nella crescita per effetto della fotosintesi clorofilliana), dall'altro lato, il recupero degli “scarti” e la loro trasformazione in fonte di energia rappresenta evidentemente un modo per inserire una componente positiva al bilancio energetico complessivo.

La biomassa può essere direttamente impiegata nella produzione di energia (elettrica e/o termica) o essere convertita in biocombustibili liquidi (bioliquidi) o gassosi (biogas). In ragione di tale caratteristica, si è soliti suddividere il mondo delle **bioenergie** in tre filiere principali:

- **Biomasse solide**
- **Biogas**
- **Bioliquidi**

Produzione di energia elettrica e/o termica



In **prima battuta** la classificazione prende in considerazione la “*natura*” delle materie prime utilizzate: i rifiuti solidi urbani e industriali; gli scarti legnosi, che possono essere sia di origine forestale che provenire dai processi dell’industria del legno; gli scarti agricoli, ovvero i residui delle coltivazioni; i liquami, provenienti dalla zootecnia oppure i reflui di natura civile o industriale; gli oli esausti, ossia i resti dell’impiego degli oli alimentari per la cottura; le colture ad hoc (amidacee, zuccherine, ligno-cellulosiche, cerealicole, oleose) che hanno i medesimi impieghi delle precedenti ma vi si differenziano in quanto sono appositamente “prodotte” per entrare nella filiera delle biomasse.

In **seconda battuta** si prende in considerazione lo “*stato*” della biomassa in input al processo di generazione di energia e quindi dopo l’iniziale processo di trasformazione della materia prima. In questa prospettiva si identificano tre categorie di biomasse: (i) le **biomasse solide**, di origine vegetale o provenienti dai rifiuti (la cosiddetta “frazione secca”); (ii) le **biomasse gassose**, originate dalla trasformazione dei liquami o dalla digestione di colture ad hoc; (iii) le **biomasse liquide**, ovvero gli oli o il risultato della “spremitura” delle colture oleaginose.

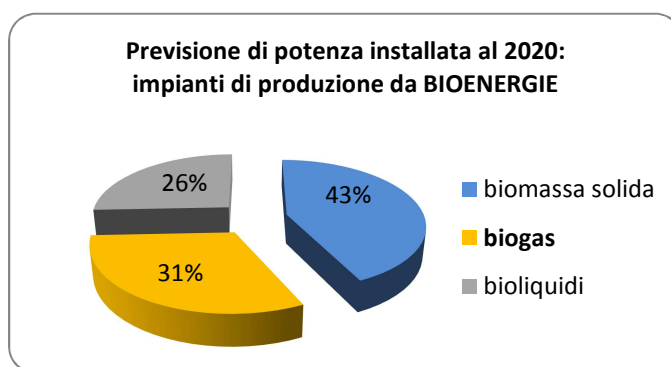
Se la combustione delle biomasse solide costituisce da sempre il processo più noto e diffuso sul territorio per la produzione di bioenergia, sono i settori del **biogas** e dei bioliquidi quelli che negli ultimi anni hanno dato il maggior impulso all’incremento della diffusione di questa fonte rinnovabile. Nel campo del biogas in particolare, accanto ad una modesta crescita dello sfruttamento delle discariche, che fino a pochi anni fa costituivano la fonte primaria di biogas, si sta registrando un vero e proprio sviluppo della **digestione anaerobica** di biomasse di origine agricola e zootecnica, grazie al crescente interesse dell’imprenditoria agricola verso le “agro-energie” spinto dal sistema di incentivazione introdotto dalla Finanziaria 2008 come integrato e modificato dalla cosiddetta legge sviluppo 2009 (Legge n.99/09).

Se il settore del biogas agricolo sta registrando un significativo sviluppo, ben più netta è la crescita della produzione di energia da oli vegetali, fenomeno che ha registrato una crescita delle installazioni, nell’arco di pochi anni, secondo un tasso superiore al 2000%. Anche le altre forme di produzione di bioenergia hanno proseguito, se pur con trend ben più modesti, la loro progressiva crescita,

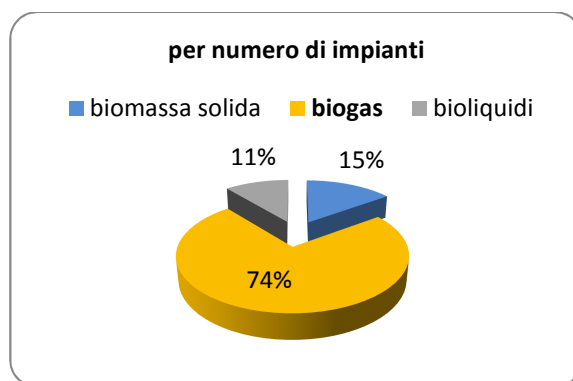
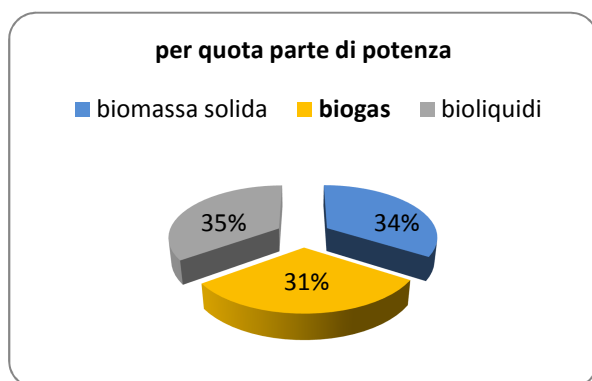
dimostrando la vitalità di un settore che non ha vissuto le flessioni che hanno colpito molti altri comparti industriali. Ciononostante sono ancora molti gli ostacoli che si dovranno superare per imprimere la necessaria accelerata allo sviluppo di questa fonte in vista degli obiettivi in materia di fonti attesi per il nostro Paese al 2020.

Secondo il Piano d’Azione Nazionale italiano (documento contenente i target e le traiettorie di sviluppo delle fonti rinnovabili previsto dalla Direttiva 2009/20/CE per tutti gli Stati Membri; il PAN italiano è stato presentato a luglio 2010) la potenza installata degli impianti di produzione di bioenergia al 2020 dovrà essere almeno pari a 3.820 MW, di cui 1.640MW da biomassa solida, 1.200 MW da biogas e 980 MW da bioliquidi.

Biomassa solida	1.640 MW
Biogas	1.200 MW
Bioliquidi	980 MW
Totale	3.820 MW



Si vede ora approssimativamente la composizione degli impianti a biomasse in Italia ad oggi:



Il numero di impianti a biogas tende a prevalere rispetto alle altre tipologie perché tipicamente vengono realizzati con taglie più piccole rispetto agli altri.

Grazie alla disponibilità della fonte, se pur in forme diverse, lungo tutto il territorio nazionale, e alla capacità di trasporto e stoccaggio della stessa (caratteristica peculiare della biomassa, che la distingue dalle altre fonti rinnovabili), gli impianti di produzione di bioenergia risultano uniformemente distribuiti su tutta la penisola italiana, se pur con una certa prevalenza nelle regioni Lombardia, Emilia Romagna, Piemonte e Puglia.

4.5 Il mercato delle biomasse in Italia

Si dà ora una breve sintesi su quelli che sono i “numeri” dei diversi mercati delle biomasse in Italia, considerando quello che ci interessa per questo studio, ossia il settore del biogas.

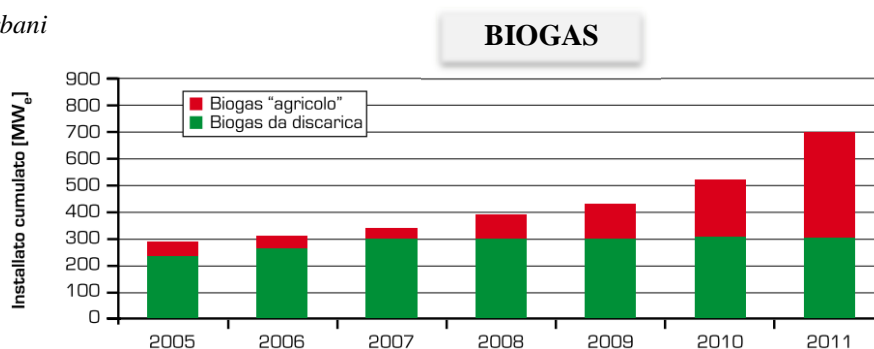
In generale i mercati delle biomasse sono suddivisi secondo le seguenti categorie:

- *Biocombustibili solidi:*
 - caldaie a pellet
 - impianti di teleriscaldamento
 - biomasse agroforestali

- *Rifiuti solidi urbani*

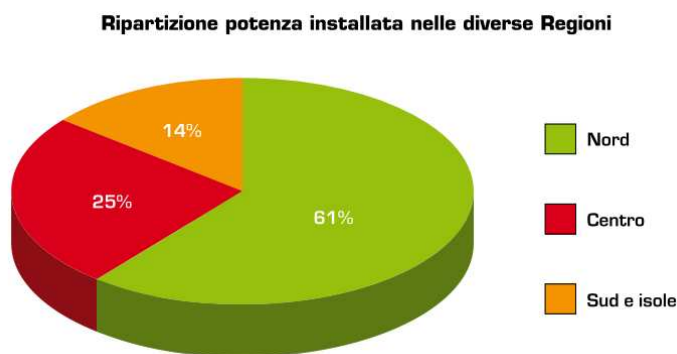
- *Biogas*

- *Oli vegetali*



Il mercato del biogas «agricolo» si è mostrato molto dinamico negli ultimi anni e ha confermato questa tendenza nel 2011 con nuove installazioni per oltre 200 MWe, con un mercato che è raddoppiato rispetto a quello dell'anno precedente.

Le Regioni con la maggior potenza installata sono quelle del Nord: Lombardia, Piemonte e **Veneto** vista la maggiore disponibilità di materia prima. Sostanzialmente ferma, anche per la moratoria alla realizzazione di nuove discariche, la componente di biogas da rifiuti rispetto alla quale ormai da oltre 4 anni non vi sono installazioni di rilievo da segnalare.



4.6 La tecnologia per la produzione di bioenergia

Per esaminare le tecnologie di produzione di energia da biomasse si considerano le seguenti assunzioni principali:

Rendimento termico	Rendimento medio delle soluzioni disponibili sul mercato, rilevato attraverso analisi della documentazione tecnica.
Rendimento elettrico	Rendimento medio dei prodotti disponibili sul mercato, rilevato attraverso analisi della documentazione tecnica.
Costo di investimento	Costo medio chiavi in mano dei prodotti disponibili sul mercato, rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore.
Costo di gestione	Costo medio annuo rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore.
Costo di approvvigionamento della materia prima	Costo medio annuo rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore*.
LEC – Levelized Energy Cost	Calcolato come $LEC = \frac{(crf * c_{inv}) + c_{O\&M}}{E_{net}}$; crf = fattore di ammortamento; c_{inv} = capitale investito; $C_{O\&M}$ = costi annui gestione; E_{net} = energia prodotta annua.
* In alcuni casi gli impianti sono alimentati con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno questa voce di costo.	

La vita utile si assume per tutte le tecnologie pari a **25 anni**.

• Impianto per la produzione di energia da biogas

In sintesi, un impianto per la produzione di energia da biogas (di origine agricola, zootecnica o agroindustriale) si compone di:

- il sistema di stoccaggio delle biomasse ed eventuali vasche per idrolisi delle biomasse;
- le apparecchiature di trasferimento ai digestori del substrato;
- i digestori e i gasometri, dove nei primi avviene la produzione di biogas attraverso il processo di digestione, mentre nei secondi lo stoccaggio del biogas prima della combustione;
- le tubazioni di convogliamento, pompaggio, condizionamento e trattamento del gas;
- i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore) e il sistema di trattamento dei fumi.

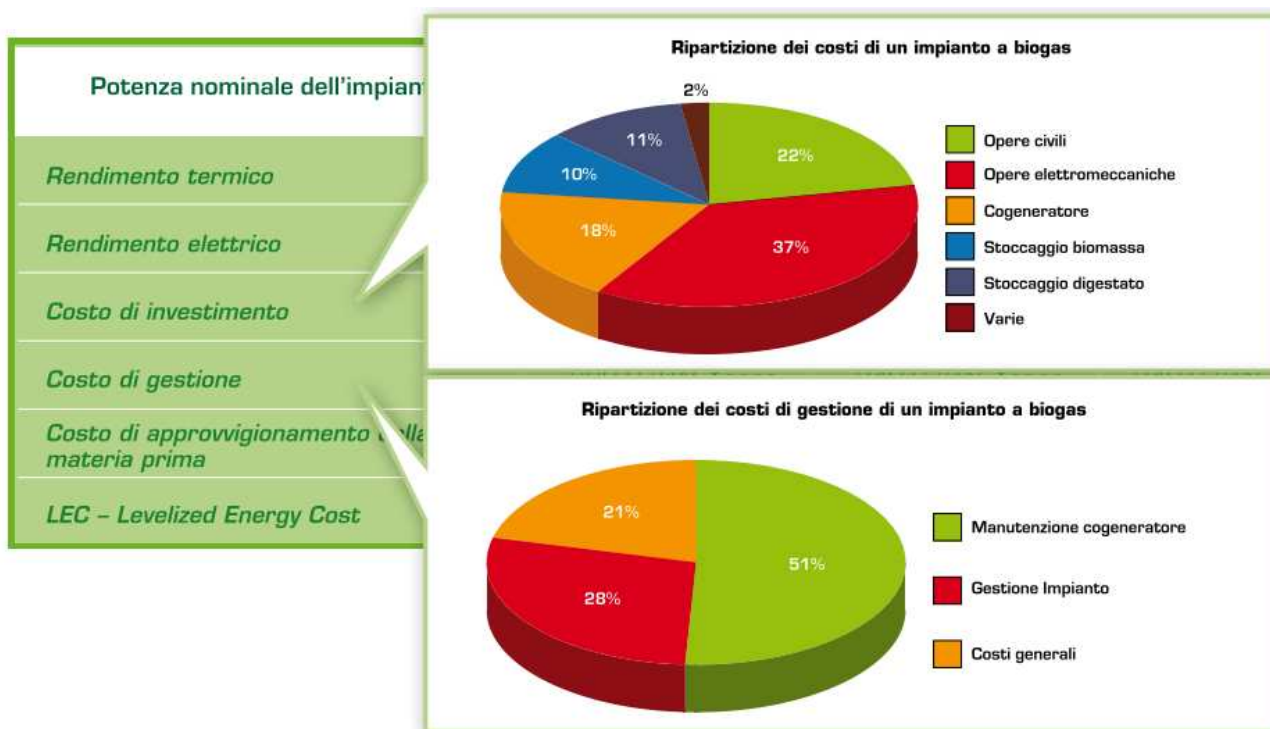
Un impianto di questo genere permette la produzione combinata di energia elettrica e termica. La taglia dei motori utilizzati in questi impianti tipicamente varia da 100 kW_e a 1 MW_e.

Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti a biogas, per due taglie abbastanza comuni:

Potenza nominale dell'impianto	250 kW _e	999 kW _e	999 kW _e – no approvvigionamento ^a
Rendimento termico	40-45%	45-50%	45-50%
Rendimento elettrico	28-42%	35-45%	35-45%
Costo di investimento	4.500 €/kW _e	3.000 €/kW _e	3.000 €/kW _e
Costo di gestione	380 €/kW _e *anno	340 €/kW _e *anno	340 €/kW _e *anno
Costo di approvvigionamento della materia prima	600 €/kW _e *anno ^b	600 €/kW _e *anno ^b	0 €/kW _e *anno
LEC – Levelized Energy Cost	0,175 €/kWh _e	0,153 €/kWh _e	0,078 €/kWh _e

^a In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

^b Tutta la biomassa necessaria per il funzionamento dell'impianto è approvvigionata dall'esterno, in questo caso sono state considerate colture energetiche.



Le tecnologie per la produzione di energia da biogas hanno un *costo di investimento specifico* che è sensibilmente influenzato dalla taglia dell'impianto. Risulta poi evidente come il *costo dell'approvvigionamento della biomassa* sia una componente fondamentale nel costo totale di generazione. Realizzando *sistemi di approvvigionamento della materia prima a "costo zero"*, le tecnologie per la produzione di energia da biomassa si avvicinano ad essere *competitive anche senza*

incentivazione. Questa componente di costo influenza dunque in maniera preponderante la convenienza o meno dell'investimento per il soggetto intenzionato a realizzare l'impianto.

4.7 I segmenti di mercato

Si vuole ora dare una panoramica generale e sintetica su quelli che sono i diversi segmenti di mercato, ovvero le tipologie di clienti che possono adottare tali tecnologie per soddisfare il loro fabbisogno energetico.

Si sono individuati 4 macro-segimenti, ove necessario ulteriormente dettagliati:



Per ciascuno di questi si vuole fornire:

- un breve "profilo energetico", con riferimento al fabbisogno che può essere coperto dall'impiego delle biomasse;
- una stima della dimensione nel nostro Paese.

CLIENTI DOMESTICI

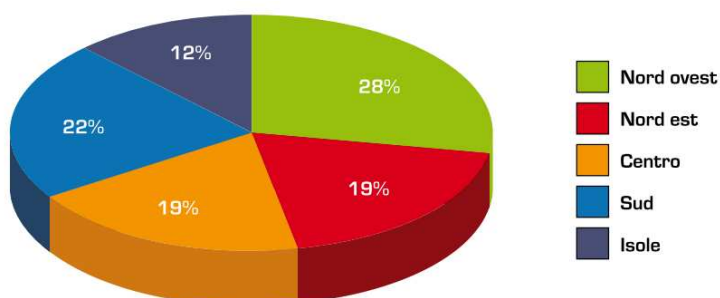
Il fabbisogno energetico che può essere coperto dall'impiego delle biomasse per questo segmento di mercato fa principalmente riferimento al consumo medio termico per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria, ovvero da un minimo di 100 kWh_{th}/m²/anno per una utenza domestica media nel Sud Italia a un massimo di 150 kWh_{th}/m²/anno per una al Nord.

L'orizzonte di riferimento lungo cui questi clienti valutano l'investimento in tecnologie per la produzione di energia da biomassa è tipicamente di lungo periodo e non risente in maniera significativa di variazioni della redditività.

Questi utenti sono tuttavia particolarmente sensibili alla "invasività" della soluzione tecnologica adottata, tenendo conto sia dei ridotti spazi usualmente a disposizione sia del grado di indipendenza del singolo utente (è ad esempio comune per le utenze domestiche nelle città che il fabbisogno termico sia soddisfatto da centrali termiche condominiali).

Dal punto di vista della diffusione, le abitazioni residenziali nel nostro Paese sono oltre 32 milioni,

ripartite come in figura:



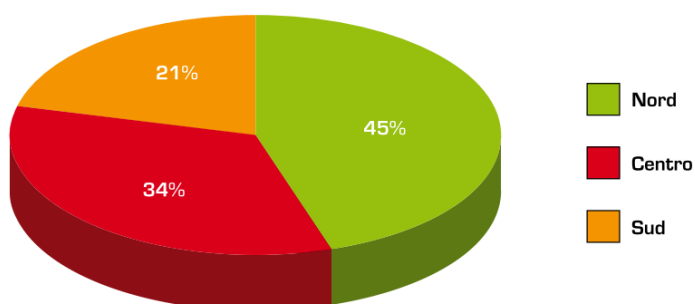
Meno dell'1% di queste (soprattutto al Sud e in generale nelle zone rurali) è tuttavia autonomo dal punto di vista del soddisfacimento del fabbisogno termico, mentre la maggior parte delle utenze domestiche del Nord Italia, ovvero quelle con una più

elevata richiesta di energia per il riscaldamento, è concentrata in ambiti altamente urbanizzati.

CLIENTI NON RESIDENZIALI

- AGRITURISMI E COUNTRY HOUSE**

Il fabbisogno energetico che può essere coperto dalle biomasse è sia quello termico (in analogia a quanto visto per gli utenti domestici) sia quello elettrico.



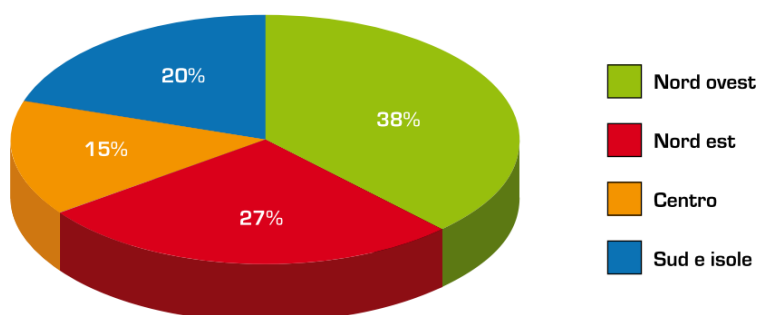
In questo caso, infatti, la disponibilità diretta o comunque la vicinanza alla materia prima agroforestale da poter impiegare rappresenta un fattore distintivo, mentre vengono meno i vincoli di spazio e di libertà di azione che si sono discussi con riferimento alle utenze residenziali.

Se si considera la dimensione media di un agriturismo o country house in Italia si può stimare il relativo fabbisogno termico in circa $165 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2/\text{anno}$ e quello elettrico in $140 \text{ kWh}_e/\text{m}^2/\text{anno}$.

Gli agriturismi e country house in Italia sono oltre 20.000, distribuiti dal punto di vista geografico come in figura.

- CENTRI COMMERCIALI, CENTRI SPORTIVI E CENTRI SERVIZI**

Anche per questo tipo di clienti l'impiego delle biomasse per la produzione di energia può essere



funzionale alla copertura sia del fabbisogno termico (in media $240 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2/\text{anno}$) che del fabbisogno elettrico (in media $260 \text{ kWh}_e/\text{m}^2/\text{anno}$).

Pur non sussistendo nella maggior parte dei casi vincoli di spazio o di dipendenza decisionale, per questo

tipo di clienti l'approvvigionamento della biomassa non può che avvenire attraverso l'attivazione di un processo di fornitura ad hoc.

L'attivazione di un processo di fornitura della biomassa vantaggioso influenza anche la scelta della dimensione dell'impianto da realizzare. A seconda della biomassa viene deciso il tipo di energia da produrre (elettrica e/o termica) e la taglia dell'impianto.

Se si considerano i soli Centri commerciali è possibile identificare in oltre 2.000 in Italia gli edifici appartenenti a questo segmento di mercato con una dimensione media superiore ai 5.000 m² (vedi figura).

• **PUBBLICA AMMINISTRAZIONE**

Gli edifici della Pubblica Amministrazione, in particolare gli Uffici Pubblici, le Scuole e gli Ospedali, possono impiegare le biomasse per soddisfare sia il proprio fabbisogno termico che quello elettrico.

In media Scuole e Uffici consumano, per una superficie media di 3.000 m², 110 kWh_e/m²/anno e 105 kWh_{th}/m²/anno, mentre più elevato, anche con riferimento ad una superficie media di 5.000 m², è il fabbisogno degli Ospedali in Italia (120 kWh_e/m²/anno e 180 kWh_{th}/m²/anno).

Il dimensionamento di questi impianti avviene in funzione della disponibilità di biomassa di cui le imprese dispongono o di cui è possibile approvvigionarsi attivando filiere sostenibili ed economicamente vantaggiose.

La variabile economica è estremamente importante nella scelta dell'investimento, mentre l'aspetto procedurale se da un lato è snellito dalla "facilità" di ottenimento delle autorizzazioni e dalla possibilità di intervenire anche sulle infrastrutture di rete (ad es. per il teleriscaldamento) dall'altro lato è reso più critico dalla necessità di operare la selezione, per interventi di una certa importanza, secondo le modalità dei bandi pubblici.

Gli edifici della Pubblica Amministrazione in Italia rappresentano una parte significativa del patrimonio immobiliare non residenziale. In particolare:

- sono oltre 15.000 gli Uffici Pubblici propriamente detti;
- 55.000 gli edifici di Scuole e Università;
- 1.500 gli Ospedali.

Rispetto al totale degli edifici adibiti ad uffici in Italia quelli pubblici rappresentano circa il 20% del totale. Indicativamente è possibile stimare che il patrimonio immobiliare pubblico è per circa il 20% di proprietà delle Amministrazioni Centrali e per l'80% degli Enti Territoriali.

CLIENTI INDUSTRIALI

• **PRODUTTORI DI MATERIA PRIMA**

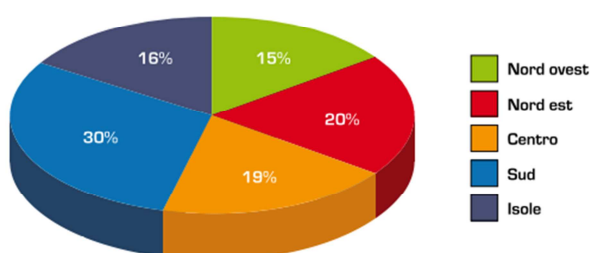
In questo segmento di mercato rientrano le imprese (allevamenti, imprese zootecniche, imprese agricole di produzione, imprese di silvicoltura) che "producono" all'origine la materia prima agroforestale necessaria come input per le tecnologie di produzione energetica da biomassa.

Non avendo a che fare con processi industriali di “trasformazione” il fabbisogno energetico di questi clienti è relativamente limitato e paragonabile a quello di un piccolo complesso residenziale.

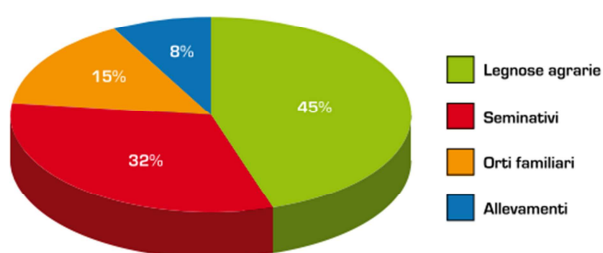
La decisione di investire in bioenergie è legata prettamente ai ritorni economici garantiti dai risparmi sull’approvvigionamento di combustibile per la produzione termica o dai ritorni economici garantiti dalla produzione elettrica e che sono impiegati per sostenere l’attività agricola o di allevamento primaria, tenendo conto della disponibilità della materia prima necessaria.

Le imprese (allevamenti, imprese zootecniche, imprese agricole di produzione, vivai e serre, imprese di silvicoltura) in Italia sono più di 1,6 milioni e interessano una superficie di oltre 2,5 milioni di ettari.

Localizzazione geografica aziende per ettari



Numero di aziende agricole per tipologia



• **TRASFORMATORI DI MATERIA PRIMA**

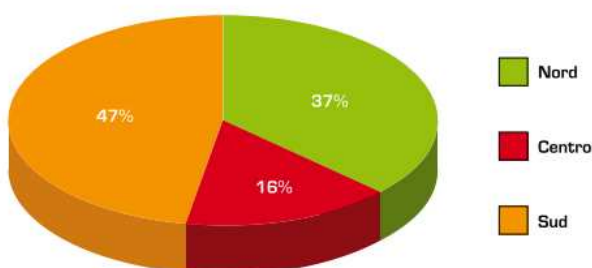
In questo segmento rientrano le imprese di trasformazione delle materia prima agroforestale che possono sfruttare da un lato, analogamente alle imprese produttrici, la disponibilità di materia prima e, dall’altro lato, hanno un maggiore fabbisogno energetico (sia termico che elettrico) legato ai processi industriali di trasformazione.

Esempi di imprese appartenenti a questo segmento sono quelle alimentari, di lavorazione del legno come le segherie, i vivai e le serre, le imprese olivicole e quelle *vitivinicole*, ...

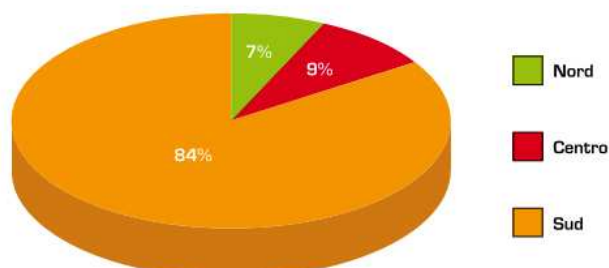
Per queste imprese la produzione di energia termica può essere facilmente utilizzata nei loro processi primari, ad esempio per il riscaldamento delle serre oppure per le attività di essiccazione del legno.

Il numero di imprese e la loro localizzazione geografica sono fortemente influenzati dalla loro tipologia produttiva specifica (imprese alimentari, di lavorazione del legno come le segherie, i vivai e le serre, le imprese olivicole e quelle vitivinicole).

Localizzazione imprese vitivinicole per ettari



Localizzazione imprese olivicole per ettari



Ad esempio se si analizzano le imprese olivicole, in Italia sono presenti oltre 775.000 imprese per una superficie totale di 1.100.000 ha e una superficie media di 1,4 ha.

Le *imprese vitivinicole* sono invece oltre 380.000 per una superficie totale di circa 632.000 ha e una superficie media di 1,6 ha.

In questa categoria rientra quindi la “**Cantina Valpantena**”, azienda oggetto di questo studio.



PRODUTTORI DI ENERGIA

Appartengono a questa tipologia le imprese (fra le quali municipalizzate o ex-municipalizzate) il cui obiettivo primario sia la produzione e vendita di energia elettrica o termica.

L'adozione di tecnologie per la produzione di energia da biomassa rientra in un processo di diversificazione del portafoglio delle fonti energetiche verso le fonti rinnovabili, anche per soddisfare gli obblighi normativi (7,5% della produzione elettrica nel 2012 come indicato nel D.Lgs. 79/1999).

Considerando che per questo tipo di operatori non vi sono vincoli legati al fabbisogno, ma che parimenti la biomassa di input deve essere reperita attraverso un canale di approvvigionamento ad hoc, è solamente la variabile economica – tempo di pay back e TIR dell'investimento – in contrapposizione ad investimenti alternativi in altre fonti rinnovabili a guidare la scelta di una determinata tecnologia.

Sono quasi 3.500 le imprese di produzione di energia elettrica in Italia per una produzione totale di oltre 290 TWh (circa il 60% appannaggio dei primi 5 operatori).

Capitolo 5

LA TECNOLOGIA DEL BIOGAS

5.1 Generalità

Nel campo delle bioenergie, la composizione delle biomasse ha un'influenza fondamentale sulla scelta del **processo di conversione energetica**.

Infatti, nel caso di biomasse ricche di sostanze nutritive azotate (rapporto carbonio/azoto, C/N, minore di 30) e con elevata umidità (superiore al 30% circa) i **processi** di conversione più adatti sono quelli di tipo **biochimico** come la *fermentazione alcolica* (nel quale caso è di fondamentale importanza il contenuto di zuccheri o amidi), la *digestione anaerobica* e la *digestione aerobica*, nei quali le trasformazioni chimiche sono attivate dall'azione di microrganismi originariamente presenti nei vegetali in presenza di opportune condizioni di temperatura, pressione, ecc.

Viceversa, nel caso di biomasse con minori tenori di umidità (inferiori al 30%) ed elevata presenza di composti a base di carbonio (rapporto C/N superiore a 30), i processi di conversione più adatti sono quelli di tipo **termochimico** come la combustione, la gassificazione e la pirolisi, nei quali le trasformazioni chimiche avvengono in presenza di elevati valori di temperatura, con significativi scambi termici.

Nel caso poi di specie vegetali o residui ricchi di oli (che nel caso dei semi più largamente utilizzati è dell'ordine del 35-50%), si impiegano processi di conversione **chimico-fisico** finalizzati all'estrazione di oli vegetali grezzi e poi, eventualmente, alla loro trasformazione chimica mediante esterificazione in biodiesel. Appartengono alla medesima categoria anche i processi di macinazione, agglomerazione e compattazione (produzione di pellet e bricchette) cui vengono sottoposte le biomasse solide al fine di facilitarne il trasporto, lo stoccaggio e l'impiego.

<i>Tipologia del processo</i>	<i>Carbonio/Azoto C/N</i>	<i>Umidità</i>	<i>Processo di conversione</i>	<i>Prodotto principale</i>
Biochimico	< 30	> 30	- Fermentazione - Digestione anaerobica - Digestione aerobica	- Bioetanolo - Biogas - Energia termica
Termochimico	> 30	< 30	- Combustione - Gassificazione - Pirolisi	- Energia termica - Gas di sintesi - Gas di pirolisi, olio
Fisico - chimico	-	-	- Estrazione di oli - Transesterificazione - Compattazione	- Oli vegetale - Biodiesel - Pellet

Un'importante filiera di conversione energetica è quindi quella di tipo *biochimico*, nella quale, attraverso un processo di *digestione anaerobica* (alimentato da reflui zootecnici, residui agroindustriali, frazione umida di RSU, ecc.) si arriva a produrre il *biogas*, utilizzato direttamente per la produzione di energia elettrica e termica, oppure, dopo un processo di purificazione (upgrading), come vero e proprio gas naturale da immettere nella rete del gas o come carburante per autotrazione.

5.2 Caratteristiche

Un impianto a biogas ha lo scopo di produrre, tramite la fermentazione di biomasse, biogas che viene utilizzato per produrre energia elettrica e termica.

La *digestione anaerobica* (che è il cuore del processo di trasformazione) è un processo biologico complesso grazie al quale una speciale flora microbica trasforma, in assenza d'ossigeno, la sostanza organica in biogas, costituito principalmente da metano e anidride carbonica.

I *processi anaerobici controllati* possono essere suddivisi secondo i seguenti criteri:

- **regime termico:**
 - *PSICROFILIA* (attorno ai 20 °C) - (poco utilizzata industrialmente)
 - *MESOFILIA* (35 ÷ 42 °C)
 - *TERMOFILIA* (50 °C e oltre)

- **contenuto di solidi nel reattore:**
 - *PROCESSO UMIDO* (5 ÷ 8% di sostanza secca nel reattore, comunque < 10%)
 - *PROCESSO SEMI SECCO* (8 ÷ 20% di sostanza secca nel reattore)
 - *PROCESSO SECCO* (oltre il 20% di sostanza secca nel reattore)

- **fasi biologiche:**
 - *UNICA*: l'intera catena microbica è mantenuta in un singolo reattore
 - *SEPARATE*: le fasi idrolitiche fermentative sono separate da quella metanogenica

La percentuale di **metano** nel biogas varia da un minimo del 50% a un massimo dell' 80% circa, a seconda del tipo di sostanza organica utilizzata e delle condizioni di processo. In genere le materie prime utilizzabili per la produzione di biogas sono i reflui e residui zootecnici e la biomassa vegetale a basso contenuto di lignina.

Materiali trattabili:

- *deiezioni animali* (suini, bovini, avicunicoli, avicoli);
- *colture energetiche* (mais, loietto ecc...);

- *residui colturali* (paglia, colletti barbabietole, ecc...);
- *scarti organici agroindustria* (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc...);
- *scarti organici di macellazione* (grassi, contenuto stomacale e intestinale, sangue, fanghi di flottazione);
- *fanghi di depurazione*;
- *frazione umida rifiuti solidi urbani*.

Il Digestato

Il digestato è il sottoprodotto della digestione anaerobica e, in relazione alla qualità del materiale sottoposto a digestione, può rappresentare un fertilizzante eccellente e ricco di nutrienti.

5.3 Principio di funzionamento generale

Si vuole ora dare, attraverso una descrizione semplice ed accompagnata da qualche immagine illustrativa, una facile spiegazione di come funziona un impianto a biogas nel suo complesso, in modo da avere un quadro generale sulla complessità e la composizione di un generico sistema di produzione di energia da biogas. Si tratta ovviamente di una descrizione del tutto generale; ogni impianto può avere poi delle proprie caratteristiche che lo differenziano dagli altri, senza però uscire dallo schema di funzionamento comune a tutti gli impianti di questo tipo.

Il biogas ottenuto con processi naturali da risorse rinnovabili e residui organici delle attività agricole, costituisce l'unico tipo di energia elettrica generata secondo criteri di rinnovabilità che viene prodotta su larga scala in modo costantemente immagazzinabile e modulabile.

Oltre alla produzione di energia elettrica e calore, il post-trattamento del biogas garantisce la possibilità di immissione del biogas trattato nella rete del gas metano naturale.

A prescindere dal luogo in cui viene realizzato l'impianto e dal tipo di matrice in ingresso (tipo di biomassa di alimentazione), il principio di funzionamento base è il medesimo ed è relativamente semplice.

La materia prima è, come già detto, costituita da risorse rinnovabili derivanti dall'agricoltura, da deiezioni animali e da residui dell'industria agroalimentare. Come sostanza di partenza, che funge da integrazione, può venire anche tipicamente utilizzato insilato di mais.

Il mais viene trasferito all'impianto attraverso la fossa di carico con l'ausilio di una pala caricatrice su ruote (*Figura*



Figura 1

1). La fossa è progettata in modo tale da garantire un'autonomia di circa due giorni (dipende poi

ovviamente dalle dimensioni e dalla taglia dell'impianto). La fossa è dotata di un sistema mobile a pistoni idraulici che trasporta l'insilato di mais su un fondo a gradini mobili. Le coclee di alimentazione collegate trasportano quindi le biomasse nel **serbatoio di premiscelazione**.



Figura 2

Tramite altre tecnologie di caricamento, come ad esempio un carro miscelatore verticale, è possibile inoltre convogliare al sistema di pre miscelazione altri sottoprodotti delle attività agricole o industriali. Oltre alle biomasse solide possono essere utilizzate anche sostanze liquide, come ad esempio il liquame zootecnico, che viene trasferito con una pompa nell'apposito serbatoio di raccolta e lì conservato fino al suo impiego (*Figura 2*). Se in un impianto a biogas sono utilizzati anche sottoprodotti industriali, provenienti per esempio dall'industria alimentare, essi devono essere preventivamente igienizzati. A questo scopo il materiale viene sottoposto per circa un'ora ad un processo di riscaldamento ad una temperatura superiore a 70°C che abbatte la carica batterica. In questo processo sono utilizzati scambiatori di calore a tubo concentrico (*Figura 3*).



Figura 3



Figura 4

L'acqua calda necessaria viene fornita dall'impianto di cogenerazione. Una **pompa per substrato** convoglia nel serbatoio di premiscelazione la frazione di liquido necessaria (*Figura 4*). A questa si aggiunge l'insilato di mais trasportato mediante una coclea. Tramite le diverse tecniche di trasporto è inoltre possibile aggiungere diversi tipi di sottoprodotti. Celle di carico poste alla base del serbatoio di premiscelazione pesano con precisione le quantità di biomasse alimentate. Il risultato è una miscela di substrato ben equilibrata e di qualità costante.

Le biomasse, all'interno del premiscelatore, vengono mescolate mediante un agitatore fino ad ottenere una miscela di partenza omogenea. Questo processo si ripete tipicamente ogni ora.

Al termine del processo di premiscelazione il substrato viene pompato nel **digestore** (o *fermentatore*) attraverso una pompa tritratrice (*Figura 5*), che ha lo scopo di evitare che nel digestore arrivino corpi estranei ed inerti, e soprattutto di tritare finemente la biomassa.



Figura 5

Nel digestore avviene il processo biochimico chiave di un impianto a biogas: la **digestione anaerobica** (fermentazione in assenza di ossigeno). I batteri metabolizzano la sostanza organica: viene così prodotto il **biogas**.

Il tempo di detenzione della biomassa nel digestore è di circa $60 \div 70$ giorni. All'interno del fermentatore il processo avviene tipicamente in ambiente mesofilo ad una temperatura di $35 \div 40$ °C.

Il vantaggio di questo processo rispetto ad altri sta nel ridotto consumo energetico e nell'elevata efficienza.

Al fermentatore è implementata una colonna di ricircolo; il ricircolo arriva in questa colonna per sfioramento. Da qui esso viene pompato nel serbatoio di premiscelazione per rientrare poi nel processo di fermentazione (*Figura 6*).

Grazie a questa tecnica è possibile ridurre il fabbisogno di biomasse liquide altrimenti necessarie per il raggiungimento della composizione ideale della biomassa in fermentazione.

Il **sistema di riscaldamento interno**, in tubi di acciaio inossidabile, provvede a mantenere una



Figura 7

temperatura costante nel fermentatore. Gli **agitatori a immersione** regolabili in altezza (mobili in senso verticale), provvedono a distribuire in modo omogeneo nel digestore substrato e calore; essi garantiscono una miscelazione completa della biomassa (*Figura 7*).

Il digestore è dotato di una **cupola gasometrica**, integrata all'estremità del digestore stesso, in cui viene immagazzinato il biogas prodotto mediante la digestione anaerobica.

Per la desolfurazione del biogas viene introdotta una piccola quantità di aria nel fermentatore mediante un compressore. L'aria così introdotta viene utilizzata dai batteri desolforanti per diminuire in modo biologico la concentrazione dell'acido solfidrico nel biogas.

Il materiale fermentato, ovvero il cosiddetto **digestato**, arriva nel relativo serbatoio per sfioramento. Anche questa vasca è equipaggiata con un miscelatore regolabile in altezza ed è possibile che venga dotata di una copertura. Qui il materiale viene immagazzinato per essere poi utilizzato in seguito come fertilizzante di alta qualità pressoché inodore. Tutti gli acidi organici sono stati decomposti durante il processo di fermentazione; in questo modo le sostanze nutritive restano totalmente inalterate e possono essere assorbite meglio dalle coltivazioni.



Figura 8

Un'altra possibilità di utilizzo del digestato è costituita da un **processo di post-trattamento**. Il substrato presente nel serbatoio del digestato, viene separato in una *frazione liquida* ed una *solida* con l'ausilio di un separatore (per esempio un *separatore costituito da presse a vite*) (Figura 8). La parte solida può essere utilizzata come ammendante; alla frazione liquida viene invece aggiunto un

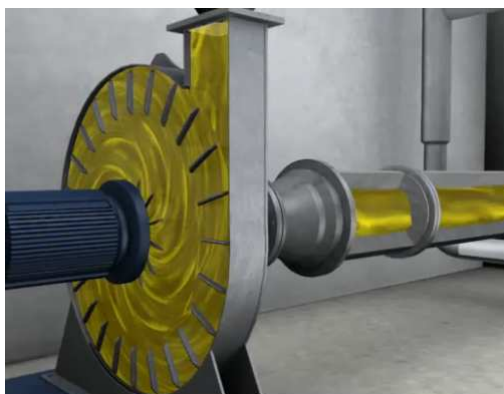


Figura 9

flocculante in modo da legare altre parti solide che vengono poi separate mediante un decantatore. La frazione liquida residua è sottoposta ad un processo di *ultra-filtrazione*, durante il quale altre piccolissime particelle di sostanza solida vengono separate. Il prodotto restante, detto *filtrato*, viene infine sottoposto ad un trattamento di osmosi inversa per la definitiva separazione. I prodotti risultanti sono un concentrato fertilizzante di elevata qualità ed acqua pulita e potabile che può essere scaricata direttamente in fogna. Il cosiddetto *permeato* può essere riutilizzato

in caso di bisogno come acqua non potabile per uso agricolo, domestico o sanitario.

I vantaggi di questa tecnica sono una riduzione dei volumi di stoccaggio del digestato, e la produzione di un fertilizzante liquido ed uno solido facili da trasportare anche per lunghe distanze.

Il biogas prodotto nel fermentatore fuoriesce da quest'ultimo attraverso una **condotta** in cui il gas viene raffreddato e quindi separato dall'acqua.

La qualità del biogas viene costantemente monitorata con un analizzatore, dopo di che, esso, viene inviato al **compressore** (Figura 9). Il compressore ne incrementa pressione in modo che il gas possa essere utilizzato nel cogeneratore.

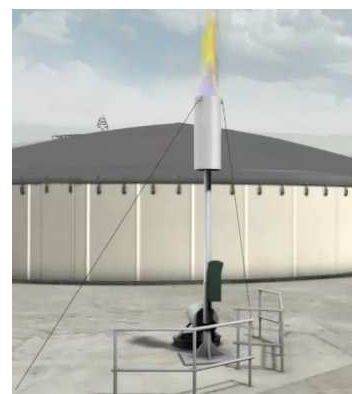


Figura 10

Il gas in eccedenza viene deviato alla **torcia di emergenza** (Figura 10). Essa viene messa automaticamente in funzione se la pressione nella cupola gasometrica del digestore supera un valore predefinito, o il cogeneratore non funziona a causa di lavori di manutenzione.

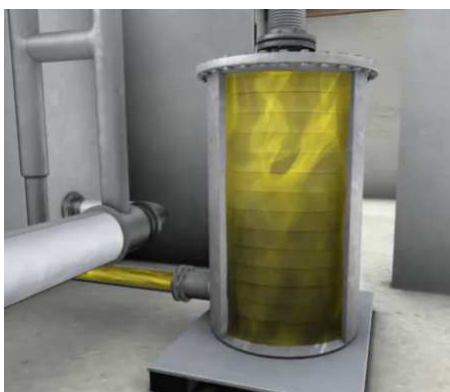


Figura 11

Prima che il che il biogas venga inviato al cogeneratore per la combustione, passa attraverso un **filtro a carbone attivo** (Figura 11); il filtro permette di rimuovere dal biogas, già sottoposto a desolfurazione, l'acido solfidrico (H_2S) rimanente. La concentrazione dell'acido solfidrico viene misurata per sapere tempestivamente quando il filtro a

carbone attivo è saturo e deve quindi essere rigenerato.

Il **cogeneratore** è un motore endotermico a ciclo otto (motore ad accensione comandata) appositamente sviluppato per il biogas che, mediante un generatore, produce *energia elettrica* e *calore*. Per ridurre al minimo la rumorosità, il cogeneratore è collocato in una cabina di assorbimento acustico all'interno dell'edificio tecnico.

Il gas di scarico risultante dal processo di combustione nel cogeneratore può essere convogliato in un catalizzatore specificamente sviluppato.

L'**energia elettrica** prodotta viene portata alla tensione di rete attraverso un trasformatore innalzatore (se necessario, dipende dalla connessione), e quindi immessa nella rete pubblica sul posto.

L'**energia termica** può, a seconda delle esigenze e delle dimensioni dell'impianto, essere utilizzata per il riscaldamento di edifici dell'azienda e stalle, serre o per il riscaldamento di interi insediamenti urbani (possibilità di allacciarsi ad una *rete di teleriscaldamento* per esempio). Una parte del calore viene comunque riutilizzata per il riscaldamento del digestore. L'energia termica può anche essere impiegata per usi industriali, per l'essiccazione, la produzione di vapore o addirittura per la generazione di energia frigorifera (*impianti di trigenerazione*).

Oltre alla produzione di energia elettrica e termica nel cogeneratore, esiste anche la possibilità di effettuare un post-trattamento del biogas, ovvero una purificazione (*upgrading*) per adeguarlo alla qualità del metano ed immetterlo direttamente nella rete del gas naturale: si produce quindi **biometano**.

Un tipico processo usato è il *lavaggio con acqua in pressione*. Innanzitutto occorre diminuire la concentrazione di anidride carbonica (CO₂) inizialmente comprimendolo e poi raffreddandolo. Il calore sviluppato nel processo viene estratto e può essere utilizzato come energia di riscaldamento per il fermentatore. Il gas depurato ha, a seconda della qualità del gas grezzo, un contenuto in metano compreso tra il 97 ed il 99 %. Il biogas depurato può essere immagazzinato in serbatoi e tubazioni e giunge, attraverso l'immissione nella rete del gas metano naturale, direttamente all'utente.

Tempo di miscelazione, intervalli di alimentazione, così come le quantità giornaliere di biomasse di partenza, possono essere impostati tramite computer, ed essere modificati e monitorati in qualunque momento. Si può così esercitare un controllo costante delle biomasse di alimentazione. I malfunzionamenti vengono segnalati istantaneamente e possono essere tempestivamente rimossi. In questo modo il gestore dell'impianto di biogas può sempre controllare tutti i parametri più importanti e può reagire immediatamente.

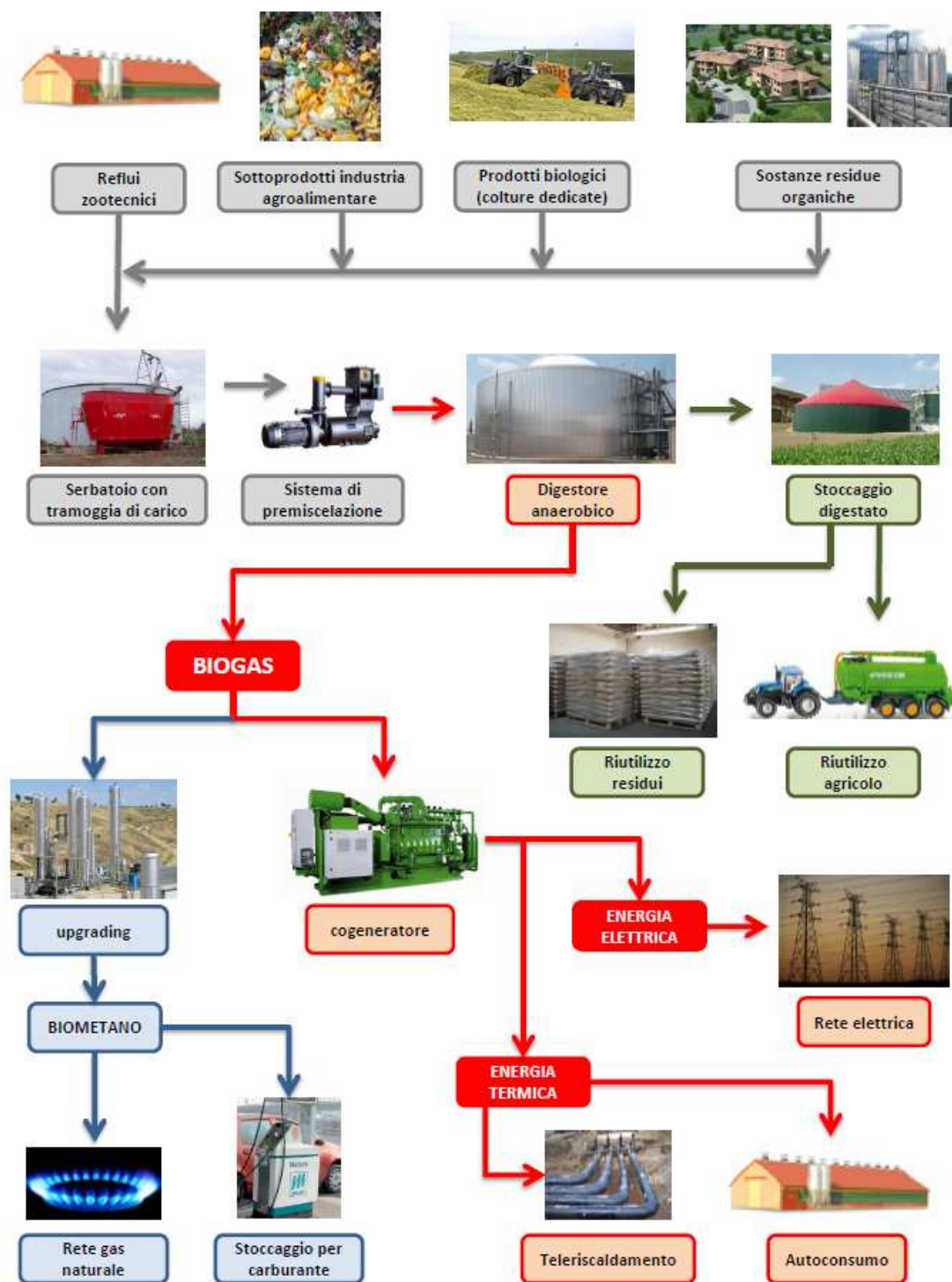


Mediante gli impianti a biogas, se ben gestiti, sono in grado di raggiungere un'efficienza media, in termini di ore di lavoro annue, anche superiore al 90%.

Vediamo infine con due semplici schemi il principio generale di funzionamento degli impianti a biogas.

5.4 Schema di funzionamento generale

Lo schema seguente rappresenta il processo dell'intera *fliera del biogas*, con tutte le alternative e le opportunità possibili.



Una schematizzazione molto più semplice e ridotta solamente agli step principali può essere invece la seguente:



Capitolo 6

LA DIGESTIONE ANAEROBICA

Tutti i materiali organici in presenza di opportune condizioni possono essere scomposti in sostanze più semplici ad opera di microrganismi. In particolare, in assenza di ossigeno e in condizioni controllate di temperature, alcuni batteri sono in grado di scomporre i materiali organici in metano e anidride carbonica. Attraverso la digestione anaerobica è pertanto possibile produrre un combustibile gassoso (biogas), composto prevalentemente da CH_4 (metano) e CO_2 (anidride carbonica, o biossido di carbonio).

La **digestione anaerobica** consiste in un processo complesso che permette la trasformazione, grazie all'azione combinata di più gruppi batterici, della sostanza organica in una serie di prodotti più semplici tra cui una miscela gassosa detta **biogas**, composta principalmente da metano e anidride carbonica (come già anticipato), e un digestato più o meno solido. L'intero processo deve svolgersi in condizioni di **anaerobiosi** (condizione di vita di diversi organismi, il cui metabolismo non richiede la presenza di ossigeno), per garantire lo sviluppo e l'efficienza delle comunità microbiche di interesse.

La **composizione media del biogas** prodotto è tipicamente la seguente:

<i>Componenti</i>	<i>% su gas secco</i>	<i>simbolo</i>
Metano	50 ÷ 80 %	CH_4
Anidride carbonica	30 ÷ 40 %	CO_2
Azoto	< 1 %	N_2
Idrogeno	< 1 %	H_2
Ammoniaca	< 1 %	NH_3
Vapore acqueo	0,3 %	H_2O
Ossigeno	tracce	O_2
Idrossido di zolfo	tracce	H_2S

Composizione biogas

Tale conversione in ambiente anossico rientra a pieno titolo nella seguente definizione di **trattamenti biologici**, ovvero “*il complesso delle operazioni, processi ed attività a carico di materiali biodegradabili di varia natura che, sfruttando le potenzialità degradative e di trasformazione da parte di sistemi biologici (essenzialmente legati all'attività di microrganismi decompositori), consentono una mineralizzazione delle componenti organiche maggiormente degradabili (processo definito anche come stabilizzazione della sostanza organica) e l'igienizzazione per pastorizzazione della massa di rifiuti*”.

Di seguito verranno descritte le fasi principali del processo di digestione anaerobica, con cenni ai fenomeni biochimici e chimico-fisici che lo contraddistinguono.

La degradazione biologica della sostanza organica in condizione di anaerobiosi determina la formazione di diversi prodotti, i più abbondanti dei quali sono appunto il metano ed il biossido di carbonio. Essa coinvolge diversi gruppi microbici interagenti tra loro: i **batteri idrolitici**, i **batteri acidificanti**, i **batteri acetogeni** ed, infine, i **batteri metanigeni**, quelli cioè che producono metano e CO₂, con prevalenza del gas di interesse energetico, che rappresenta circa i 2/3 del biogas prodotto. I batteri metanigeni occupano quindi solo la posizione finale della catena trofica anaerobica. Il metano, poco solubile in acqua, passa praticamente nella fase gassosa, mentre la CO₂ si ripartisce in fase gassosa e nella fase liquida.

L'attività biologica anaerobica è stata evidenziata in un ampio intervallo di temperatura: tra - 5 e + 70 °C. Esistono, tuttavia, differenti specie di **microrganismi** classificabili in base all'intervallo termico ottimale di crescita: **psicrofili** (temperature inferiori a 20 °C), **mesofili** (temperature comprese tra i 20 °C ed i 45 °C) e **termofili** (temperature superiori ai 45 °C). Da qui prendono infatti il nome i tre diversi processi anaerobici controllati a seconda del relativo regime termico: **psicrofilia**, **mesofilia**, **termofilia**.

L'industrializzazione biotecnologica di questo processo naturale ha consentito di passare dall'iniziale concetto di stabilizzazione estensiva della sostanza organica in ambienti naturali a veri e propri processi industriali per la produzione di biogas. Ciò a partire da diversi substrati organici quali acque e residui derivanti dall'industria agro-alimentare, fanghi derivanti da impianti di trattamento di acque reflue, deiezioni animali, biomasse di natura agricola, residui organici industriali e la frazione organica di rifiuti urbani.

6.1 Fasi del processo

Nel processo di digestione anaerobica, affinché vi sia la completa conversione di un qualsiasi substrato organico in metano, è necessaria la presenza, nell'ambiente di reazione, di una catena trofica anaerobica completa costituita da almeno quattro gruppi microbici fermentanti, responsabili delle tre fasi dell'intero processo. La conversione di polisaccaridi, grassi o proteine in metano e anidride

carbonica può avvenire infatti solo grazie all'interazione cooperativa di diversi gruppi fisiologici di procarioti:

- *batteri idrolitici,*
- *batteri acidificanti,*
- *batteri acetogeni,*
- *batteri metanigeni.*

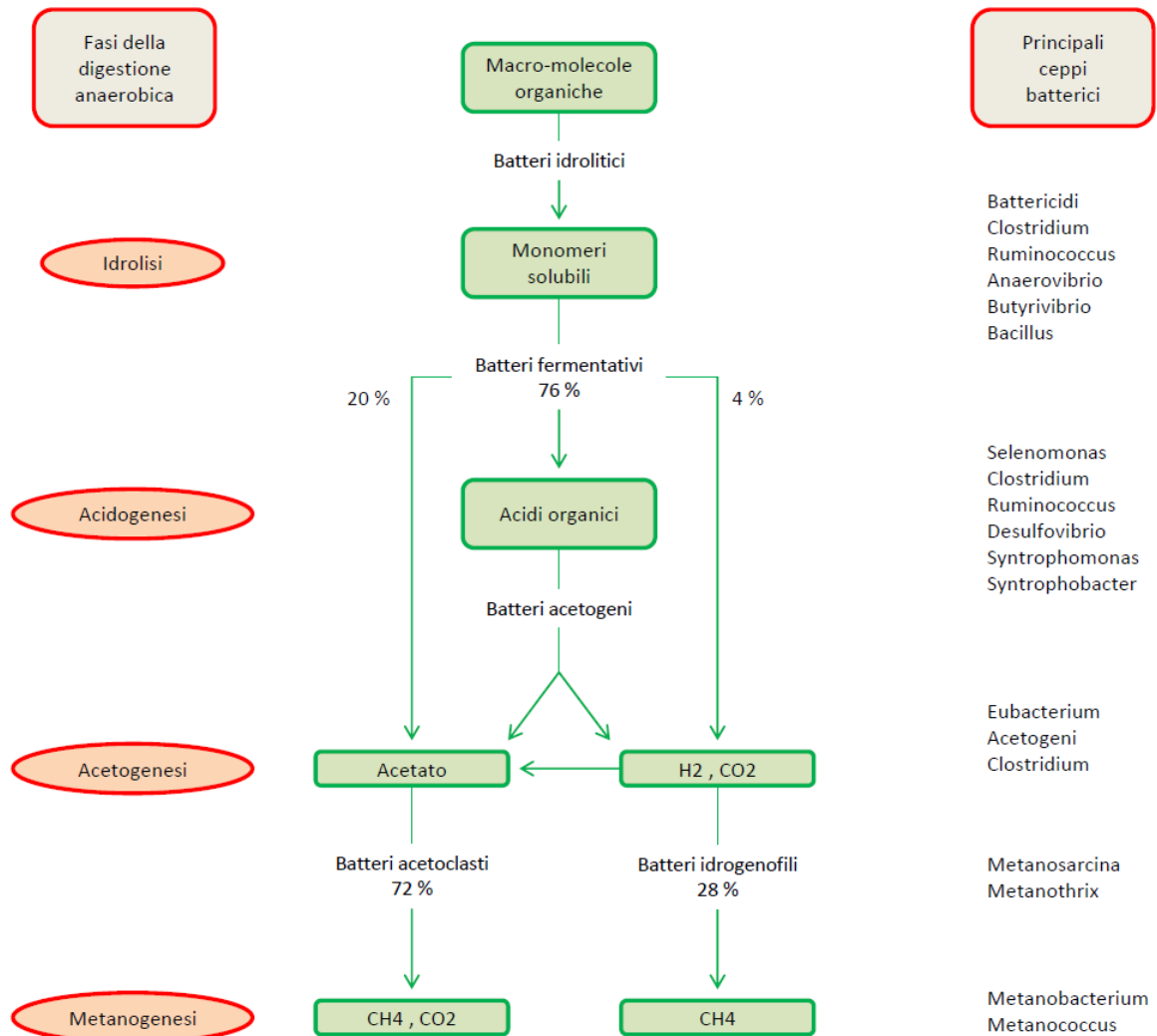
I diversi batteri operano su substrati differenti, prodotti dagli altri microorganismi appartenenti a tale catena trofica, ovvero ciascun gruppo utilizza i prodotti intermedi del processo di digestione elaborati dal metabolismo dei gruppi precedenti.

Il processo biodegradativo anaerobico consiste appunto in **tre fasi** riconducibili ai passaggi necessari per la digestione in assenza di ossigeno di un substrato organico puro (un tipico esempio è la digestione anaerobica del glucosio): in un primo passaggio viene convertito in acido acetico, mentre in un secondo momento viene ulteriormente degradato a metano e biossido di carbonio.

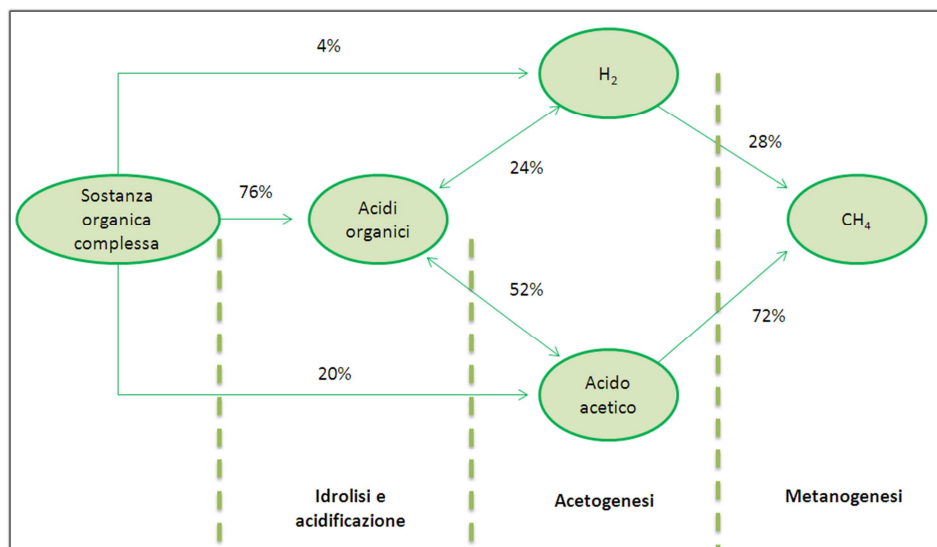
La digestione anaerobica fa quindi riferimento a varie reazioni e interazioni che avvengono fra i metano-batteri e il substrato immesso nel digestore. Questo processo biochimico coinvolge diverse trasformazioni. Il risultato finale è raggiunto attraverso i seguenti tre stadi:

- si verifica innanzitutto l'**IDROLISI** dei substrati più complessi con una conseguente *acidificazione* dell'ambiente di reazione a causa della formazione di acidi grassi volatili, alcoli e chetoni. I batteri idrolizzanti possono o colonizzare e degradare direttamente il particolato organico, oppure produrre enzimi extracellulari liberando in entrambi i casi oligomeri o monomeri acquisiti e ossidati dai microorganismi acidogenici fermentanti con produzione di piruvato. Quest'ultimo viene poi trasformato in acidi grassi volatili, in particolare propinato e butirato;
- successivamente ha inizio la **FASE ACETOGENICA** durante la quale gli acidi grassi vengono consumati e si ha liberazione principalmente di acido acetico, acido formico, biossido di carbonio e idrogeno molecolare. Tale produzione può avvenire secondo due meccanismi distinti in funzione degli acidi grassi di partenza che possono essere a catena lunga (con più di 5 atomi di carbonio) o a catena corta;
- infine si ha la **METANOGENESI** vera e propria, durante la quale si ha la sintesi di metano a partire o dall'acetato, ad opera di *batteri acetoclasti* (Metanosarcina, Metanothrix) o dal biossido di carbonio, grazie alla presenza di idrogeno che viene utilizzato come co-substrato, da parte di *batteri idrogenofili* (Metanobacterium, Metanococcus). Le due vie, quella dei batteri idrogenotrofi e quella acetoclastica, non sono equivalenti dal punto di vista di produzione del metano: tende infatti a prevalere il meccanismo di dismutazione anaerobica dell'acido acetico.

Il processo di digestione anaerobica è schematicamente illustrato nel diagramma seguente:



Schema di flusso quantitativo dei diversi cammini metabolici del processo di digestione anaerobica:



6.2 Principali fattori che influenzano la digestione anaerobica

Esiste una serie di fattori che possono influenzare sia negativamente sia positivamente il processo di digestione anaerobica, globalmente o in una delle sue fasi. Tali parametri devono essere tenuti in debita considerazione al fine di ottimizzare il processo garantendo le migliori condizioni ambientali possibili per il consorzio batterico di interesse.

- **Temperatura**

Si è osservato che in anaerobiosi si ha attività batterica o più genericamente microbica in un range di temperatura che varia da - 5°C a + 70°C. Tuttavia al variare della temperatura di reazione si assiste ad un cambiamento nelle comunità microbiche effettivamente attive. Infatti i batteri possono essere classificati in base all'intervallo di temperatura ottimale per la crescita e il metabolismo e quindi essere distinti in:

- *psicrofili* → temperature ottimali al di sotto dei 20°C;
- *mesofili* → temperature ottimali comprese tra 20°C e 45°C;
- *termofili* → temperature ottimali al di sopra dei 45°C.

Una variazione del regime termico in cui avvengono le reazioni di digestione anaerobica comporta non solo un cambiamento nelle specie batteriche coinvolte, ma anche una variazione nella velocità di reazione relativa ad una data popolazione microbica. Tale fenomeno si spiega con l'influenza esercitata dalla temperatura sulle reazioni enzimatiche: ogni enzima infatti risulta efficiente solo in un determinato intervallo di temperatura.

- **pH**

Analogamente a quanto già scritto relativamente alla temperatura, anche il pH esercita una notevole influenza sulla velocità di reazione andando ad inibire o favorire l'azione degli enzimi necessari alla degradazione. Ogni enzima infatti rimane attivo in un limitato intervallo di pH, al di fuori del quale si ha un rallentamento appunto della velocità di reazione e conseguentemente anche della crescita microbica, con una diminuzione dell'efficienza degradativa del substrato.

Il pH inoltre influenza la forma in cui i composti del substrato risultano essere disponibili per i microrganismi: per esempio solo in un intervallo abbastanza ristretto di pH (**compreso tra 6 e 8**) l'acido acetico necessario per la metanogenesi si trova in forma indissociata ed è in grado di attraversare le membrane cellulari risultando effettivamente disponibile per i batteri acetoclastici. Tuttavia per valori di pH del mezzo più elevati aumenta la contrazione dell'acetato in forma dissociata (CH_3COO^-) che non può attraversare la membrana batterica, mentre per valori inferiori a 5 la concentrazione della forma non dissociata aumenta non solo nel mezzo, ma anche all'interno delle cellule batteriche andando a superare la reale capacità di metabolizzazione con conseguente inibizione da eccesso di substrato.

- **Substrato**

La concentrazione del substrato e in particolare di alcuni intermedi metabolici può inibire o comunque rallentare la velocità di reazione dei diversi stadi di processo successivi.

Infatti non solo la composizione chimica iniziale del substrato organico in digestione (quantità e qualità di carboidrati, lipidi e proteine) condizionano per esempio il processo iniziale di idrolisi, ma anche l'accumulo di prodotti intermedi come il propionato.

Nonostante le concentrazioni di propionato siano relativamente basse all'interno di un digestore esso presenta un turnover di circa un'ora, quindi abbastanza rapido. Tale caratteristica comporta, in caso di inibizione del meccanismo di degradazione del propionato stesso, un aumento abbastanza veloce di tale intermedio che può risultare tossico (per concentrazioni superiori a 3g/l) per la comunità batterica.

- **Composti ed elementi inibenti**

Diversi composti possono alterare una o più fasi del normale processo di metanizzazione. Segue un breve elenco, non esaustivo, dei principali agenti inibenti:

- aminoacidi e zuccheri;
- idrogeno molecolare;
- acido solfidrico;
- azoto ammoniacale;
- cloruro di sodio e salinità;
- metalli.

6.3 Parametri di gestione e controllo dei processi di digestione

Per garantire dimensionamento e gestione corretti di un processo di digestione anaerobica è necessario definire e tenere sotto controllo parametri di riferimento suddivisibili in due categorie: i *parametri di gestione* da un lato e i *parametri di controllo*, o di stabilità del processo, dall'altro. Si vuole perciò descrivere sinteticamente le principali grandezze che devono essere tenute in debita considerazione sia in fase di progettazione sia in fase di esercizio di un digestore.

Al fine di garantire un corretto esercizio del digestore è necessario definire i *tempi di permanenza della biomassa in ingresso*, la *concentrazione microbica*, le *rese di produzione di biogas in funzione del volume del reattore* e caratterizzare il *substrato* sottoposto a trattamento.

Innanzitutto è necessario sottolineare che il substrato, a seconda della grandezza che si vuole andare a determinare, può essere definito in diversi modi: o in termini di solidi totali (TS), o di solidi totali volatili (TVS), oppure come domanda chimica di ossigeno (COD) o domanda biochimica di ossigeno a 5 giorni (BOD₅). Queste grandezze possono essere così definite:

- ✓ **TS → solidi totali:** si intende il contenuto in sostanza secca di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105°C per 24 ore. Approssimativamente rappresentano la frazione organica e quella inerte del substrato;
- ✓ **TVS → solidi totali volatili:** misura della sostanza secca volatilizzata in seguito alla combustione a 550°C fino a peso costante. Corrispondono alla frazione organica della sostanza secca e il valore si ottiene dalla differenza tra i TS e i TFS (solidi totali fissi: frazione inerte, si ottiene dalla pesata del campione dopo incenerimento a 550°C);
- ✓ **COD → domanda chimica di ossigeno:** è la quantità di ossigeno consumata per l'ossidazione della sostanza organica. Viene determinata utilizzando un forte agente ossidante (in genere bicromato di potassio) in ambiente acido;
- ✓ **BOD₅ → domanda biochimica di ossigeno a 5 giorni:** la quantità di ossigeno consumata in 5 giorni, in condizioni controllate, per l'ossidazione biologica della sostanza organica.

6.3.1 Parametri di gestione

I principali parametri di gestione sono:

- **Tempo medio di residenza idraulico – HRT:** definito come rapporto tra volume del digestore V [m³] e portata di alimentazione Q [m³/giorno] al digestore stesso. Rappresenta quindi il tempo, espresso in giorni, di permanenza di ciascun elemento fluido all'interno del digestore in termini ideali:

$$HRT = \frac{V}{Q}$$

Nei reattori reali i vari elementi fluidi permarranno per tempi diversi a seconda della geometria e di altre caratteristiche del digestore .

- **Tempo medio di residenza dei fanghi – SRT:** definito come il rapporto tra la massa totale dei solidi volatili nel reattore e la portata di solidi estratta dallo stesso:

$$SRT = \frac{V * X}{W}$$

dove:

SRT = tempo medio di residenza dei fanghi [giorni]

V = volume reattore [m³]

X = concentrazione dei solidi volatili nel reattore [kgTVS/m³]

W = portata di sostanza volatile estratta dal reattore [kgTVS/giorno]

- **Carico organico volumetrico – OLR:** (o *COV*) definito come rapporto tra la quantità di substrato entrante e il volume del reattore. In genere ci si riferisce al volume utile del reattore e la biomassa può essere espressa in diversi modi (TS, TVS, COD, BOD):

$$OLR = \frac{Q \cdot S}{V}$$

dove:

OLR = carico organico volumetrico [$\text{kg}_{\text{substrato}}/\text{m}^3\text{giorno}$]

Q = portata influente [m^3/giorno]

S = concentrazione di substrato nella portata influente [$\text{kg}_{\text{substrato}}/\text{m}^3$]

V = volume reattore [m^3]

- **Fattore di carico organico riferito alla biomassa o ai solidi volatili nel reattore – CF:** definito come la quantità di substrato in entrata al reattore riferita alla quantità di sostanza volatile presente nell'unità di tempo:

$$CF = \frac{Q \cdot S}{V \cdot X}$$

dove:

CF = fattore di carico organico in termini di substrato [$\text{kg}_{\text{substrato}}/\text{kgTVSgiorno}$]

Q = portata influente [m^3/giorno]

S = concentrazione di substrato nella portata influente [$\text{kg}_{\text{substrato}}/\text{m}^3$]

V = volume reattore [m^3]

X = concentrazione dei solidi volatili nel reattore [kgTVS/m^3]

- **Produzione specifica di gas – SGP:** quantità di biogas prodotta per quantità di sostanza volatile alimentata al reattore. Tale parametro dipende strettamente dalla biodegradabilità del substrato e viene utilizzato per indicare la resa del processo di digestione:

$$SGP = \frac{Q_{\text{biogas}}}{Q \cdot S}$$

dove:

SGP = produzione specifica di biogas [$\text{m}^3\text{biogas}/\text{kg}_{\text{substrato}}$]

Q_{biogas} = portata biogas prodotto [$\text{m}^3\text{biogas}/\text{giorno}$]

Q = portata influente [m^3/giorno]

S = concentrazione di substrato nella portata influente [$\text{kg}_{\text{substrato}}/\text{m}^3$]

- **Velocità di produzione del biogas – GPR:** portata di biogas prodotta rispetto al volume del reattore, nel tempo:

$$GPR = \frac{Q_{biogas}}{V}$$

dove:

GPR= velocità di produzione di biogas [m^3 biogas/ m^3 giorno]

Q_{biogas} = portata biogas prodotto [m^3 biogas/giorno]

V = volume reattore [m^3]

- **Efficienza di rimozione del substrato - η** : esistono diversi modi di esprimere l'efficienza di rimozione del substrato anche in relazione al modo di indicare la sostanza organica contenuta nel substrato stesso. Il modo più semplice e comune di indicare tale resa, ovvero la conversione del substrato in biogas, è data dalla seguente relazione:

$$\eta\% = \frac{(Q * S) - (Q * S_e)}{Q * S}$$

dove:

η % = percentuale di TVS rimossi [%]

Q = portata influente ed effluente [m^3 /giorno]

S = concentrazione di substrato nella portata influente [kg/m^3]

S_e = concentrazione di substrato nella portata effluente, calcolata come differenza tra massa entrante e biogas prodotto [kg/m^3]

6.3.2 Parametri di controllo

Il controllo e la valutazione integrata di tutta una serie di parametri, quali per esempio il pH e l'alcalinità, risultano fondamentali nel mantenimento di condizioni ottimali di processo. Il monitoraggio deve essere infatti condotto su tutti i parametri di controllo (definiti da IRSA-CNR, 1985), affinché i risultati ottenuti siano effettivamente significativi.

- **pH** – il controllo del pH consente di verificare la stabilità del processo: sue variazioni infatti sono correlabili ad una modificazione della capacità tamponante del mezzo di reazione, ma anche a squilibri tra le specie microbiche della catena trofica per la metanogenesi. In genere si considerano stabili processi che avvengono a pH compreso tra 6,5 e 7,5. Tali valori dipendono principalmente dalla presenza di CO_2 nel mezzo e dalle concentrazioni di acidi grassi volatili e ammoniaca. In realtà il monitoraggio del pH consente di rilevare solo con un certo ritardo eventuali squilibri all'interno del sistema, poiché le sue variazioni di valori si verificano solo quando cessa l'attività tamponante del bicarbonato in soluzione.

- **Alcalinità** – l'alcalinità, espressa come concentrazione di carbonato di calcio e determinata per titolazione con acido cloridrico, rappresenta la proprietà del sistema di neutralizzare l'aumento di concentrazione di protoni. In condizioni stabili, in genere, in un digestore anaerobico si registrano valori di alcalinità pari a 3.000-5.000 mg CaCO₃. In realtà tale parametro è strettamente legato alla presenza di un sistema tampone dovuto alla compresenza di ammoniaca, derivante dalla biodegradazione delle proteine, e di bicarbonato, formatosi per dissoluzione del biossido di carbonio nel mezzo. Tale sistema è denominato *calco-acetico*. Qualora all'interno del sistema si verifichi un aumento del carico organico si ha un aumento della capacità idrolitica e acidificante del sistema stesso: questo potrebbe portare ad una variazione delle condizioni di reazione tali da favorire la comunità batterica acidogenica e ostacolare quella metanogenica, col manifestarsi di una prima fase transitoria in cui si registrerebbe un aumento della concentrazione di acidi grassi volatili. La proprietà tampone del sistema consentirebbe di neutralizzare l'abbassamento di pH dovuto all'accumulo di tali acidi organici.

- **Acidi grassi volatili** – gli acidi grassi volatili, prodotti dai batteri idrolitici e acidificanti, sono indicati con la formula generale R-COOH, dove R è un gruppo alchilico CH₃(CH₂)_n; sono presenti in una concentrazione, dipendente dal substrato trattato, indicata in termini di acido acetico o COD, che varia dai 200 ai 2000 mgAc/l. Per valutare la stabilità di un sistema in genere si considerano eventuali variazioni di tale concentrazione. In particolare incrementi rapidi di concentrazione indicano uno squilibrio del processo verso la fase acidogenica, a scapito di quella metanogenica. In genere un aumento degli acidi grassi volatili è conseguente ad un aumento del carico di substrato e all'accelerazione dei fenomeni idrolitici ed acidogenici.

I dati acquisiti sulla concentrazione di questi acidi organici vanno sempre valutati unitamente a quelli relativi alla produzione e composizione del biogas, pH, alcalinità. In relazione a quest'ultimo parametro può essere utile valutare il rapporto tra la concentrazione di acidi grassi, espressa in termini di acido acetico, e l'alcalinità, indicata come tenore in carbonato di calcio. Sono infatti i due valori che, in caso di squilibrio, tendono a mutare più rapidamente: gli acidi grassi tendono ad aumentare, mentre contemporaneamente l'alcalinità si riduce. Se tale rapporto ha un valore pari a circa 0,3 allora il sistema è ritenuto stabile, mentre per valori superiori è possibile la presenza di problemi nel sistema.

Una prima stima della concentrazione di acidi grassi volatili (IRSA-CNR, 1985) si può ottenere dalla differenza dei valori di alcalinità determinati rispettivamente a pH 6 e a pH 4 (durante la titolazione del CaCO₃).

- **Produzione e composizione biogas** – in condizioni di stabilità la produzione e la composizione percentuale del biogas rimangono costanti. Tuttavia possono essere osservate, in generale tre tipologie di situazioni differenti (IRSA-CNR, 1985):
 1. *processo stabile*: qualora si registrino una bassa concentrazione di VFA (acidi grassi volatili, *volatile fatty acids*) ed una elevata produzione di biogas, con un basso tenore di CO₂ (25-33%). Corrisponde ad una situazione di equilibrio tra la comunità batterica acidificante e quella metanogenica;
 2. *acidificazione prevalente*: un progressivo aumento dei VFA e della percentuale di CO₂ presente nel biogas prodotto indica che i batteri acidificanti stanno prevaricando sui batteri metanigeni;
 3. *inibizione o tossicità*: problemi di questo tipo possono essere indicati da un aumento dei VFA e dal decremento della produzione di biogas.
- **Temperatura** – già in precedenza si è spiegata l'importanza del controllo di tale parametro, per garantire le migliori condizioni possibili alle diverse comunità batteriche di interesse e mantenere alta la produzione di biogas. Si è osservato infatti che le più alte rese in biogas si hanno per processi mesofili in intervalli compresi tra 30 e 35°C, mentre per la digestione anaerobica termofila tale intervallo si sposta e si allarga tra 40 e 60°C. In realtà all'interno di tali *range* ottimali di temperatura quanto più ci si sposta verso i limiti superiori tanto più aumentano l'efficienza di rimozione del substrato e la produzione di biogas.

6.4 Tipi di processo

In base alla gestione del loro processo i sistemi di digestione anaerobica possono essere suddivisi in: processo continuo, processo discontinuo e processo semicontinuo.

- **Processo continuo**

Un impianto a biogas che funzioni in modalità continua è costituito dal digestore principale e da un serbatoio di post-digestione per lo stoccaggio del compost. I serbatoi di accumulo delle deiezioni animali possono essere utilizzati, contemporaneamente, come serbatoi di post-digestione.

In tal caso la quantità di substrato necessaria ad alimentare il digestore è esattamente pari alla quantità di residuo della digestione che passa, attraverso un tubo di riflusso, nel serbatoio di post-digestione; di conseguenza, il livello nel digestore rimane costante. Il compost, che entra nel serbatoio di post-digestione, potrebbe contenere substrati non digeriti, perciò il processo di digestione continua nel serbatoio di stoccaggio. Generalmente, il serbatoio di post-digestione è chiuso ermeticamente in modo che il biogas eventualmente prodotto non vada disperso.

Un'altra opzione per migliorare l'efficienza del sistema prevede di utilizzare l'aria ricca di metano presente nel serbatoio di post-digestione come aria di combustione per l'unità cogenerativa.

Il processo continuo risulta idoneo per le aziende agricole che devono immagazzinare le deiezioni animali per lunghi periodi. Il digestore può essere di dimensioni relativamente piccole in quanto deve contenere le deiezioni soltanto durante il processo di digestione (tempo di ritenzione). Inoltre, la funzione di stoccaggio del digestore è meno rilevante in quanto il residuo di digestione viene stoccato nel serbatoio di post-digestione.

- **Processo discontinuo**

Il processo discontinuo è un'altra tecnica frequentemente utilizzata per il funzionamento del digestore anaerobico. In questo caso si riempie il digestore di substrato periodicamente e completamente. Il digestore viene successivamente chiuso ermeticamente ed ha inizio il processo di digestione. Il tasso di produzione di biogas aumenta con il passare del tempo fino a raggiungere il suo massimo. Quando il tasso di produzione è sceso al di sotto di un certo livello, il 90-95% del residuo della digestione viene trasferito nel serbatoio di accumulo, mentre la restante parte rimane nel digestore per innescare il processo in una nuova carica di substrato. Per ottenere una fornitura costante di biogas è necessario avere più digestori, in parallelo, sfasati tra loro. I sistemi con serbatoi di digestori multipli sono utilizzati per impianti industriali, mentre è possibile trovare applicazioni su scala agricola per processi ciclici a due serbatoi.

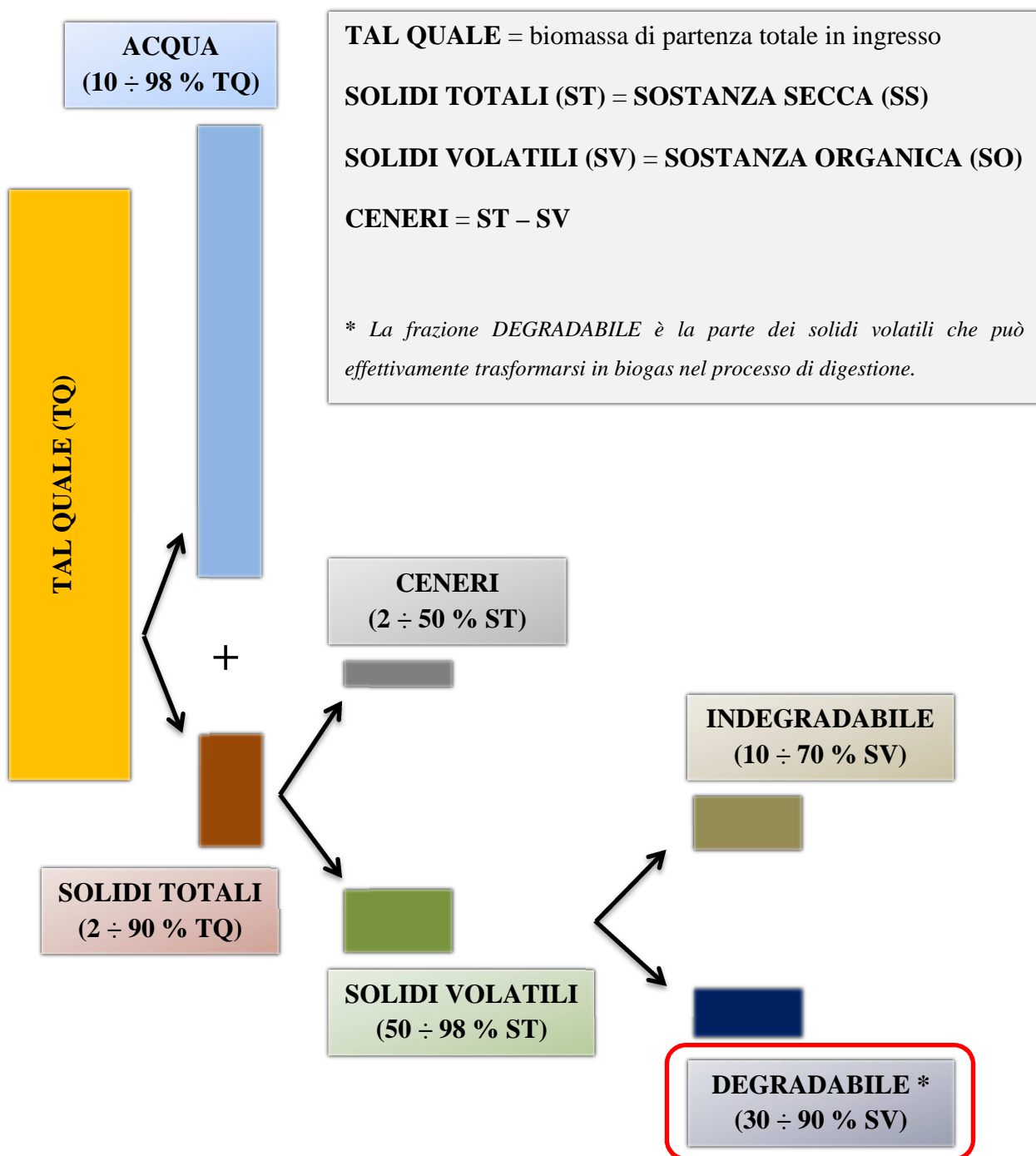
- **Processo semi-continuo**

Questo tipo di processo unisce i vantaggi del processo continuo e di quello discontinuo e consente di utilizzare il digestore sia per lo stoccaggio, sia per la digestione dei substrati. La materia organica viene aggiunta di continuo per riempire in modo graduale il serbatoio del digestore. Le deiezioni digerite verranno conservate nel serbatoio di stoccaggio del compost. Una volta riempito, il digestore funzionante con processo discontinuo diventa un digestore che funziona in modalità continua. Di conseguenza, qualsiasi substrato supplementare che viene aggiunto a partire da questa fase in poi comporta un deflusso del residuo della digestione nel serbatoio di stoccaggio. Come accade per i processi continui i serbatoi di stoccaggio della deiezione animale vengono utilizzati come serbatoi di post-digestione. Le dimensioni di questi serbatoi sono generalmente abbastanza grandi in modo da non dover ricorrere ad ulteriori serbatoi di post-digestione.

Lo svantaggio principale di questo tipo di processo deriva dal fatto che quota parte del residuo della digestione non viene digerita completamente e quindi la resa in biogas è inferiore rispetto agli altri processi. In ragione di un minore tempo di ritenzione l'effetto di igienizzazione è leggermente inferiore rispetto ai processi continui o discontinui.

6.5 La matrice di alimentazione

Si vuole ora rappresentare, attraverso uno schema, la composizione di una generica matrice di alimentazione per un impianto a biogas, con lo scopo di chiarire la suddivisione delle sostanze presenti e la terminologia utilizzata.



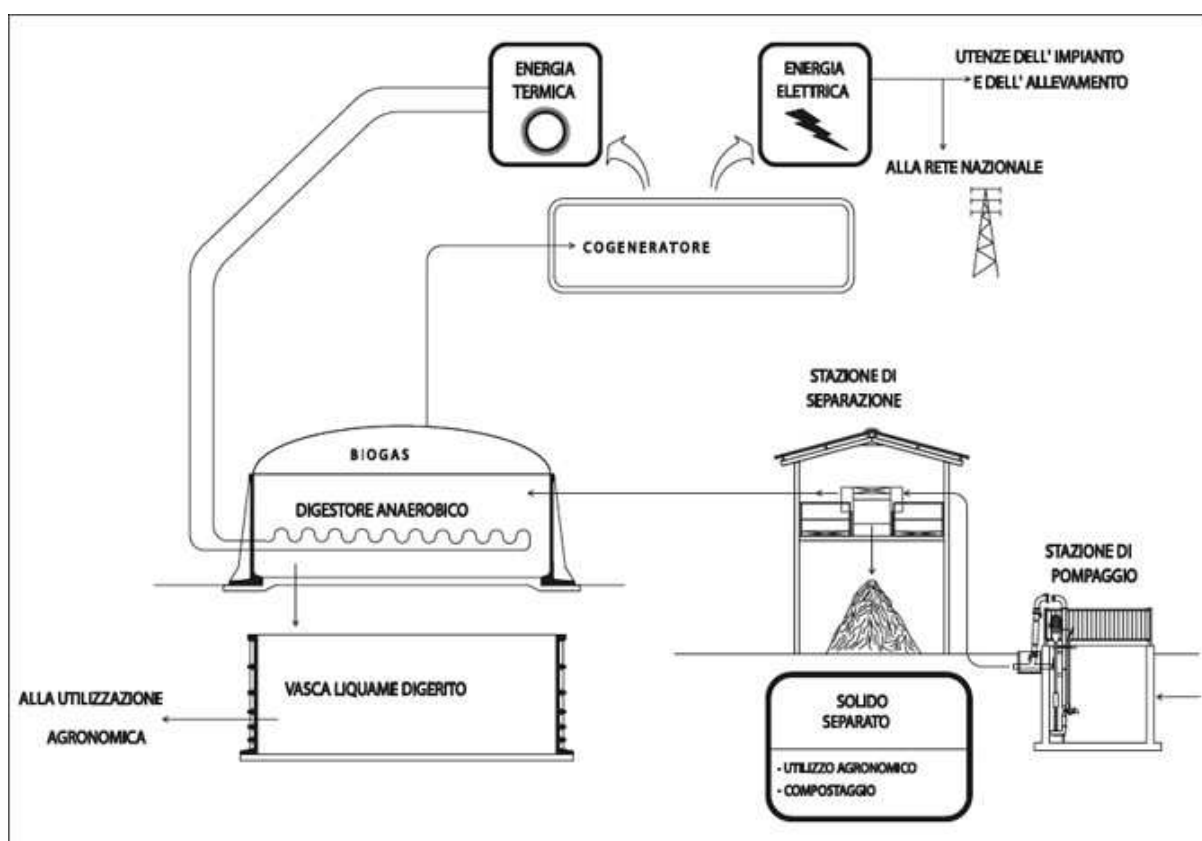
Capitolo 7

TIPOLOGIE DI IMPIANTO

Gli impianti di biogas di uso e applicazione più frequenti sono assimilabili a 3 distinte tipologie, aventi ciascuna peculiarità particolari e per questo adatte ciascuna a specifiche e differenti realtà aziendali.

7.1 Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone

È caratterizzato dalla massima semplicità realizzativa.



Caratteristiche principali: questo processo di digestione anaerobica può essere validamente utilizzato sia nel trattamento dei liquami zootecnici, sia nella stabilizzazione dei fanghi ottenuti dalla

flottazione di reflui agro-zootecnici. Nel caso di utilizzo per liquami zootecnici, richiede una preventiva separazione dei solidi grossolani, non tecnicamente biodegradabili in tempi tecnici ragionevoli, utilizzando nel processo anaerobico solo la frazione liquida delle deiezioni. Il digestore pertanto è assolutamente privo di organi di miscelazione interni e si deve prediligere la conformazione a canale. Nel caso dei fanghi di flottazione non si avrà separazione delle fasi nel digestore. Nel caso dei reflui zootecnici tal quali l'effetto di separazione dei solidi sedimentabili rispetto alla frazione liquida del liquame, dovuto alla mancanza di agitazione nel digestore, provocherà un vantaggioso effetto di aumento dei tempi di ritenzione della frazione solida rispetto alla frazione liquida. Tale fenomeno, infatti, consentirà di allontanare più velocemente dal digestore la frazione liquida, che contiene le sostanze prontamente disponibili per la digestione e di trattenere all'interno del digestore le molecole più complesse per un tempo superiore, consentendo ai batteri di demolirle e renderle comunque disponibili per la trasformazione in biogas. I solidi comunque raggiungeranno la sezione di uscita del digestore sfruttando l'effetto combinato dei moti di risalita provocati dal biogas e dalla presenza della serpentina di riscaldamento posizionata in prossimità del fondo del digestore, con il moto di avanzamento provocato dal posizionamento, nella sezione iniziale e finale del digestore, delle tubazioni di immissione e scarico del liquame fresco e digerito.

A chi è adatto: sostanzialmente ad allevamenti di medie e grandi dimensioni che intendono produrre energia con lo scopo di utilizzarla quasi totalmente per i fabbisogni diretti e solo in caso di eventuale surplus cederla al gestore di rete. Inoltre a chi in generale è costretto in modo sensibile alla riduzione dell'impatto ambientale indotto dalla propria attività zootecnica, attraverso la flottazione e depurazione biologica degli scarichi da destinare allo sversamento in corpi idrici superficiali.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è fondamentale che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto viene convogliato ad una pre-vasca di raccolta e quindi trasferito, tramite opportuna stazione di pompaggio, al trattamento di separazione. Il trattamento di separazione meccanica delle frazioni liquide dai solidi grossolani è quasi sempre necessario e serve per eliminare dal liquame le parti non biodegradabili nei tempi tecnici di digestione previsti, quali ad esempio i residui vegetali ed il pelo, che tendono ad affiorare per effetto della risalita del biogas ed a formare sulla superficie del liquame una crosta di materiale cellulosico intrecciato, che occupa volume utile e può provocare a lungo andare intasamenti del digestore. La frazione solida separata a monte del digestore potrà essere compostata o accumulata e portata come ammendante sui terreni agricoli, mentre la frazione liquida, ricca di sostanze organiche, alimenterà il digestore, di norma a sezione trasversale rettangolare, a uno o più canali paralleli. La digestione anaerobica dei liquami è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato. Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di

permanenza del liquame nel digestore. Al diminuire della temperatura di digestione in particolare è necessario garantire un tempo di permanenza (HRT) del liquame nel digestore più elevato. Pertanto, in condizioni psicrofile, è opportuno prevedere un HRT di almeno 60 giorni, mentre in condizioni mesofile è possibile garantire un HRT di soli 18-20 giorni. Rispettando queste condizioni, le rese energetiche dell'impianto raggiungono ottimi risultati in qualsiasi stagione. Per operare in condizioni termicamente controllate le pareti del digestore devono essere opportunamente isolate e l'interno del digestore è riscaldato e mantenuto ad alla temperatura di processo da uno scambiatore di calore posto in prossimità del fondo, realizzato con tubazioni in acciaio inossidabile nelle quali è fatta circolare acqua calda prodotta dalla combustione del biogas in cogenerazione. Il biogas prodotto è raccolto direttamente nella parte superiore del digestore mediante una copertura a cupola gasometrica ed eventualmente altre coperture raccogli-gas a cupola presso statica. La cupola gasometrica ha forma di semi cilindro o calotta sferica ed è realizzata con tre membrane sovrapposte in tessuto di fibre poliesteri spalmato PVC e saldato con sistema elettronico ad alta frequenza. La membrana più interna ha il compito di racchiudere il biogas in una camera a contatto con il liquame, quella intermedia è in contatto con l'esterno lungo i bordi laterali ed evita che il biogas possa eventualmente miscelarsi con l'aria contenuta nel volume racchiuso tra la membrana intermedia e quella più esterna, che rimane sempre gonfia. La camera dell'aria è mantenuta in pressione da una centralina di controllo e da valvole che, aggiungendo o sfogando aria, mantengono il biogas sempre alla pressione di circa 50 mbar, indipendentemente dalla quantità di biogas contenuto. In tal modo l'alimentazione dei bruciatori è regolare e la membrana esterna è sempre tesa, con gli immaginabili benefici nei confronti di vento, acqua o neve.

Il sistema di copertura a membrana pressostatica conferisce inoltre i seguenti vantaggi:

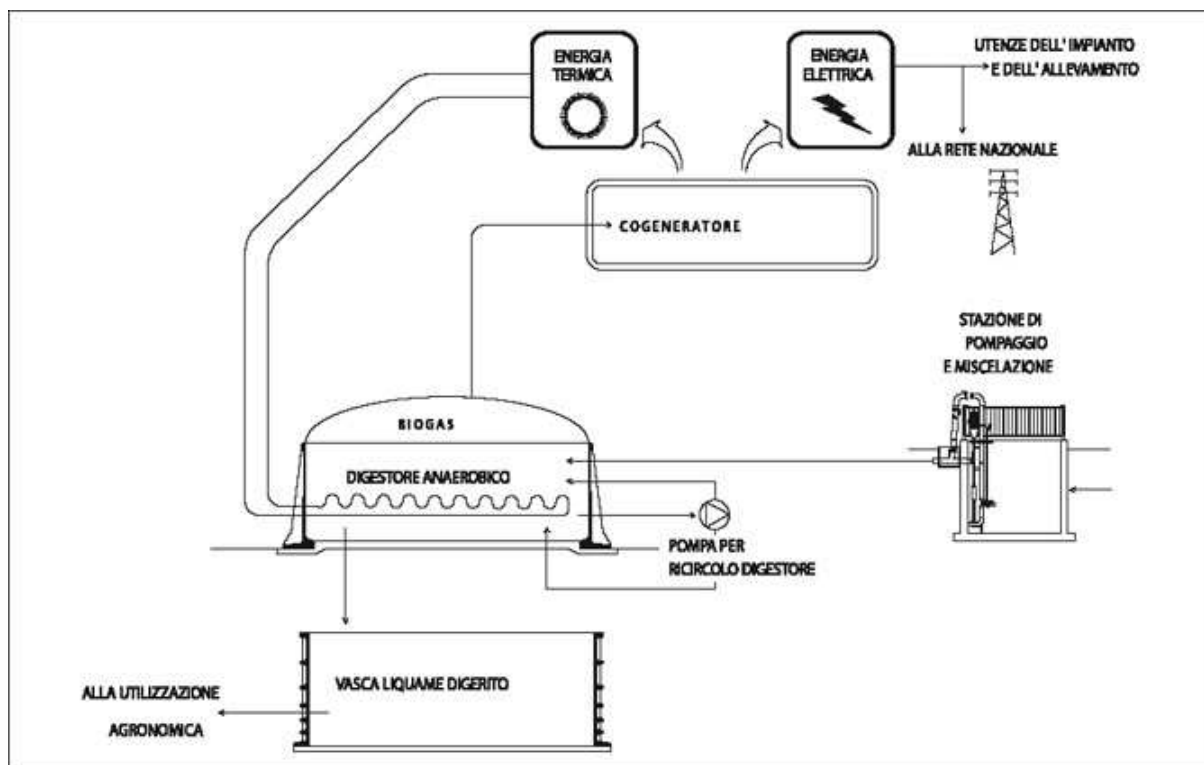
- evita la costruzione separata di un gasometro;
- semplifica la manutenzione del digestore, essendo facilmente rimovibile;
- assicura un elevato grado di coibentazione della sommità del digestore;
- è adattabile a vasche esistenti;
- consente di immagazzinare il biogas già alla pressione di utilizzo dei bruciatori, evitando l'installazione di compressori per il gas;
- è resistente a neve e vento;
- rende possibile una gestione più flessibile degli utilizzatori di biogas grazie all'elevato volume racchiuso;
- favorisce infine la deumidificazione del gas contenuto, soprattutto nei mesi più freddi, mediante la condensa dell'acqua a contatto della parete della cupola.

Attraverso una apposita condotta collegata con la copertura raccogli-gas del digestore, il gas prodotto e recuperato è avviato ad un impianto di cogenerazione, che bruciando il biogas produce energia elettrica e calore. Parte del calore prodotto e viene recuperato ed utilizzato per termostatare e mantenere in temperatura il digestore. Infine il liquame in uscita dal digestore, ormai stabilizzato e

deodorizzato, sarà accumulato in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica.

7.2 Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato

Caratteristiche principali: questo processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), pertanto il digestore, che in questa tipologia di impianto è di forma cilindrica, sarà dotato di impianto di miscelazione ad elica, di pompa di ricircolo esterna temporizzata e sistema di bocchette di fondo per ottenere la movimentazione del liquame e l'effetto up-flow e rompicrosta. Il digestore sarà alimentato giornalmente con liquame fresco, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di almeno 30 giorni.



A chi è adatto: ad allevamenti che vogliono gestire i liquami come unico prodotto omogeneo e trarre il maggiore rendimento in termini energetici e quindi economici; poiché grazie al mantenimento di tutta la frazione solida presente nelle deiezioni si incrementa la produzione di biogas. È consigliabile anche ad allevamenti di modeste dimensioni, ma che hanno disponibilità nel tempo di biomasse da aggiungere e digerire assieme alle deiezioni. Restano anche per questo impianto validi i notevoli vantaggi ambientali, ma si deve ricordare che: il liquame non separato deve essere gestito con idonee

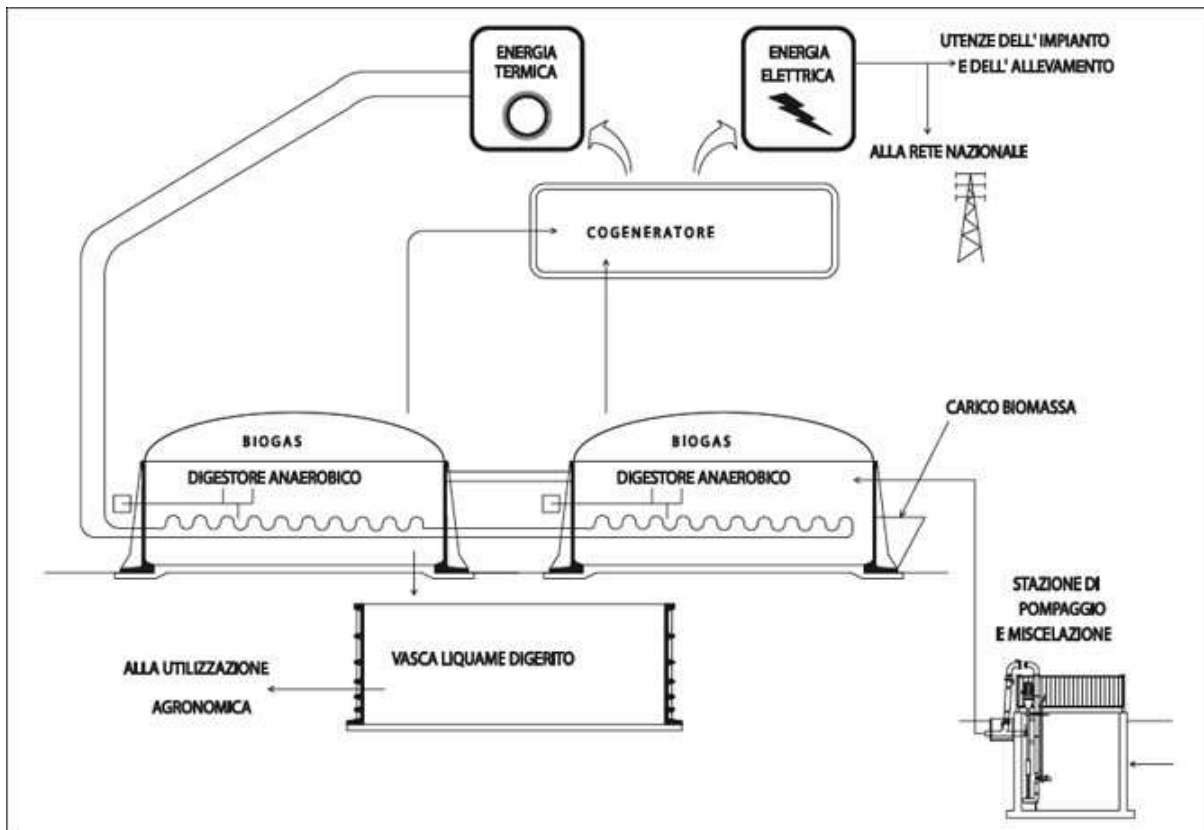
macchine nelle fasi di pompaggio; il digestore necessita di maggiori componenti elettromeccanici; l'impianto ha un autoconsumo elettrico più elevato e l'eventuale aggiunta di sostanze contenenti azoto porta alla necessità di avere più terreno per il bilancio aziendale previsto dal piano di utilizzazione agronomica.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, anche in questo caso è fondamentale che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto è convogliato ad una pre-vasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa trituratrice, dove può essere aggiunta in dosi prestabilite una moderata quantità di biomassa per ottenere una miscela pompabile, con un contenuto di solidi non superiore al 10%, che arricchisce di sostanza organica il liquame destinato ad alimentare il digestore. La digestione anaerobica dei liquami tal quali con moderate quantità di biomasse, è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato.

Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Nel caso di digestori Up-Flow, alimentati con miscela di liquami e biomasse, è opportuno garantire tempi di permanenza di almeno 30-40 giorni e temperature nel campo mesofilo o termofilo. E' anche possibile dividere il volume di digestione in due reattori, uno primario ed uno secondario, adatti a far avvenire in modo più controllato le fasi acidogena e metanogena.

7.3 Impianto tipo super-flow

Caratteristiche principali: il processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), con immissione di opportuna biomassa anche in grandi quantità, oltre il limite di pompabilità. Di norma l'impianto prevede due digestori, uno primario e uno secondario. Il digestore primario di tipo cilindrico, è dotato di un particolare miscelatore ad asse orizzontale che garantisce la completa miscelazione dei liquami e della biomassa. Il digestore primario è alimentato costantemente con liquame fresco e biomassa secondo un piano di carico prestabilito in funzione delle composizioni e caratteristiche dei vari complementi di apporto, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20 – 30 giorni per essere trasferito nel digestore secondario, a sua volta miscelato ed in grado di recuperare la residua quantità di biogas. Il tempo di permanenza nel secondo digestore risulta pari a circa 30 – 40 giorni per una permanenza media complessiva pari a circa 60 giorni.



A chi è adatto: ad aziende agricole e zootecniche che hanno disponibilità di terreni set – aside (da mettere a riposo) o comunque disponibilità di biomassa costante nell’arco dell’anno, grazie alla quale si incrementa notevolmente la produzione di biogas e quindi di energia elettrica prodotta, massimizzando in tal modo il rendimento del processo.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è consigliabile che i liquami prodotti arrivino “freschi” al digestore primario e la qualità della biomassa sia integra nella sua struttura energetica. Il liquame prodotto è convogliato ad una pre-vasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa trituratrice che omogeneizza e alimenta il liquame nel digestore primario cilindrico. Una particolare tramoggia munita di coclee di dosaggio opportunamente alimentata provvede al carico della biomassa, che mediante un programma specifico inserisce nel digestore il quantitativo necessario di materiali per garantire un buon funzionamento del processo di digestione. Il biogas così prodotto in condizioni anaerobiche è raccolto direttamente nella parte superiore del o dei digestori mediante una copertura gasometrica a cupola che avrà la forma di calotta sferica a volume variabile. Attraverso una condotta collegata con la copertura raccogli-gas dei digestori, il gas prodotto e recuperato è bilanciato, raffreddato, deumidificato, filtrato ed avviato ai gruppi di cogenerazione che bruciando il biogas producono energia elettrica e calore. Infine il liquame in uscita ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato tal quale, o previa separazione, in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell’utilizzazione agronomica.

Capitolo 8

LA NORMATIVA

Nel Piano di Azione Nazionale (PAN) per le fonti rinnovabili inviato a luglio 2010 dall'Italia alla Commissione Europea in adempimento a quanto previsto dalla **Direttiva 2009/28/CE** del 23 aprile 2009 (Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE), è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di "Energia" e "Autorizzazioni". La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia.

Le **Linee Guida Nazionali** previste dall'articolo 12 del **D.Lgs. n. 387/2003** del 29 dicembre 2003 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) sono state approvate nel 2010 attraverso la pubblicazione del **D.M. 10 settembre 2010** (Pubblicato nella G.U. il 18 settembre, n. 219) del Ministero dello Sviluppo Economico: "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Queste Linee Guida hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare entro gennaio 2011 la propria disciplina in materia di "Autorizzazioni", salvo applicare direttamente quando previsto nel documento nazionale decorso tale termine.

L'approvazione del **D.Lgs. n. 28/2011** del 3 marzo 2011 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) di recepimento della Direttiva 2009/28/CE "Fonti Rinnovabili" ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative *proporzionate e necessarie*, nonché *semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato* così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

L'auspicio era che questo nuovo quadro normativo potesse favorire uno sviluppo delle rinnovabili sul territorio nazionale tale da consentire all'Italia di rispettare gli obiettivi imposti dalla Direttiva 2009/28/CE.

Da segnalare è anche l'approvazione della definizione operativa di "filiera corta" (**D.M. 2 Marzo 2010** del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, in attuazione della Legge n.296 del 27 Dicembre 2006), che interessa tutti gli impianti di produzione di energia da biomasse, tra cui anche quelli a biogas.



Una volta data una panoramica generale sui principali riferimenti normativi, è però fondamentale sottolineare che, ad oggi, il nuovo riferimento per **l'incentivazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili non fotovoltaiche** che entrano in esercizio a partire dal **1° Gennaio 2013** è il **D.M. 6 Luglio 2012** (emanato dal *Ministero dello Sviluppo Economico* di concerto con il *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*).

8.1 Il precedente sistema di incentivazione (in vigore fino al 31 dicembre 2012)

Il “Decreto Rinnovabili” del 3 Marzo 2011 ha stabilito che le modalità di incentivazione per l'energia elettrica e termica da biomasse siano modificate a far data dal 1 Gennaio 2013.

Sino a quella data il sistema di incentivazione per le bioenergie può essere così riassunto:

- per la **produzione di energia elettrica**, che è incentivata direttamente, in funzione della taglia dell'impianto, si fa riferimento a:
 - **tariffa onnicomprensiva** per impianti sino a 1.000 kWe (principali Leggi: n.244/07 e successiva n.99/09);
 - **certificati verdi (CV)** (numerose Leggi di riferimento, alcune delle principali: D.lgs. n.79/99, L. n.244/07, D.M. 18/12/08, D.lgs. n.28/11).
- per la **produzione di energia termica**, che è invece supportata indirettamente, sempre in funzione della taglia, è possibile sfruttare:
 - la **detrazione fiscale del 55%** per caldaie a biomasse in sostituzione di impianti esistenti (art.1, comma 344 della Legge Finanziaria 2007);
 - i **certificati bianchi** (TEE – Titoli di Efficienza Energetica) (D.lgs. n.79/99 e D.lgs. n.164/00).

8.2 Il nuovo sistema di incentivazione (valido dal 1° gennaio 2013)

Il **D.M. 6 Luglio 2012** ha portato ad una “svolta” legislativa nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili non fotovoltaiche. Le modifiche apportate all'attuale quadro di incentivazione per le biomasse e il biogas, che terminerà come detto il 31 dicembre 2012, sono sostanziali e determinano un deciso cambiamento rispetto al sistema precedente.

Il D.M. 6 luglio 2012 introduce infatti un forte segno di rottura rispetto alle dinamiche con cui sino ad oggi si sono sviluppate le fonti rinnovabili in Italia: sebbene la discontinuità si possa apprezzare solo analizzando singolarmente ciascun comparto, in termini generali si può senz'altro affermare che questo D.M. chiude una stagione di sviluppo delle rinnovabili di tipo principalmente finanziaria per aprirne una nuova, basata maggiormente su logiche competitive ed industriali.

Si riporta l'Articolo 1 del decreto:

Art. 1
(Finalità)

1. Il presente decreto ha 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.

8.2.1 Le principali novità

- Il costo massimo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti a fonte rinnovabile, con esclusione di quelle fotovoltaiche, è fissato a **5,8 miliardi di euro annui**.
- Per gli anni 2013-2015 sono previsti contingenti annui in relazione alla potenza massima installabile (*Tabella 1*).
- Sono introdotti i **registri** per gli impianti di potenza compresa fra un valore minimo (biomasse 200 kW e **biogas 100 kW**) e 5 MW.
- Sono introdotte delle procedure di **asta** al ribasso per gli impianti con potenza superiore a 5 MW.
- Ritiro dell'energia con tariffa onnicomprensiva per impianti di potenza inferiore ad 1 MW.
- Erogazione dell'incentivo spettante in riferimento alla produzione netta immessa in rete per impianti di potenza superiore ad 1 MW.
- Gli impianti alimentati a biomasse e biogas sono **incentivati in modo differenziato** in funzione dell'utilizzo di *prodotti, sottoprodotti o rifiuti*.
- A fronte di una cospicua riduzione degli incentivi rispetto al sistema precedente sono previsti specifici **premi**, ad esempio per:
 - **cogenerazione ad alto rendimento** (C.A.R.), sia per biogas sia per le biomasse;
 - l'**abbattimento dell'azoto** nel caso di impianti a biogas; in questo preciso caso nel decreto si parla di **recupero** dell'azoto e di **rimozione** dell'azoto. I due termini non stanno a significare la stessa cosa ma, ad oggi, sono ancora presenti alcuni dubbi sul significato preciso di questi termini e su quali siano le reali condizioni da rispettare

per avere il diritto ad un determinato premio (successivamente si cerca comunque di spiegare questo punto in modo più esaustivo).

- Incentivazione separata per la produzione di energia da impianti oggetto di interventi di rifacimento totale o parziale e da impianti ibridi.

Di seguito viene riportata la tabella tratta dall'Articolo 9, comma 4 del decreto.

Tabella 1 - Contingenti di potenza per impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di un intervento di potenziamento			
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Contingente di Potenza (MW)		
	2013	2014	2015
Biomasse da prodotti di origine biologica, sottoprodotti di origine biologica, rifiuti non provenienti da raccolta differenziata, biogas , gas di depurazione, gas di scarica e bioliquidi sostenibili	170	160	160
Biomasse da rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente	30	0	0

8.2.2 Accesso ai meccanismi di incentivazione

Una delle principali novità del nuovo sistema di incentivazione riguarda l'accesso ai meccanismi di incentivazione.

➡ Accedono DIRETTAMENTE ai meccanismi di incentivazione gli impianti:

- nuovi alimentati a biomassa mediante prodotti o sottoprodotti di origine biologica di potenza fino a 200 kW e *gli impianti alimentati a biogas fino a 100 kW*;
- oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello prima dell'intervento sia non superiore ai valori di potenza di cui al punto precedente;
- oggetto di rifacimento aventi potenza complessiva, a valle dell'intervento, non superiore ai valori massimi di potenza di cui sopra;
- previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero;

➡ Accedono ai meccanismi di incentivazione, PREVIA ISCRIZIONE IN APPOSITI REGISTRI in posizione tale da rientrare nei limiti di potenza indicati nella *Tabella 1*, gli impianti:

- nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, se la relativa potenza non è superiore a 5 MW (e ovviamente superiore ai valori del caso precedente);
- oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento sia non superiore a 5 MW.

8.2.3 Il ruolo del G.S.E.

Il soggetto responsabile deve richiedere al GSE (*Gestore dei Servizi Energetici*) l'iscrizione al registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di appartenenza.

Per richiedere al GSE l'iscrizione al registro (presentazione di una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del DPR 445/2000, recante le informazioni di cui all'allegato 3 del decreto) i soggetti devono essere in possesso di **titolo autorizzativo**, nonché del **preventivo di connessione redatto dal gestore di rete e accettato in via definitiva dal proponente**.

PROCEDURE DI ISCRIZIONE AL REGISTRO

Il 24 agosto 2012 il GSE ha pubblicato sul proprio sito internet (www.gse.it) le procedure applicative del DM 6 luglio 2012 contenenti i regolamenti operativi per la procedura d'asta e per le procedure di iscrizione ai registri.

Successivamente, l'8 settembre, è stato pubblicato il primo bando: per cui a partire dall'8 settembre e fino al 6 dicembre è possibile presentare le domande di iscrizione al Registro.

Per le procedure di iscrizione dei periodi successivi le procedure sono pubblicate entro il 31 marzo di ogni anno, a decorrere dal 2013.

GRADUATORIE DEGLI IMPIANTI

Il GSE forma le graduatorie degli impianti iscritti a ciascun registro secondo specifici criteri di priorità (Articolo 10, comma 3). Nei primi due gradi di priorità si trovano:

- *gli impianti di proprietà di aziende agricole, singole o associate alimentati da biomasse o biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a) e b) (prodotti e sottoprodotti di origine biologica), con potenza non superiore a 600 kW;*
- *gli impianti a biomasse e biogas alimentati dalla tipologia di cui all'articolo 8, comma 4, lettera b) (sottoprodotti di origine biologica), a prescindere dalla potenza.*

CONTINGENTE DI POTENZA DISPONIBILE

In ogni procedura viene messo a registro l'intero contingente disponibile nell'anno, sommato alle quantità eventualmente non assegnate nella precedente procedura.

A partire dal secondo registro vengono sottratte al contingente le quote di potenza degli impianti che accedono direttamente agli incentivi, entrati in esercizio nei 12 mesi precedenti all'apertura della

procedura (per il secondo registro quelli entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013) e che comunque contribuiscono alla riduzione del tetto.

Vengono inoltre sottratte le quote degli incentivi forniti agli impianti che accedono alle disposizioni transitorie dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione (per gli impianti a biogas e biomasse periodo gennaio-aprile 2013). Nel caso il valore del contingente, a seguito di tali sottrazioni, fosse negativo si andranno a diminuire anche i contingenti successivi.

ENTRATA IN ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

Gli impianti a biomasse e biogas (tipologia prodotti biologici e sottoprodotti) inclusi nelle graduatorie devono entrare in esercizio **entro 22 mesi dalla data della comunicazione di esito positivo della procedura**. Il mancato rispetto dei termini comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante di riferimento dello 0,5% per ogni mese di ritardo rispetto ai detti termini, nel limite massimo di 12 mesi di ritardo (in caso di superamento di quest'ultimo termine il soggetto responsabile decade dal diritto all'accesso ai benefici).

IMPIANTI DI POTENZA SUPERIORE A 5 MW

Gli impianti a biomasse e biogas nuovi (nonché quelli integralmente ricostruiti e riattivati), sempre nel rispetto di determinati quantitativi di potenza annua, accedono ai meccanismi di incentivazione a seguito di una partecipazione a procedure competitive di *aste al ribasso* se la potenza è superiore a 5 MW. Lo stesso dicasi per impianti oggetto di un intervento di potenziamento qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello prima dell'intervento sia superiore a 5 MW.

8.3 Determinazione degli incentivi (Articolo 7)

- **IMPIANTI FINO A 1 MW**

Per gli impianti a biomasse e biogas di potenza nominale fino a 1 MW il GSE prevede, ove richiesto, al ritiro dell'energia elettrica immessa in rete erogando, sulla produzione netta immessa in rete, una **tariffa incentivante onnicomprensiva (To)** determinata secondo la seguente formula:

$$\mathbf{T_o = T_b + P_r}$$

con:

Tb = tariffa incentivante base a seconda della tipologia d'impianto e del tipo di alimentazione (prodotti, sottoprodotti, rifiuti);

Pr = ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto.

Tali impianti possono esercitare, *per una sola volta nel periodo di vita utile*, il diritto di optare per il *meccanismo di incentivazione stabilito per gli impianti di potenza superiore a 1 MW*.

• IMPIANTI SUPERIORI A 1 MW

Per gli impianti a biomasse e biogas di potenza nominale superiore a 1 MW, anche soggetti alle aste al ribasso, il GSE eroga, sulla base dei dati della produzione di energia elettrica netta immessa in rete e dei prezzi zonali orari, il seguente **incentivo (I)**:

$$I = T_b + P_r - P_z$$

con:

T_b = tariffa incentivante base;

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

P_z = prezzo zonale orario, della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

L'energia prodotta dai medesimi impianti resta nella disponibilità del produttore.

8.3.1 Biomasse di alimentazione ammesse

Per determinare la tariffa incentivante base di riferimento occorre innanzitutto verificare in sede di autorizzazione da quali **tipologie di biomassa** è alimentato l'impianto (*Articolo 8, comma 4*):

- *lettera a) **Prodotti*** di origine biologica (colture dedicate come ad esempio le colture seminative da destinare alla digestione anaerobica);
- *lettera b) **Sottoprodotti*** di origine biologica di cui alla Tabella 1-A del decreto (vedi *Tabella 2*);
- *lettera c) **Rifiuti*** per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto;
- *lettera d) **Rifiuti*** non provenienti da raccolta differenziata diversi dal punto precedente.

Nei casi in cui, nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, non risulti in modo esplicito che l'impianto viene alimentato da una sola delle tipologie sopra indicate, il GSE procede all'individuazione della tariffa incentivante di riferimento secondo le seguenti modalità:

- nel caso in cui l'autorizzazione preveda che l'impianto possa utilizzare più di una tipologia di biomassa, attribuisce all'intera produzione la tariffa incentivante di minor valore fra quelle riferibili alle tipologie utilizzate;

- nel caso in cui l'autorizzazione non rechi esplicita indicazione delle tipologie di biomassa utilizzate, il GSE attribuisce la tariffa incentivante di minor valore tra quelle delle possibili tipologie di alimentazione dell'impianto.

Si riportano ora nella seguente tabella (tratta dalla Tabella 1.A del decreto) le varie tipologie di sottoprodotti ammesse per l'alimentazione degli impianti a biogas; la categoria **sottoprodotti** è molto importante in quanto è la categoria maggiormente incentivata.

Tabella 2 - Sottoprodotti utilizzabili per l'alimentazione dell'impianto a biogas
Sottoprodotti di origine animale non destinate al consumo umano (Regolamento Ce 1069/2009)
Classificati di categoria 3
<ul style="list-style-type: none"> > 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 prodotti destinati al consumo umano, compresi ciccioli, fanghi da centrifuga o da separatore risultanti dalla lavorazione del latte; > sangue che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili 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.
Classificati di categoria 2
<ul style="list-style-type: none"> > 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; da macelli diversi da quelli disciplinati dall'articolo 8, lettera e).
Classificati di categoria 1
> tutti i materiali classificati di categoria 1 ed elencati all'articolo 8 del regolamento Ce n. 1069/2009.
Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale
<ul style="list-style-type: none"> > effluenti zootecnici, paglia, pula, stocchi, fieni e trucioli da lettiera, residui di campo delle aziende agricole, sottoprodotti derivati dall'espanto, sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali, sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco, potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato.
Sottoprodotti provenienti da attività alimentari e agroindustriali
<ul style="list-style-type: none"> > sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (bucchette, bacche fuori misura, ecc.); > sottoprodotti della lavorazione dei cereali (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, glutine, amido, semi spezzati, ecc.); > sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, sanse di olivo disoleata, acque di vegetazione); > sottoprodotti della lavorazione di frutti e semi oleosi (panelli di germe di granoturco, lino, vinacciolo, ecc.); > sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.); > pannello di spremitura di alga; > sottoprodotti della trasformazione della frutta (condizionamento, sbucciatura, detorsolatura, pastazzo di agrumi, spremitura di pere, mele, pesche noccioli, gusci, ecc.); > sottoprodotti dell'industria della panificazione, della pasta alimentare, dell'industria dolciaria (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.); > sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari (condizionamento, sbucciatura, confezionamento, ecc.); > sottoprodotti della torrefazione del caffè; > sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero (borlande, melasso, polpe di bietola esauste essiccate, suppressate fresche, suppressate insilate, ecc.); > sottoprodotti della lavorazione della birra; > sottoprodotti derivati della lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.).
Sottoprodotti provenienti da attività industriali
> sottoprodotti della lavorazione del legno per la produzione di mobili e relativi componenti.

È prevista una sola eccezione per gli impianti a biomasse e biogas di potenza **fino a 1MW** per la **tipologia sottoprodotti** dove possono essere utilizzate biomasse rientranti nelle **tipologia dei prodotti di origine biologica per un massimo del 30% in peso**. In altre parole c'è una deroga che identifica appartenente al raggruppamento sottoprodotti anche gli impianti di potenza non superiore a 1 MW a biomasse e biogas alimentati anche a prodotti per una percentuale non superiore al 30% in peso. Quindi, una volta determinata la tipologia della biomassa in relazione alla potenza dell'impianto viene stabilito l'incentivo base.

8.3.2 Cumulabilità degli incentivi

Il diritto agli incentivi è cumulabile per gli impianti di potenza elettrica fino a 1 MW, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessine con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentate da biomasse e biogas, a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale, con altri incentivi pubblici non eccedenti il 40% del costo dell'investimento.

Nel caso di impianti di potenza elettrica superiore a 1 MW e fino a 10 MW il diritto agli incentivi è cumulabile con altri incentivi pubblici non eccedenti il 20%.

Il premio per la produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento non è cumulabile con ulteriori incentivi all'efficienza energetica e alla produzione di energia termica.

8.3.3 Gli incentivi per gli impianti a biogas

Gli incentivi (vedi *Tabella 3*) relativi agli impianti a biogas vengono erogati sulla base della seguente tabella per un periodo di **20 anni**. I valori si riferiscono agli impianti che entreranno in servizio nell'anno 2013; per gli anni successivi verranno decurtati del 2% annuo.

Quindi in base alla potenza dell'impianto e alla tipologia della biomassa di alimentazione viene determinato l'incentivo. Vanno poi considerati anche gli eventuali premi, di cui si è parlato precedentemente e che verranno poi trattati.

Tabella 3 – Incentivi erogati per gli impianti a biogas (*)		
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Potenza (kW)	Tariffa incentivante Base - Tb (€/MWh)
a) Prodotti di origine biologica	$1 < P \leq 300$	180
	$300 < P \leq 600$	160
	$600 < P \leq 1.000$	140
	$1.000 < P \leq 5.000$	104
	$P > 5.000$	91
b) Sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A del decreto	<u>$1 < P \leq 300$</u>	<u>236</u>
	$300 < P \leq 600$	206
	$600 < P \leq 1.000$	178
	$1.000 < P \leq 5.000$	125
	$P > 5.000$	101
d) Rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui al punto successivo	$1 < P \leq 1.000$	216
	$1.000 < P \leq 5.000$	109
	$P > 5.000$	85
c) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto	$1 < P \leq 1.000$	216
	$1.000 < P \leq 5.000$	109
	$P > 5.000$	85
(*) la vita utile degli impianti è 20 anni		

È stata evidenziata nella tabella la tipologia di impianto maggiormente incentivata dal decreto, ossia quella [1 ÷ 300 kW] con alimentazione da sottoprodotti di origine biologica e rifiuti di cui alla lettera d) del decreto. Per questo motivo si afferma che, in tal senso, sono stati favoriti gli impianti di “piccola” taglia. Se si unisce questo punto con il fatto che per gli impianti fino ai 100 kW non è necessaria l'iscrizione ai registri, si conclude che **la fascia maggiormente incentivata, sia dal punto di vista economico che autorizzativo, è quella 1 ÷ 100 kW.**

Sostanzialmente quindi si possono distinguere **3 principali soglie di potenza** di maggior interesse che derivano dal nuovo decreto:

- **100 kW** → nessuna iscrizione ai registri
- **300 kW** → massimo rapporto potenza / incentivo
- **600 kW** → massima potenza

8.4 Premi aggiuntivi

Alla tariffa di riferimento (Tb), per gli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili operanti in assetto di **cogenerazione ad alto rendimento** (C.A.R.), spetta un premio (Pr) così differenziato (*Articolo 8, comma 8*):

- a) **40 €/MWh** per impianti alimentati da prodotti di origine biologica (Articolo 8, comma 4, lettera a) e da bioliquidi sostenibili;
- b) **40 €/MWh** per impianti a biomasse alimentati da sottoprodotti di origine biologica (Articolo 8, comma 4, lettera b), qualora il calore cogenerato sia utilizzato per il teleriscaldamento;
- c) **10 €/MWh** per gli altri impianti.

I premi che interessano gli impianti a biogas sono quindi quelli di cui alle lettere a) e c).

8.4.1 Bonus aggiuntivi per l'abbattimento dell'azoto

Questi premi sono trattati e descritti nell'*Articolo 26* del decreto.

- **Comma 1**

Nel caso di impianti alimentati da **biogas** operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) che prevedono il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre fertilizzanti, il premio per l'assetto cogenerativo è aumentato di **30 €/MWh**

- **Comma 2**

Per accedere al premio di cui al comma 1 è previsto che (*Tabella 4*):

Tabella 4 - Condizioni per accedere al premio azoto in assetto cogenerativo
a) Il titolare dell'impianto presenti una comunicazione di spandimento ai sensi dell'articolo 18 del D.M. 7 aprile 2006 che preveda una rimozione di almeno il 60% dell' azoto totale in ingresso all'impianto.
b) Sia verificata la conformità dei fertilizzanti prodotti secondo quanto stabilito dal D.Lgs 75/10, nonché sia verificato che il fertilizzante e il produttore dello stesso siano iscritti ai rispettivi registri di cui all'articolo 8, comma 1, del medesimo decreto legislativo.
c) La produzione del fertilizzante deve avvenire 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 ammoniaca o altri composti ammoniacali.

- **Comma 3**

Per impianti alimentati da **biogas** di potenza fino a 600 kW, in alternativa al premio di cui al comma 2, è possibile accedere:

- a) ad un premio di **20 €/MWh** nel caso in cui l'impianto operi in assetto cogenerativo e sia realizzato, attraverso la produzione di fertilizzante, un recupero del 30% dell'azoto totale in ingresso all'impianto e siano rispettate le lettere d) ed e) del comma2;
- b) ad un premio di **15 €/MWh** nel caso in cui sia realizzata una rimozione pari al 40% dell'azoto totale in ingresso e siano rispettate le lettere d) ed e) del comma2.

Cogenerazione

La cogenerazione (**C.H.P.**, *combined heat and power*) è definita come la generazione simultanea in un unico processo dei energia elettrica e termica.

D.M. 4 agosto 2011 – Un'unità di cogenerazione è riconosciuta come funzionante ad **alto rendimento** (C.A.R.) se il **risparmio di energia primaria** (PES) conseguito dall'unità di cogenerazione rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, è:

PES > 0	per impianti < 1 MW
PES > 0,1	per impianti > 1 MW

dove PES è definito nel modo seguente:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) * 100$$

con:

- $CHPH\eta$ e $CHPE\eta$ = rendimenti termico ed elettrico dell'unità di cogenerazione;
- $RefH\eta$ e $RefE\eta$ = rendimenti termico ed elettrico di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e termica (tabulati).

$$\text{Rendimento globale } (\eta_{glob}) = \frac{\text{energia elettrica} + \text{calore utile} + \text{energia meccanica}}{\text{energia di alimentazione}}$$

Se:

- $\eta_{glob} > 75\%$ tutta l'energia elettrica è prodotta in cogenerazione; premio erogato sulla produzione elettrica totale;
- $\eta_{glob} < 75\%$ una parte di energia elettrica non è prodotta in cogenerazione; premio erogato su una percentuale dell'energia elettrica totale.

L'energia elettrica considerata da cogenerazione è pari a:

$$E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} * C_{\text{eff}} \quad (C_{\text{eff}} = \text{rapporto energia elettrica / calore effettivo})$$

Si riporta ora una sintesi dei premi applicabili agli impianti a biogas (Tabella 5):

Tabella 5 – Premi per impianti a biogas					
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Potenza [kW]	Cogenerazione ad alto rendimento (C.A.R.) [€/MWh]	Bonus azoto [€/MWh]		
			Recupero 60% + C.A.R.*	Recupero 30% + C.H.P.**	Rimozione 40 %
a) Prodotti di origine biologica	1 < P ≤ 300	40	30	20	15
	300 < P ≤ 600	40	30	20	15
	P > 600	40	30	-	-
b) Sottoprodotti di origine biologica; d) Rifiuti non provenienti da raccolta differenziata	1 < P ≤ 300	10	30	20	15
	300 < P ≤ 600	10	30	20	15
	P > 600	10	30	-	-
c) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente	1 < P ≤ 300	10	30	20	15
	300 < P ≤ 600	10	30	20	15
	P > 600	10	30	-	-

*C.A.R. = Cogenerazione ad alto rendimento **C.H.P. = Assetto cogenerativo normale

8.4.2 Sintesi per alcune tipologie di impianto

- **IMPIANTI CON $1 \text{ kW} < P \leq 600 \text{ kW}$ ALIMENTATI CON PRODOTTI BIOLOGICI E SOTTOPRODOTTI BIOLOGICI**

Incentivi e premi per impianti a biogas di potenza superiore a 1 kW e non superiore a 600 kW							
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Potenza (kW)	Tariffa base Tb (€/MWh)	Premi (€/MWh)				To* [Tb + premi (min. - max.)] (€/MWh)
			CAR	Abbattimento azoto			
				- 40%	- 30% CHP	- 60% CAR	
a) Prodotti di origine biologica	1 < P ≤ 300	180	40	15	20	30	180 – 250
	300 < P ≤ 600	160	40	15	20	30	160 – 230
b) Sottoprodotti di origine biologica	1 < P ≤ 300	236	10	15	20	30	236 – 276
	300 < P ≤ 600	206	10	15	20	30	206 – 246

* To = tariffa onnicomprensiva

- **IMPIANTI CON $600 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$ ALIMENTATI CON PRODOTTI BIOLOGICI E SOTTOPRODOTTI BIOLOGICI**

<i>Incentivi e premi per impianti a biogas di potenza superiore a 600 kW e non superiore a 1 MW</i>					
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Potenza (kW)	Tariffa base Tb (€/MWh)	Premi (€/MWh)		To [Tb + premi (min. - max.)] (€/MWh)
			CAR	Azoto - 60% + CAR	
Prodotti di origine biologica	$600 < P \leq 1.000$	140	40	30	140 - 210
Sottoprodotti di origine biologica	$600 < P \leq 1.000$	178	10	30	178 - 218

- **IMPIANTI CON $1 \text{ MW} < P \leq 5 \text{ MW}$ ALIMENTATI CON PRODOTTI BIOLOGICI E SOTTOPRODOTTI BIOLOGICI**

<i>Incentivi e premi per impianti a biogas di potenza superiore a 1 MW e non superiore a 5 MW</i>					
Tipologia di alimentazione dell'impianto	Potenza (kW)	Tariffa base Tb (€/MWh)	Premi (€/MWh)		To [Tb + premi (min. - max.)] (€/MWh)
			CAR	Azoto - 60% + CAR	
Prodotti di origine biologica	$1.000 < P \leq 5.000$	104	40	30	104 - 174
Sottoprodotti di origine biologica	$1.000 < P \leq 5.000$	125	10	30	125 - 165

Nota sui servizi ausiliari

L'Allegato 4 del decreto tratta la "Determinazione dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, dalle perdite di linea e dalle perdite di rete nei trasformatori principali per impianti fino a 1 MW". Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (e quindi anche impianti a biogas) con **potenza non superiore a 1 MW** si utilizzano quindi i valori riportati nella tabella 6 dell'allegato 4, da applicare alla produzione lorda, come misurata ai sensi dell'articolo 22.

Per gli **impianti a biogas** (per tutte le tipologie di alimentazione) tale tabella fissa la percentuale dell'autoconsumo dell'impianto all' **11%**.

8.5 I principali articoli del D.M. 6 luglio 2012

Si riportano di seguito i principali articoli e allegati del D.M. 6 luglio 2012 che riguardano gli impianti a biogas (di nuova costruzione), ai quali è necessario fare riferimento per impianti di questa tipologia che entreranno in esercizio a partire dal 1 gennaio 2013 (vengono tralasciati i punti che riguardano esclusivamente impianti di potenza superiore ad 1 MW).

<i>Articolo 1</i>	Finalità
<i>Articolo 2</i>	Definizioni
<i>Articolo 3</i>	Oggetto e ambito di applicazione
<i>Articolo 4</i>	Accesso ai meccanismi di incentivazione
<i>Articolo 5</i>	Valori della potenza di soglia
<i>Articolo 6</i>	Vita media utile convenzionale e periodo di diritto ai meccanismi di incentivazione
<i>Articolo 7</i>	Modalità di determinazione delle tariffe incentivanti e degli incentivi
<i>Articolo 8</i>	Disposizioni specifiche per gli impianti alimentati da biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili
<i>Articolo 9</i>	Iscrizione al registro
<i>Articolo 10</i>	Requisiti per la richiesta di iscrizione al registro e modalità di selezione
<i>Articolo 11</i>	Adempimenti per l'accesso ai meccanismi di incentivazione per gli impianti iscritti al registro
<i>Articolo 22</i>	Erogazione degli incentivi e delle tariffe incentivanti per gli impianti che entrano in esercizio ai sensi del presente decreto
<i>Articolo 26</i>	Premi per impianti a biogas che utilizzano tecnologie avanzate
<i>Articolo 29</i>	Cumulabilità degli incentivi
<i>Allegato 1</i>	Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti

8.6 Il quadro autorizzativo

Una volta fatte attente valutazioni tecnico/economiche sulla fattibilità di un impianto a biogas (il discorso vale comunque in generale) è necessario però confrontarsi con il “mondo” autorizzativo che regola e legifera quella precisa tipologia di costruzione che si intende realizzare. Molto spesso è proprio l'ambito autorizzativo uno degli ostacoli più difficili da sorpassare per arrivare a realizzare un impianto, senza poi contare quello che è l'impatto sulla società ed il parere sociale della popolazione a riguardo. In altre parole prima di poter costruire un impianto è fondamentale essere in possesso dell'autorizzazione per farlo, autorizzazione che non è sempre così facile ottenere, a causa dei più svariati motivi.

La **Direttiva europea 2009/28/CE**, al fine di favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, ha richiesto agli Stati Membri di far sì che le procedure autorizzative siano proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato. La recente approvazione delle Linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva europea 28, nel rispondere a tale intento, ha ridefinito l'intero quadro delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili in Italia.

Le **Linee Guida** approvate con il **D.M. 10 settembre 2010**, pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER). Le Linee Guida colmano un vuoto normativo perpetratosi dal 2003 (D.Lgs. n.387/2003: attuazione della Direttiva 2001/77/CE; prevedeva Linee Guida nazionali).

Il **D.Lgs. n. 28/2011** del 3 marzo 2011 ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica. Tale decreto modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

In relazione a questo argomento e a queste tematiche il GSE ha pubblicato un documento dal titolo "*Il quadro autorizzativo per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*", dal quale vengono tratti di seguito i principali argomenti, al fine di inquadrare al meglio questa tematica per gli impianti a biogas.

Nel documento vengono trattate le diverse fonti di energia rinnovabile:

- fotovoltaica;
- biomassa;
- gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e **biogas**;
- eolica;
- idraulica.

Per semplicità e pertinenza vengo riportati solamente i dati relativi agli impianti a biogas, anche se numerose normative fanno riferimento a tutte le fonti rinnovabili appena citate.

Gli iter procedurali previsti dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili sono tre: **Comunicazione al Comune, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.), Autorizzazione Unica (A.U.)**.

I singoli interventi di installazione di impianti FER (e quindi anche di impianti a biogas), a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti ad uno degli iter appena citati, come verrà sintetizzato in una successiva tabella. Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

8.6.1 La comunicazione al comune

La comunicazione al Comune è il titolo autorizzativo previsto dalla normativa vigente per l'installazione di impianti assimilabili ad "*attività edilizia libera*". Introdotta dal D.Lgs. 115/2008 per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti a fonte rinnovabile, la

Comunicazione ha ampliato il suo campo d'azione con l'approvazione della Legge 73/2010 di conversione del D.L. 40/2010. Attualmente è sufficiente la presentazione della semplice Comunicazione dell'inizio dei lavori da parte del soggetto interessato (laddove possibile, per via telematica) al Comune per la realizzazione degli impianti con le seguenti caratteristiche:

- singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro;
- impianti solari termici o fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi, fatta salva l'applicazione delle disposizioni del Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004) nei casi previsti;
- unità di micro-cogenerazione ad alto rendimento di potenza non superiore a 50 kW elettrici (Articolo 27, comma 20, della legge 99/2009);
- torri anemometriche realizzate mediante strutture mobili, semifisse o comunque amovibili su aree non soggette a vincolo o a tutela finalizzate alla misurazione temporanea del vento (fino a 36 mesi, entro un mese dalla conclusione il soggetto titolare deve rimuovere le apparecchiature ripristinando lo stato dei luoghi), a condizione che vi sia il consenso del proprietario del fondo;
- impianti a fonti rinnovabili compatibili con il regime di scambio sul posto (SSP) che non alterino i volumi, le superfici, le destinazioni d'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicino un incremento dei parametri urbanistici e non riguardino le parti strutturali dell'edificio; in caso di impianto fotovoltaico l'impianto non può essere realizzato all'interno dei centri storici (zona A dei Piani Regolatori Generali).

In ogni caso, il ricorso alla comunicazione è precluso al proponente che non abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e dalle infrastrutture connesse (in assenza di tale titolo l'impianto deve seguire l'iter autorizzativo unico).

8.6.2 La procedura abilitativa semplificata (P.A.S.)

Il D.Lgs. 28/2011 ha modificato gli schemi autorizzativi delineati nel 2010 con l'approvazione delle Linee Guida Nazionali: la Denuncia di Inizio Attività (D.I.A.) è sostituita dalla Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.). E' data alle Regioni, al contempo, la possibilità di ampliare il campo di applicazione di tale strumento autorizzativo semplificato ad impianti di potenza fino a 1 MW (art. 6).

La P.A.S. si applica agli impianti:

- impianti fotovoltaici con moduli sugli edifici con superficie complessiva non superiore a quella del tetto di qualsiasi potenza per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;

- impianti fotovoltaici fino a 20 kW (v. tabella A del D.Lgs. 387/2003) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;
- impianti a biomasse operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe = 3000 kWt (piccola cogenerazione) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;
- impianti a biomasse fino a 200 kW (v. tabella A del D.Lgs. 387/2003) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;
- impianti a gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe = 3000 kWt (piccola cogenerazione) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;
- impianti eolici fino a 60 kW (v. tabella A del D.Lgs. 387/2003) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune;
- torri anemometriche destinate a misurazioni del vento di durata superiore ai 36 mesi;
- impianti idroelettrici fino a 100 kW (v. tabella A del D.Lgs. 387/2003) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune.

La PAS deve essere presentata dal soggetto interessato, anche in via telematica, al Comune almeno 30 giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori. Nel caso in cui l'immobile sia sottoposto a vincolo tutelato dallo stesso Comune, il termine di 30 giorni è sospeso e decorre dalla conclusione del relativo procedimento. Se la tutela del vincolo compete ad un'altra amministrazione e il suo parere non è allegato alla P.A.S., il Comune entro 20 giorni convoca una conferenza di servizi. Il termine decorre quindi dall'adozione della decisione conclusiva.

La denuncia di impianto deve essere accompagnata da una relazione firmata da un progettista abilitato e dagli elaborati progettuali in grado di asseverare la conformità del progetto agli strumenti urbanistici e ai regolamenti edilizi. Alla P.A.S., che ha una validità di 3 anni, bisogna inoltre allegare anche il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete e accettato dal proponente, nonché l'indicazione dell'impresa alla quale si vogliono affidare i lavori. In caso di false dichiarazioni il dirigente comunale interpella l'autorità giudiziaria.

A fine intervento il progettista o il tecnico abilitato presenta al Comune un certificato di collaudo finale.

In ogni caso, il ricorso alla P.A.S. è precluso al proponente che non abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e dalle infrastrutture connesse (in assenza di tale titolo l'impianto deve seguire l'iter autorizzativo unico).

8.6.3 L'autorizzazione unica (A.U.)

L'Autorizzazione Unica è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili al di

sopra di precise soglie di potenza indicate per ciascuna fonte; per gli impianti a biogas tale soglia è 250 kW. Significa dunque che per costruire impianti a biogas di taglia superiore ai 250 kW è necessaria l'A.U. Le soglie indicate dal decreto potranno essere innalzate per specifiche fonti e particolari siti di installazione, per mezzo di un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e la Conferenza Unificata.

L'Autorizzazione Unica, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico. Tale titolo autorizzativo non sostituisce la V.I.A. (Valutazione di Impatto Ambientale) laddove richiesta dalla legislazione vigente. La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni (o alle Provincie se delegate dalla disciplina regionale).

Il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica viene avviato sulla base dell'ordine cronologico di presentazione delle istanze di autorizzazione. I tempi del procedimento sono stabiliti in modo preciso.

Le Linee Guida ribadiscono che le pubbliche amministrazioni e i soggetti privati preposti all'esercizio di attività amministrative sono tenuti, in caso di mancato rispetto dei termini fissati per il rilascio dell'autorizzazione unica, al risarcimento del danno ingiusto cagionato in conseguenza dell'inosservanza dolosa o colposa del termine di conclusione del procedimento unico. Restano ferme le disposizioni regionali e statali concernenti l'esercizio dei poteri sostitutivi, nonché le disposizioni di legge relative al ricorso contro il silenzio dell'amministrazione.

8.6.4 La situazione in Veneto

Le Linee Guida nazionali approvate nel 2010 hanno colmato un vuoto che durava appunto dal 2003. Durante tutti questi anni ogni Regione ha provveduto autonomamente a legiferare in materia di energia generando un quadro normativo estremamente variegato.

Si vuole ora dare una visione panoramica della situazione normativa nella regione Veneto.

INQUADRAMENTO GENERALE

Si riporta il quadro generale della pianificazione energetica regionale, con particolare attenzione per la disciplina delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, nonché i procedimenti autorizzativi per gli impianti alimentati da FER.

VENETO – INQUADRAMENTO GENERALE	
Pianificazione energetica	<p>La Regione Veneto non ha ancora adottato un proprio Piano energetico ambientale regionale (PEAR).</p> <p>Tuttavia, con Legge regionale n. 7/2011, il Veneto ha disposto una moratoria valida fino al 31 dicembre 2011 per la realizzazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> - impianti fotovoltaici a terra in area agricola di potenza di picco superiore a 200 kWp, - impianti alimentati da biomassa di potenza elettrica superiore a 500 kWe, - impianti alimentati a biogas e bioliquidi di potenza elettrica superiore a 1.000 kWe.
Rinnovabili ed efficienza energetica	<p>Con legge regionale n. 25/2000 il Veneto ha dettato norme per la pianificazione energetica regionale, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.</p> <p>In merito alle biomasse legnose, con Legge regionale n. 8/2006, la Regione ne ha disciplinato la produzione e l'utilizzo.</p> <p>In materia di edilizia sostenibile la Regione Veneto, con Legge regionale n. 4/2007, ha approvato una propria normativa; Linee guida sono state approvate con Dgr n. 1579/2008.</p> <p>Con Legge regionale n. 14/2009 la Regione ha stabilito norme per favorire l'installazione di impianti fotovoltaici negli edifici; disposizioni di dettaglio sono state fissate con Dgr n. 2508 del 4 agosto 2009.</p> <p>Per quanto concerne la certificazione energetica degli edifici, non avendo il Veneto ancora dettato una disciplina regionale in materia, si applica la normativa nazionale (D.Lgs. 192/2005 e s.m.i., Dpr 59/2009, D.M. 26 giugno 2009).</p>
Procedimenti autorizzativi e ripartizione delle competenze	<p>La ripartizione delle competenze in materia di energia è stata fissata, in Veneto, con legge regionale 13 aprile 2001 n. 11 e s.m.i..</p> <p>La competenza per il rilascio dell'autorizzazione unica spetta alla Regione. Con Dgr n. 3493/2010 il Veneto ha adeguato le proprie norme regionali in materia di autorizzazioni di impianti a fonti rinnovabili alle Linee guida nazionali. Ai sensi della Legge regionale n. 13/2011 per gli impianti fotovoltaici fino a 1 MW è sufficiente la PAS.</p> <p>In merito al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia da biomassa e biogas da produzioni agricole, forestali e zootecniche la Regione Veneto ha dettato specifiche disposizioni procedurali con Dgr n. 1391/2009.</p> <p>Con Dgr n. 2245/2009 la Regione Veneto ha sospeso il rilascio di concessioni geotermiche a bassa entalpia; limitatamente alle falde sotterranee della zona del portogruarese la Regione ha stabilito, con Dgr n. 4105 del 29 dicembre 2009, una procedura per il rilascio di tali concessioni.</p> <p>In materia di autorizzazione per derivazioni di acqua a scopo idroelettrico, la Regione, con Dgr n. 1609/2009 ha approvato nuove disposizioni in sostituzione della precedente normativa; ulteriori indirizzi operativi sono stati dettati con Dgr n. 1610 del 9 giugno 2009. Con legge regionale n. 26/2006 la Regione ha ratificato l'accordo con la Provincia di Trento per l'esercizio delle funzioni amministrative relative alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico per i rispettivi territori.</p>

QUADRO AUTORIZZAZIONI

Si riporta infine il quadro sinottico delle autorizzazioni necessarie e delle autorità competenti per fonte e potenza installata.

VENETO - QUADRO AUTORIZZATIVO						
Tipologia impianto	Potenza installata	Procedimento	Riferimento normativo	Ente competente	Soglie di potenza D.Lgs. n. 387/2003	Note
Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione, biogas	$P \leq 250$ [kW]	Comunicazione al Comune o P.A.S.	D.Lgs. n. 387/2003 D.M. 10 Sett.2010 D.Lgs. n. 28/2011	Comune	250 kW	La Dgr 2 marzo 2010, n. 453 precisa che per gli impianti al di sopra delle soglie del Dlgs. 387/2003 la competenza è ugualmente comunale se non occorrono altre autorizzazioni (VIA, concessione di derivazione d'acqua, nulla osta paesaggistico, ecc.).
	$P > 250$ [kW]	A.U.		Regione		

Interventi soggetti a Comunicazione o P.A.S.			
Fonte	Modalità operative / di installazione	Potenza [kW]	Procedura prevista
Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione, biogas	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 50 kWe (micro cogenerazione)	0 ÷ 50	COMUNICAZIONE
	Impianti compatibili con il regime di S.S.P. (scambio sul posto) non ricadenti nel caso precedente che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe = 3000 kWt (piccola cogenerazione) non ricadenti nei due casi precedenti	50 ÷ 1.000	P.A.S.
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nei casi precedenti	0 ÷ 250	P.A.S.

Capitolo 9

LA “CANTINA VALPANTENA VERONA S.C.A.”

Nei precedenti capitoli si è trattato in maniera significativa il settore biogas in Italia, inquadrato nel contesto generale delle fonti rinnovabili. Il settore è stato definito sia dal punto di vista tecnico, che normativo, andando a toccare tutti i principali punti di interesse necessari ad una completa comprensione di un lavoro riguardante queste tematiche.

Si passa quindi, adesso, ad uno specifico caso di studio, che tratta un’analisi di fattibilità tecnico/economica per un impianto a biogas in un’azienda del settore vitivinicolo.

Dal punto di vista tecnico si tratta di un impianto particolare, che rappresenta, in un certo senso, una possibile novità per il settore. Dal punto di vista economico, invece, verrà sviluppata un’analisi completa al fine di comprendere e valutare al meglio l’investimento.

9.1 L’azienda



Nata nel 1958 come associazione cooperativa tra alcuni viticoltori veronesi, la **Cantina Valpantena Verona** raggruppa oggi oltre 300 aziende agricole, che coltivano complessivamente circa 700 ettari di vigneti, compresi in tutte le zone a denominazione di origine controllata del territorio collinare veronese.

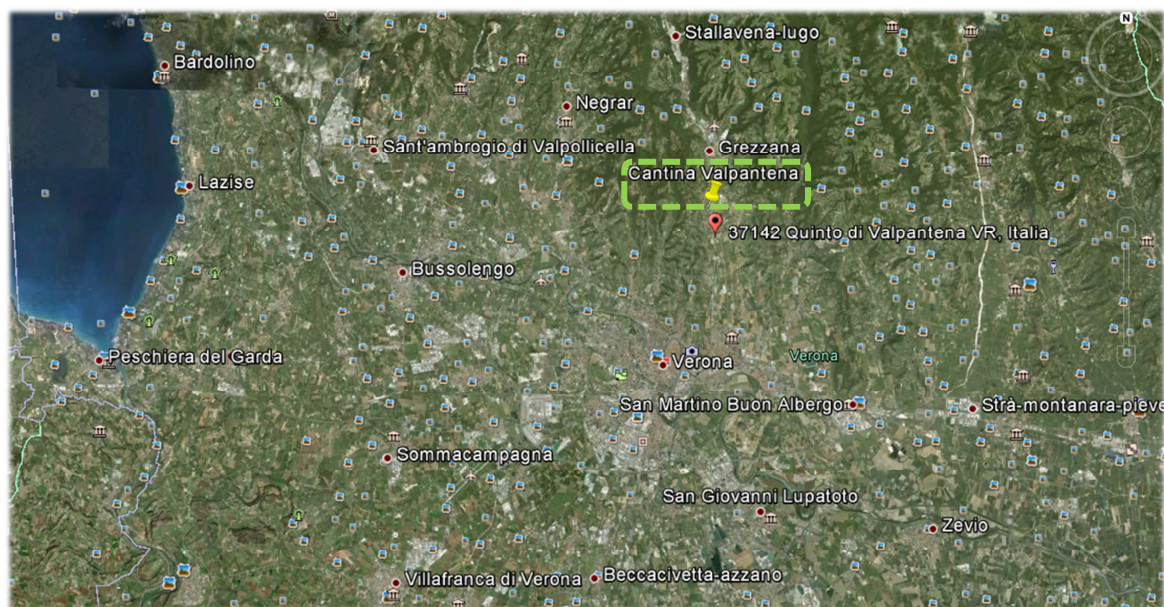
A queste aziende si sono aggiunte, nel luglio del 2003 dopo la fusione con l'oleificio delle Colline Veronesi, altre 150 aziende produttrici di olio, dando così vita ad una nuova **realtà oleo-vinicola** nella Valpantena.

L'impegno e la cura prestatati in tutte le fasi della filiera produttiva, dove tradizione e innovazione tecnologica si fondono insieme, hanno portato ad un eccellente livello qualitativo, consentendo di sfruttare pienamente tutte le qualità delle uve e delle olive conferite dai propri associati.

I successi ottenuti nei più importanti concorsi enologici internazionali sono il riconoscimento di questa continua ricerca mirata al miglioramento degli standard produttivi e qualitativi.

9.2 Localizzazione e struttura

L'azienda è situata a nord della città di Verona, nel cuore della Valpantena.



Si danno ora diverse viste prospettiche dell'azienda in modo da inquadrare a pieno la sua struttura.



Vista aerea



Vista aerea frontale



Vista aerea laterale est



Vista aerea laterale ovest



Vista aerea dal retro

9.3 I numeri principali dell'azienda

La “Cantina Valpantena” è un'azienda del settore agro-alimentare dai “numeri” importanti. Le dimensioni e la produzione fanno di essa una grossa realtà nel settore vitivinicolo, integrata da una modesta produzione nel campo oleario.

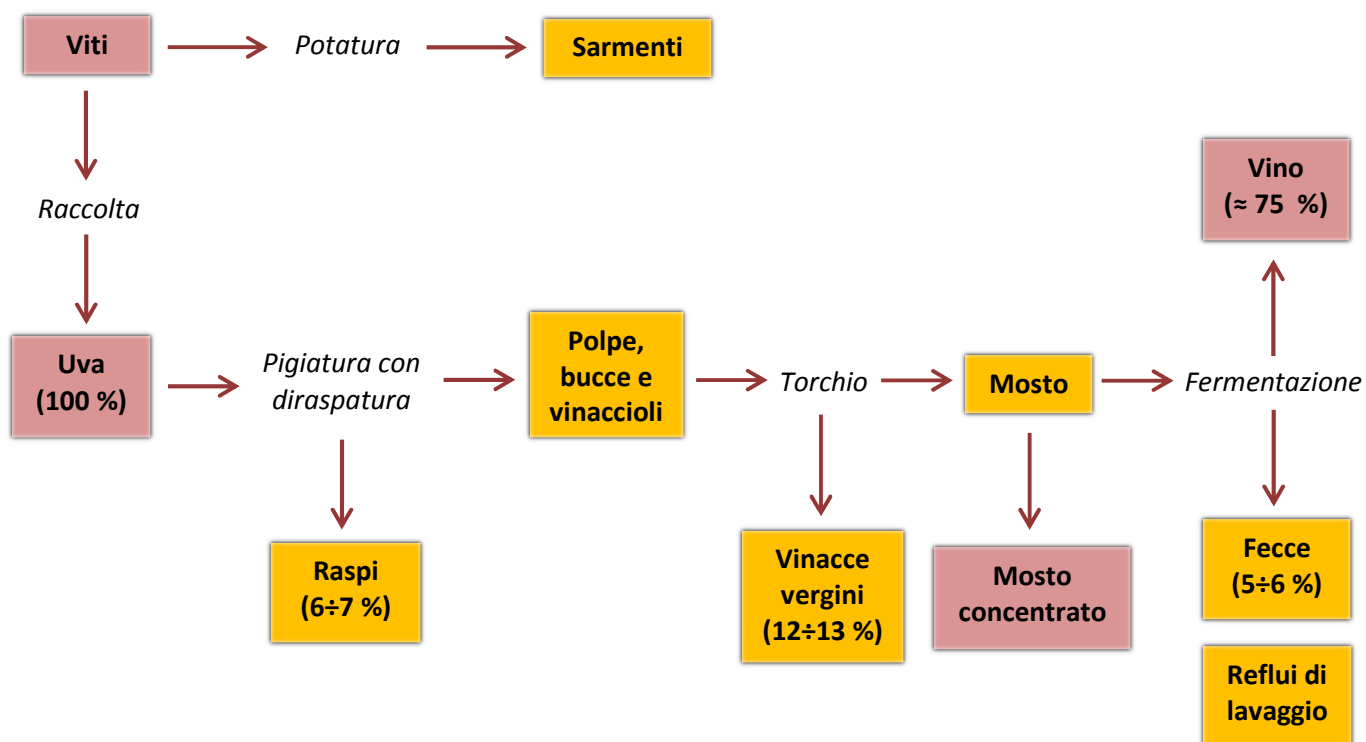
Situata nel cuore della Valpantena, la Cantina raggruppa le **uve di circa 350 soci** e le olive di altre 150 aziende olearie. La produzione di olio rappresenta dunque un'integrazione (circa il 5% del fatturato) all'attività principale dell'azienda, ossia la produzione di vini.

Si danno ora i principali dati dell'azienda, per poterla inquadrare meglio nelle sue dimensioni.

DATI GENERALI	
Terreni coltivati	≈ 700 ha
Fatturato	38.000.000 €
Dipendenti	30
Punti vendita propri	3 (nella zona di Verona)
Esportazione della produzione	≈ 80 %
UVA	
Quantità trattata (uva fresca)	≈ 90.000 q/anno ≈ 9.000 t/anno
Produzione annuale di vino	≈ 6,5 ÷ 7 milioni litri/anno ≈ 65 ÷ 70 mila ettolitri/anno ≈ 6.500 ÷ 7.000 mila t/anno
Produzione giornaliera di vino	50.000 bottiglie/giorno
Tipi di vino prodotti	20
Etichette	≈ 150
OLIVE	
Quantità trattata	≈ 7.000 q/anno ≈ 700 t/anno
Produzione annuale di olio	≈ 1.000 q/anno ≈ 100 t/anno

9.4 Il processo produttivo

Si rappresenta con uno schema semplificato quello che è l'intero sistema di produzione del vino: dalla vite alla bottiglia.



Le uve raccolte nei vigneti delle varie aziende agricole socie vengono conferite alla Cantina: si può dunque affermare che il processo produttivo della Cantina parte dal grappolo d'uva, per terminare infine con la bottiglia di vino pronta per la vendita. È perciò un ciclo completo che termina con un prodotto finito.

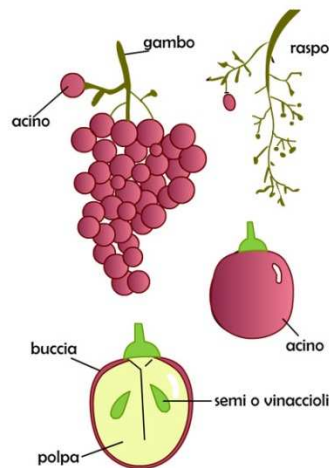
9.4.1 Breve descrizione

Il vigneto e il vino sono parte di un sistema complesso che comprende aspetti economici, ambientali e sociali quindi la viticoltura, l'enologia e il marketing non possono che essere strettamente connessi. La produzione di un vino di qualità deve tener conto delle caratteristiche delle uve di origine, correlate certamente ai parametri enologici, senza dimenticare tuttavia il mantenimento di un buon equilibrio vegeto-produttivo della pianta, un corretto utilizzo del suolo ed una limitazione nell'uso di fitofarmaci.

Una Cantina è però pur sempre un'azienda ed ha quindi dei consumi, sia elettrici che termici: ottimizzare il proprio processo produttivo per farlo rendere al massimo (sia tecnicamente che quindi economicamente) rimane sicuramente un obiettivo primario e continuo dell'azienda stessa.

Di seguito viene fornita una descrizione di ciascuna fase che contribuisce a creare il processo produttivo della filiera vino in una classica cantina sociale, a partire dalla fase di conferimento delle uve, fino all'imbottigliamento del prodotto vino finito.

- **Per chiarire la terminologia**



- **Conferimento delle uve raccolte**

La fase della raccolta rappresenta uno dei momenti fondamentali dell'intera filiera fino ad arrivare al vino, perché caratterizza e condiziona la qualità globale intrinseca e la serbevolezza del prodotto finale.

La definizione del periodo di raccolta ottimale è legata agli obiettivi qualitativi prefissi. Diversi parametri incidono ed indicano il momento giusto della raccolta (grado zuccherino, acidità totale, caratteristiche varietali, eventi atmosferici sono tutti fattori che, ogni anno, contribuiscono a stabilire il calendario di vendemmia). L'uva deve essere raccolta solo quando raggiunge la perfetta maturazione, cioè, quando il contenuto zuccherino è massimo e quindi quando il rapporto zuccheri/acidità totale non varia per almeno 6-7 giorni.

È necessario ridurre al massimo le alterazioni fisiche e meccaniche del prodotto, sia durante la raccolta che in fase di trasporto, per evitare lo sviluppo di malattie e l'inizio di fermentazioni indesiderate. Allo scopo è anche utile abbreviare i tempi di stoccaggio ed evitare l'esposizione del raccolto al sole. Il trasporto delle uve alla Cantina deve essere effettuato nel minor tempo possibile per ovviare ai problemi precedentemente citati.

La fase di conferimento delle uve è articolata secondo dei passaggi ben precisi.

- La prima operazione è la **pesata del carico di uva** raccolto ed in fase di conferimento. La pesata è registrata sulla "bolletta di conferimento".

- La seconda fase prevede il **controllo fitosanitario** delle uve in conferimento (effettuato sia visivamente che tramite prelievo campioni per analisi successive), con conseguente classificazione ed apposizione in “bolletta di conferimento” della classe fitosanitaria.
- La terza fase prevede il **prelievo di un campione** mosto dal carico in conferimento, con il quale si determinano, all’istante e con apposite strumentazioni, il grado zuccherino e l’acidità del campione prelevato e quindi dell’intero carico in conferimento, con conseguente apposizione in “bolletta di conferimento” dei parametri calcolati.
- Si effettua poi lo **scarico** delle uve nelle vasche o tramogge di scarico (*Figure 1; 2; 3*).



Figura 1



Figura 2



Figura 3

- L’ultima fase dell’operazione di conferimento è la **pesatura della tara**, quindi del peso totale di uve conferite.

Tutte queste operazioni sono ripetute per ogni singolo conferimento e per ogni singola partita conferita.

Tutti i parametri (pesata, classificazione fitosanitaria, grado zuccherino, acidità) contribuiscono a determinare il prezzo di vendita delle uve da parte del socio verso la cantina cooperativa, prezzi che variano di anno in anno in funzione anche dell’andamento di mercato del vino.

La registrazione del numero di tramoggia di carico associato al socio conferitore determina tracciabilità in quanto la tramoggia corrisponde ad una unica linea di lavorazione giornaliera quindi ad un lotto giornaliero di conferitori relazionato al lotto di prodotto giornaliero.

- **Preliminari**

Lo scarico delle uve viene effettuato nelle vasche o tramogge di scarico suddivise generalmente per linea di prodotto (o meglio per varietà di uva conferita, o se della stessa varietà distinte per categoria fitosanitaria o tipologia di prodotto DOC, IGT o tradizionale).

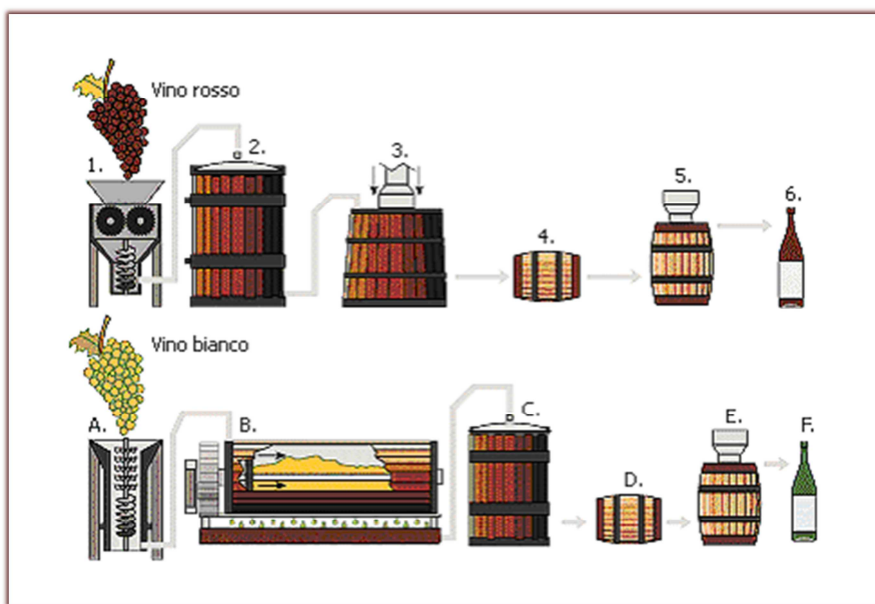
La pigiatura è la fase in cui avviene la rottura meccanica dell'acino dopo lo scarico dell'uva.

La diraspatura viene eseguita in successione ed ha la finalità di allontanare dalla massa i raspi, massa che poi è immessa nelle presse.

Può essere prevista anche una linea che non determina l'allontanamento dei raspi, ma prevede l'immissione dell'intera massa conferita in apposite presse per la pigiatura (linea per produzione di vini rosati).

Il pigiato viene poi inviato alla vasca di fermentazione e solfitato con dosi di anidride solforosa variabili in funzione delle caratteristiche delle uve di partenza. Inoltre è assai utile ed è regolarmente effettuata in molte cantine, l'aggiunta di lieviti selezionati al fine di avere un migliore andamento della fermentazione e, di conseguenza, una maggiore qualità del vino finito.

- **Vinificazione**



Il processo produttivo del vino prevede sei passaggi fondamentali. Nel caso dei **vini rossi**, i grappoli delle uve selezionate vengono immessi in una pigia-diraspatrice (1) che stacca gli acini dai raspi; mediante pressatura si ottiene poi un fluido denso, il mosto, che viene fatto macerare (2). Si passa quindi ad una fase di illimpidimento (3) che può avvenire con metodi diversi (anidride solforosa, enzimi pectolitici, gelatina in scaglie, decantazione, e altri). Successivamente il mosto viene immesso in botti in cui avviene la fermentazione: per azione di lieviti presenti naturalmente nel mosto o

derivanti da colture selezionate, gli zuccheri vengono convertiti in alcol etilico (4). Il vino che si ottiene viene filtrato (5) e imbottigliato (6). Nella produzione dei **vini bianchi**, dopo l'asportazione dei graspi (A), il mosto viene immediatamente pressato (B), in modo da separare le bucce degli acini dal succo d'uva; si procede quindi con un processo analogo a quello impiegato per i vini rossi.

- **Vinificazione in rosso**

- **- Macerazione e Fermentazione**

La macerazione delle bucce viene eseguita per la tecnologia di produzione dei vini rossi al fine di ottenere dalle bucce la maggior quantità di estratti e di colore in funzione della tipologia di prodotto. In tale fase per favorire l'estrazione del colore viene eseguita la follatura o rimontaggio: immersione e rottura del cappello di vinaccia nella vasca di fermentazione. La durata della macerazione è influenzata dal tipo di vino che si vuole ottenere: essa sarà breve per vini destinati ad una pronta commercializzazione, più lunga nel caso di vini da invecchiamento. Durante questa fase avviene anche la fermentazione alcolica, fase in cui avviene la trasformazione parziale o totale degli zuccheri in alcool etilico, anidride carbonica e prodotti secondari. Tale attività si accelera e soprattutto migliora con l'aggiunta di lieviti selezionati.

- **- Svinatura e operazioni successive**

Al termine della fermentazione si procede alla svinatura, avendo l'accortezza di evitare il più possibile il contatto con l'aria. Vini eccessivamente astringenti possono essere addizionati di gelatina per enologia ed eventualmente di bentonite per ottenere una migliore precipitazione dei colloidi tanno-proteici.

- **- Conservazione**

Questa sarà notevolmente diversa, a seconda delle caratteristiche richieste al prodotto finito. Qualora si voglia ottenere un vino giovane di rapida commercializzazione, si impiegheranno contenitori in materiali inerti non permeabili all'ossigeno, mentre per la maturazione dei grandi vini rossi sono necessarie le botti in legno.

- **Vinificazione in bianco**

Per la vinificazione di prodotti di qualità è conveniente eseguire una pressatura soffice delle uve intere che porta alla produzione di succhi poco fecciosi e con limitato contenuto di sostanze polifenoliche.

- **- Refrigerazione**

Si effettua per evitare che il mosto ottenuto inizi la fermentazione prima del suo illimpimento, necessario affinché il vino non acquisisca cattivi odori.

- Pulizie del mosto o defecazione

Il mosto ottenuto dalla pigiatura e pressatura presenta sempre un certo grado di fecciosità. È quindi indispensabile allontanare le fecce, mediante sedimentazione spontanea, seguita da un successivo allontanamento del mosto limpido dal deposito formatosi in fondo alla vasca. Perché ciò avvenga è necessario che il mosto non fermenti per un periodo compreso tra le 24÷48 ore e per rendere l'operazione più veloce sono utilizzati il sale di silice e gelatina. Si può solfitare leggermente con anidride solforosa a seconda dei casi.

- Fermentazione

Una volta ottenuto il mosto limpido questo viene avviato alla fermentazione ad una temperatura di 18-20 °C. L'anidride solforosa è l'unico additivo efficace contro le ossidazioni e va immediatamente aggiunto ai mosti in dosi variabili. Un altro coadiuvante che andrebbe aggiunto dopo la defecazione è la bentonite che favorisce la formazione di una feccia più compatta e quindi più facilmente eliminabile. Anche in questo caso, come si fa per la vinificazione dei vini rossi, per migliorare gli standard qualitativi del prodotto finale, vengono impiegati lieviti selezionati.

• Le cure effettuate al mosto-vino

Le cure che si effettuano durante tutte le fasi della vinificazione consistono in:

- travasi: separazione delle fecce depositatesi dalla fase liquida mediante trasferimento da un vaso all'altro;
- chiarifica: attività di pulizia del vino-mosto mediante decantazione statica o utilizzo di coadiuvanti adsorbenti o flocculanti;
- tagli: operazioni che prevedono l'aggiunta di un mosto-vino ad un altro al fine di migliorarne le caratteristiche o creare il vino desiderato e studiato;
- colmature: processo di riempimento col vino fino "all'orlo" del vaso vinario per evitare il contatto dello stesso con l'aria e quindi l'ossidazione e l'alterazione microbica;
- correzione dell'acidità: mediante aggiunta di acido tartarico ma nel rispetto dei limiti di legge;
- filtrazioni: passaggio forzato del vino attraverso filtri di diversa tipologia e con utilizzo di coadiuvanti di diversa composizione chimica per sgrossare il vino o eliminare la microflora presente;
- pastorizzazione: consiste nel sottoporre a trattamento termico i prodotti finiti e ottenere una stabilizzazione del prodotto finito;
- stabilizzazione a freddo: consiste nel raffreddare il vino per promuovere la cristallizzazione e la precipitazione dei tartrati e dei colloidali al fine di renderlo stabile per la commercializzazione ed il consumo. Si effettua poco prima dell'imbottigliamento.

- **Maturazione ed invecchiamento**

Sono tutte quelle tecniche che in cantina vengono praticate per migliorare le caratteristiche organolettiche del vino. L'affinamento può avvenire, a seconda del tipo di vino in recipienti di diversa natura.

Solitamente nelle prime fasi e per i primi mesi avviene in recipienti di acciaio inox o in vasche di cemento vetrificate a seconda delle tipologie di prodotto.

Sempre a seconda della tipologia di prodotto viene eseguito un diverso tipo di affinamento che può anche prevedere per tempi diversi l'invecchiamento in botti di legno (classica metodologia di affinamento, tipica per quei vini da far rientrare nella tipologia riserva).

- **Imbottigliamento**

È la fase di confezionamento del vino. Nella stragrande maggioranza delle cantine avviene su linee di imbottigliamento, etichettatura e confezionamento automatiche che lavorano in questa sequenza (Figure sottostanti):

- risciacquo bottiglie con acqua e seguente asciugatura mediante soffiatura;
- riempimento bottiglie con il vino;
- tappatura bottiglie;
- incapsulatura bottiglie;
- etichettatura bottiglie (con istantanea stampa su esse del numero di lotto);
- posizionamento delle bottiglie in cartoni (diversi a seconda delle esigenze).

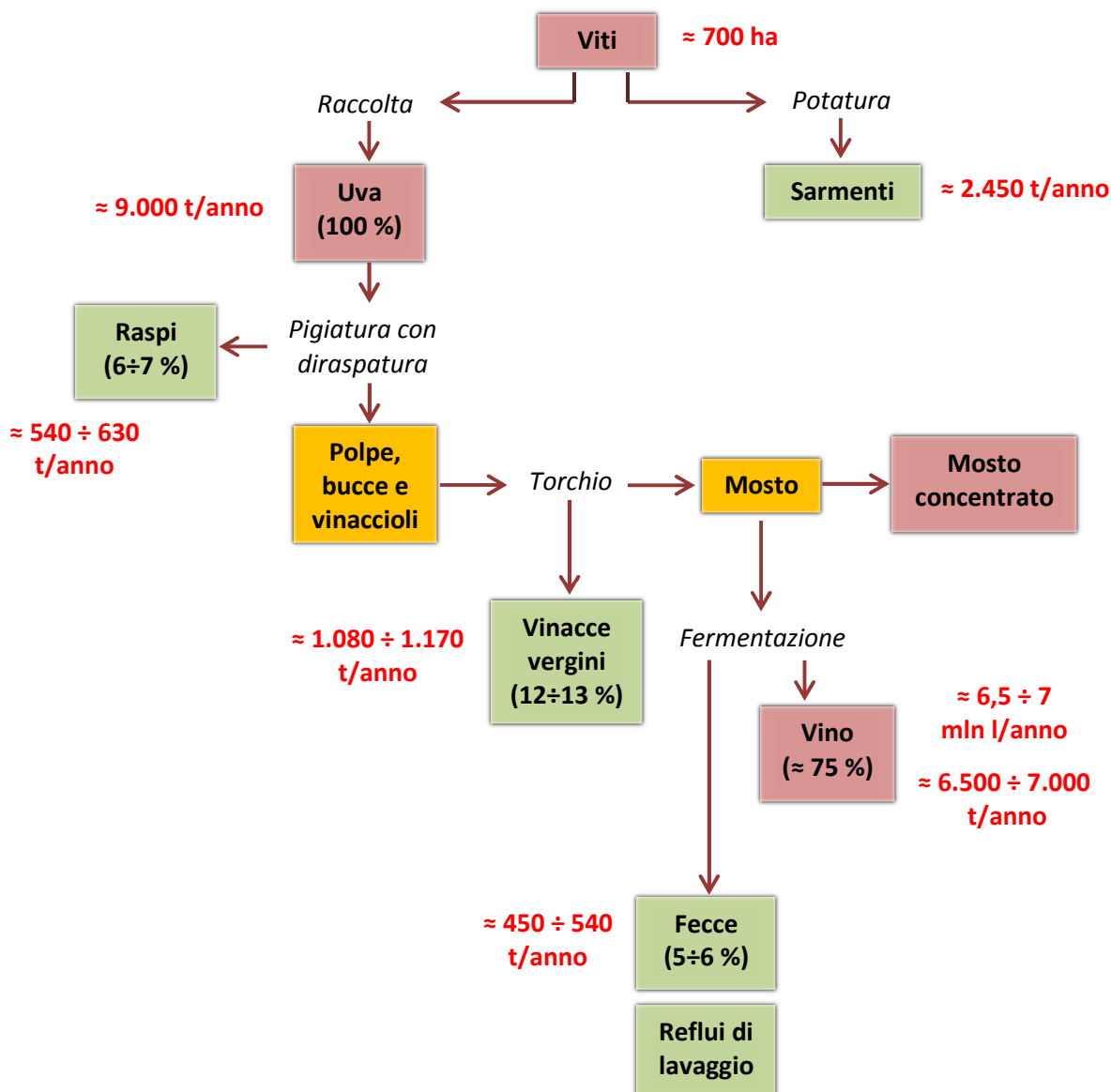


9.5 I numeri della Cantina

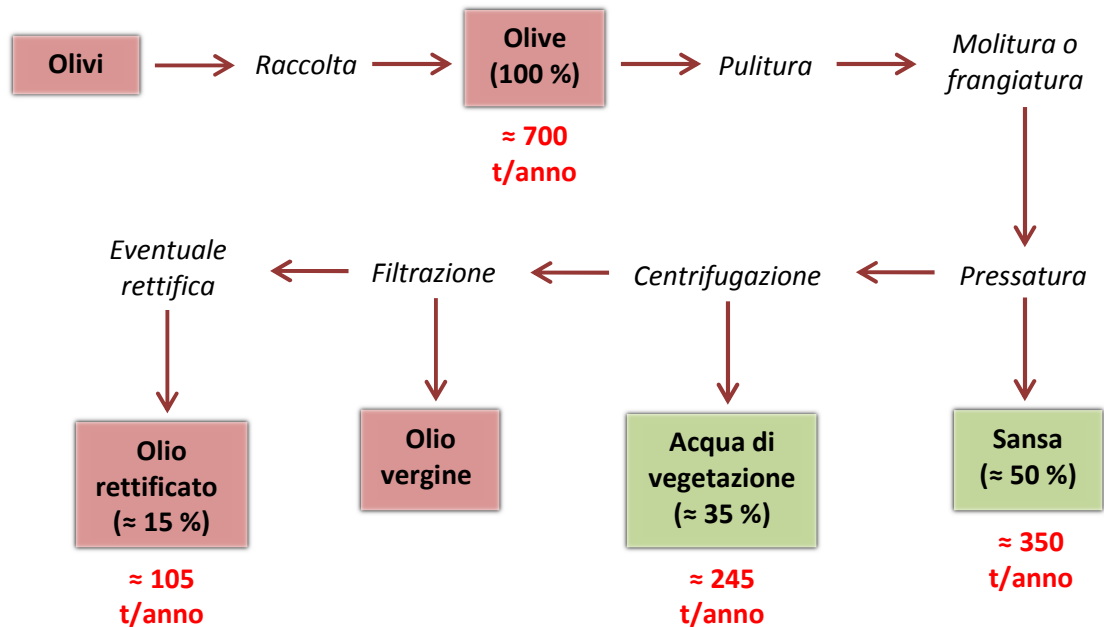
In relazione allo schema di processo precedentemente presentato, si danno ora i numeri della Cantina, numeri che sono fondamentali al fine di valutare le potenzialità del processo e, di conseguenza, delle eventuali soluzioni energetiche da poter adottare (un eventuale impianto a biogas per esempio è valutabile fundamentalmente dagli scarti di questo processo). I consumi stessi dell'azienda (elettrico e termico) sono direttamente legati al medesimo processo, processo che si vuole ottimizzare al massimo per rendere l'azienda la più efficiente possibile.

In generale comunque, a prescindere dalla tipologia, qualsiasi intervento di tipo energetico deve partire dall'analisi di quello che è il sistema produttivo dell'azienda che si vuole ottimizzare, per poter capire quali sono i punti più interessanti dove poter intervenire.

- Si riporta il processo della produzione di **VINO** affiancando i dati relativi ai vari step:



- Si riportano, in modo molto sintetico e schematico, anche i dati relativi al processo di produzione dell'**OLIO**:



Per entrambi i processi sono stati evidenziati nelle caselle verdi gli **scarti** o i **resti** di processo.

- **NOTE TECNICHE**

- La Cantina imbottiglia per tutto il periodo dell'anno;
- L'imbottigliamento del vino avviene sempre attorno ai 20 °C;
- I tini, per mantenere questa temperatura, devono quindi essere riscaldati d'inverno e raffreddati d'estate;
- È presente un sistema di refrigerazione da circa 1 milione di frigoriferi.

9.6 I consumi della Cantina

Si riportano di seguito i dati relativi alle condizioni contrattuali ed ai consumi energetici per quanto riguarda l'energia elettrica e l'energia termica (gas naturale).

9.6.1 Fornitura elettrica

L'azienda è allacciata alla rete di distribuzione in media tensione (MT) tramite una cabina elettrica.

<i>Caratteristiche fornitura elettrica</i>	
<i>Tensione di alimentazione</i>	10.000 V - Media tensione
<i>Potenza disponibile</i>	691 kW
<i>Tipo contratto</i>	Usi diversi in media tensione
<i>Fornitore</i>	AGSM energia

<i>Consumi elettrici</i>	
<i>Periodo</i>	<i>Energia consumata [kWh]</i>
01/11/2011 – 30/11/2012	1.313.569
01/01/2010 – 31/12/2010	878.159
01/01/2009 – 31/12/2009	989.444
01/01/2008 – 31/12/2008	820.027
01/07/2007 – 31/12/2007	520.231

Nell'ultimo anno (periodo dal 01/11/2011 al 30/11/2012) l'azienda ha sostenuto un costo per la fornitura di energia elettrica pari ad **oltre 200.000 €** (IVA esclusa).

9.6.2 Fornitura gas naturale

<i>Caratteristiche fornitura gas naturale</i>	
<i>Potere calorifico superiore (P)</i>	38,233 MJ/Smc
<i>Coefficiente di conversione (C)</i>	1
<i>Tipo contratto</i>	Usi diversi – commercio e servizi
<i>Tipologia di uso</i>	Uso tecnologico + riscaldamento
<i>Fornitore</i>	AGSM energia

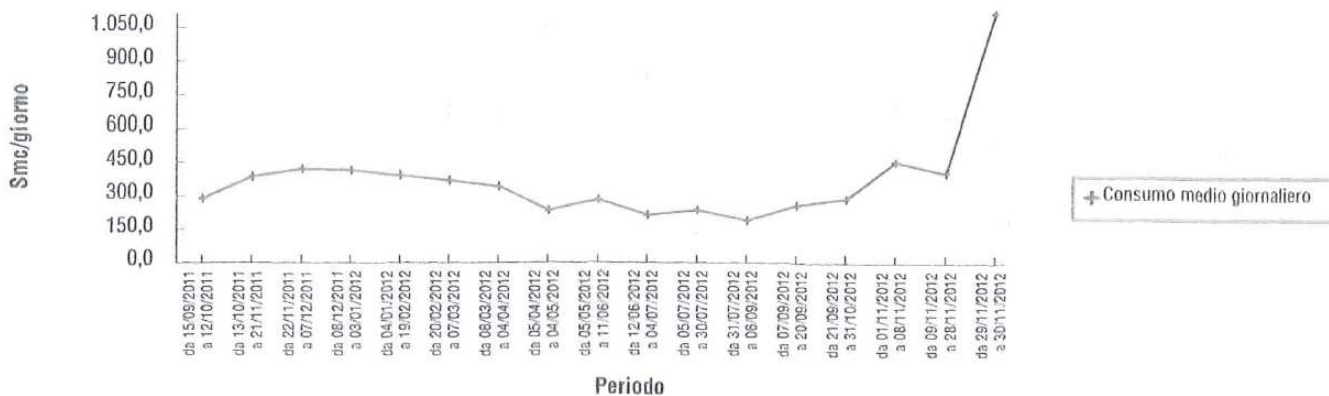
Consumi gas naturale	
Periodo	Gas naturale consumato [Smc]
08/12/2011 – 30/11/2012	110.261

Considerando un potere calorifico inferiore del gas (PCI) pari a **9,97 kWh/Smc** ed un'efficienza complessiva del sistema di generazione e trasmissione del calore (η) pari all' **80%**, si può stimare, in linea di massima, un consumo termico pari a:

$$\text{Consumo termico [kWh]} = \text{consumo gas [Smc]} \times \text{PCI} \times \eta = \mathbf{880.000 \text{ kWh}}$$

Nell'ultimo anno (periodo dal 08/12/2011 al 30/11/2012) l'azienda ha sostenuto un costo per la fornitura di gas naturale pari ad **oltre 50.000 €** (IVA esclusa).

Di seguito si riporta un diagramma relativo ai consumi medi di gas naturale nell'ultimo anno, per poter avere un'idea del fabbisogno termico della Cantina.



Capitolo 10

L'IMPIANTO A BIOGAS

Una volta inquadrata la struttura della Cantina, descrivendo il processo produttivo ed evidenziando quelli che sono i prodotti, ma soprattutto gli scarti, si è ora in grado di fare un dimensionamento di massima per un impianto a biogas che utilizzi come matrice di alimentazione i sottoprodotti della Cantina stessa.

Inizialmente si vuole dimensionare l'impianto utilizzando **solo i sottoprodotti** della Cantina, per capire la potenzialità dell'azienda in questo settore e per attenersi a quello che è lo scopo principale di questo lavoro e di questo progetto: *valorizzare l'azienda dal punto di vista energetico prima, ed economico poi, trasformando degli scarti già presenti in opportunità di guadagno ed efficienza.*

Non dimentichiamo inoltre che un intervento di questo tipo porterebbe comunque benefici all'azienda, che potrebbe inquadrarsi come azienda "green" affacciandosi al mondo della "green economy" e avrebbe la possibilità di puntare ad ulteriori certificazioni energetiche: sostanzialmente sarebbe un valore aggiunto molto importante che l'azienda potrebbe acquisire.

L'eventuale integrazione della matrice mediante l'inserimento di prodotti dedicati (coltivati o prodotti appositamente per l'impianto) o l'acquisto di altre materie esterne all'azienda si steccherebbe dalla filosofia prima descritta.

10.1 Il processo di calcolo

Per il dimensionamento di un impianto a biogas il punto di partenza è la matrice di alimentazione, ovvero si parte dalla conoscenza dei seguenti dati fondamentali:

- **tipologia di prodotti/sottoprodotti a disposizione**
- **quantità (tonn./anno)**

Una volta definiti questi dati il dimensionamento di massima è relativamente semplice.

In base infatti alle *rese in biogas* dei vari substrati di alimentazione si ottiene il biogas producibile dall'intero digestore nell'arco dell'anno.

In base a tale quantità si è poi in grado di calcolare *l'energia elettrica producibile* annualmente e infine, in base al numero di ore di funzionamento previste per l'impianto, si arriva a determinare la sua *potenza*.

10.1.1 Difficoltà, incertezze e premesse

Il problema più importante nel dimensionamento della potenza ottenibile sta nella **definizione della resa in biogas delle varie biomasse**. Le biomasse sono infatti il “carburante” per l’impianto, e definire con precisione quanto possono rendere in biogas (e quindi in energia), non è cosa semplice, ne tanto meno scontata.

Solitamente per indicare la resa di una biomassa si utilizza l’indice

B.M.P. (BioMethane Potential) [Nm³ CH₄ / tonn.]

Il **BMP** indica dunque la **resa in metano** della biomassa in questione, da non confondere con la **resa in biogas**.

Sia in letteratura che nelle documentazioni più tecniche si possono infatti trovare diversi “modi” di indicare la resa di una certa biomassa per quanto riguarda il biogas.

A tal proposito è dunque importante fare una precisazione sulle unità di misura e sulla terminologia.

ATTENZIONE! Quando si parla di **RESA IN BIOGAS** o di **BMP (resa in metano)** bisogna sempre prestare attenzione ai dati, in quanto si possono trovare numeri espressi con diverse unità di misura.

Per quanto riguarda le **RESE ANNUALI** indichiamo con:

- [Nm³ biogas / anno] → **RESA IN BIOGAS ANNUA**
- [Nm³ CH₄ / anno] → **RESA IN METANO ANNUA**

Essendo il metano una percentuale del biogas (tra il 50 e l’80%), si intuisce come, considerando il medesimo substrato di partenza, valga sempre la seguente disuguaglianza:

RESA IN BIOGAS > RESA IN METANO

Una volta fatta questa precisazione, è doveroso sottolineare come la caratterizzazione delle biomasse di alimentazione sia un qualcosa di tutt’altro che semplice. Vediamo alcuni punti.

- Le varie **biomasse** che si possono avere a disposizione hanno **caratteristiche particolari** e diverse tra loro, anche se si considerano biomasse della stessa tipologia: per esempio alcuni

studi hanno riscontrato come dell' insilato di mais coltivato in Sicilia abbia una resa in biogas inferiore a quella di un insilato di mais coltivato in Veneto, nonostante si tratti esattamente dello stesso prodotto.

- L'enorme varietà di biomasse utilizzabili negli impianti a biogas (come visto precedentemente) e la necessità di rendere il processo di digestione anaerobica il più stabile possibile a seconda dei diversi casi, esclude la possibilità di avere degli standard rigidi di dimensionamento ed esclude quindi regole di carattere troppo generale: **ogni impianto è diverso dagli altri** ed ha, in un certo senso, caratteristiche esclusive, necessitando di appositi e giusti accorgimenti.
- Per la caratterizzazione precisa delle biomasse è necessario effettuare prove di laboratorio di tipo biologico, dove vengono determinate la composizione e la resa potenziale in biogas. La **composizione della biomassa** è un altro parametro fondamentale: partendo dalla biomassa tal quale (**T.Q.**), la % di **sostanza secca (S.S.)** presente infatti è quella parte che può trasformarsi poi, attraverso la frazione degradabile dei solidi volatili (**S.V.**), in biogas: conoscere dunque le % in gioco è fondamentale. Non è quindi sufficiente sapere quante tonnellate all'anno si hanno a disposizione, ma è necessario anche conoscere la loro composizione. A tal proposito si fa un'ulteriore precisazione:

ATTENZIONE! Considerando ancora la **resa della biomassa** (in *biogas* o in *metano*) bisogna nuovamente prestare attenzione al dato, in quanto si possono trovare numeri espressi con diverse unità di misura relative alla biomassa stessa.

Considerando ora le **RESE SPECIFICHE** si distinguono le seguenti unità di misura:

- $[\text{Nm}^3 \text{ biogas} / \text{tonn. TQ}] \rightarrow \text{RESA IN BIOGAS per TONN. T.Q.}$
- $[\text{Nm}^3 \text{ biogas} / \text{tonn. SS}] \rightarrow \text{RESA IN BIOGAS per TONN. di S.S.}$

Discorso analogo vale per la resa in metano.

Essendo la sostanza secca (S.S.) una percentuale della biomassa tal quale (T.Q.), ed essendo la S.S. a produrre il biogas, si intuisce come, per la medesima biomassa, valga sempre la seguente disuguaglianza:

RESA IN BIOGAS per TONN. di S.S. > RESA IN BIOGAS per TONN. T.Q.

N.B. Generalmente (praticamente sempre) il dato che si acquisisce sulla quantità di una certa biomassa è espresso in **tonn. T.Q.**

- Per fare un dimensionamento della potenza iniziale tipicamente si usano **dati a disposizione** che riguardano le biomasse in oggetto. Tali dati tabulati sono il risultato di prove, esperimenti, ma soprattutto derivano da una serie di rilievi e misure effettuate su impianti già funzionanti, e che hanno dunque prodotto risultati concreti e tangibili. Si intuisce facilmente quindi, che tanto più una biomassa è stata utilizzata e testata, tanto più tali dati saranno realistici ed attendibili. Tra le biomasse più diffuse e impiegate da sempre negli impianti a biogas si trovano per esempio certamente le *deiezioni animali* (reflui zootecnici, di tipo bovino principalmente) e colture dedicate come l'*insilato di mais*; tali biomasse sono le più diffuse che si trovano negli impianti a biogas ad oggi in esercizio.
- Per quanto riguarda invece il campo delle **vinacce**, nel settore del biogas c'è uno sviluppo quasi nullo, nonostante si sia comunque riscontrata la loro effettiva potenzialità e la loro compatibilità nel processo di digestione anaerobica. In questo senso un impianto a biogas alimentato prevalentemente a vinacce (e altri residui del settore vitivinicolo) risulta essere comunque una **novità**, a fronte dei “comuni impianti a biogas” che si possono trovare in funzione attualmente.
- Un **esempio** in Italia di impianto biogas in questo settore è quello della “*Distilleria Caviro*” (Faenza) dove è installato un complesso energetico molto più complesso di dimensioni rilevanti così strutturato:
 - *Centrale termoelettrica:*
 - 4 caldaie a biocombustibili solidi, biogas e metano;
 - 2 turboalternatori della potenza complessiva di 3,2 MW.
 - *Impianto a biogas:*
 - impianto di depurazione anaerobico – aerobico (vinacce, borlande e reflui);
 - 4 digestori da 5.000 m³ ciascuno;
 - biogas prodotto: 9.500.000 m³/anno;
 - 2 cogeneratori da 1 MW ciascuno.
 - *Produzione di bioetanolo:*
 - capacità produttiva di 180.000 litri/giorno a partire da alcol grezzo e vinello.
- E' giusto quindi sottolineare che i **dati** a disposizione sulle vinacce sono **in numero minore e sicuramente meno precisi** rispetto quelli a disposizione per altre biomasse (come ad esempio per le deiezioni e le colture dedicate), e questo fatto è dovuto appunto alla quasi

nulla esperienza che si ha su questo tipo di impianti. Si possono comunque fare valutazioni abbastanza attendibili, tenendo sempre ben presente però la possibilità di un certo margine di errore ed incertezza dei risultati ottenuti.

10.2 Il dimensionamento

Fatte quelle che sono le giuste e fondamentali premesse, si procede ora a dimensionare la potenza dell'impianto ottenibile in base ai sottoprodotti che la Cantina ha mediamente a disposizione annualmente come scarto della propria attività produttiva.

Si sottolinea come la **potenza** ottenibile dall'impianto sia il **dato cruciale** di tutto lo studio di fattibilità: innanzi tutto si può valutare la **fattibilità tecnica** del progetto; in secondo luogo da questo dato dipendono direttamente il **costo** dell'impianto (principale spesa) e l'**incentivazione** che si andrà a ricevere dal GSE (principale ricavo).

10.2.1 Ipotesi

Prima di procedere ai calcoli veri e propri, si fanno una serie di ipotesi necessarie al fine di inquadrare al meglio l'analisi in questione.

- Per tutti i dati utilizzati si utilizzeranno dei **valori univoci**, e non degli intervalli, in modo che i **risultati** ottenuti, con le opportune ipotesi, risultino **unici**. Le variabili in gioco sono infatti numerose, e considerare un intervallo di variazione per ciascuna di esse aumenterebbe fortemente la complessità del lavoro, facendo perdere quello che è il reale obiettivo, ossia una valutazione preliminare di fattibilità. Come già evidenziato, il settore vitivinicolo è un campo di applicazione "nuovo" per il biogas, e le incertezze sono ancora forti: una precisione troppo spinta nelle analisi non produrrebbe di certo un altrettanto valore aggiunto. Questo punto comporta ovviamente una scelta ponderata dei valori, valutando nei vari casi il numero che meglio va a rappresentare quel dato nell'ottica del progetto in analisi.
- **Sottoprodotti della cantina:** per quel che riguarda le **quantità** (tonn./anno) a disposizione per l'impianto si utilizza un valore medio di riferimento derivato dai dati di produzione aziendali che si hanno a disposizione.
- **Composizione delle biomasse e rese in biogas:** considerando invece la composizione dei diversi sottoprodotti, soprattutto per quel che riguarda la % di sostanza secca (**% S.S.**), e le relative **rese in biogas** (con relative % di CH₄), si utilizzano valori medi calcolati a partire da

una serie di dati tabulati provenienti dalle diverse fonti più attendibili del settore, e mediante indicazione da parte dell'azienda *Envitec Biogas*. Come già detto, i dati relativi al settore vitivinicolo, per quanto riguarda il biogas, sono pochi e talvolta possono essere poco attendibili; è quindi importante scegliere razionalmente i relativi valori. Si mantiene, a tal proposito, una linea di **scelta prudentiale**.

- Il calcoli per il dimensionamento sono stati fatti mediante foglio elettronico: i valori riportati saranno dunque arrotondati.

Viste le ipotesi, fondamentali premesse che anticipano i calcoli, si può procedere al dimensionamento vero e proprio dell'impianto, in termini di *piano di alimentazione, energia prodotta, e potenza*.

10.2.2 Il piano di alimentazione

In base ai dati ottenuti dalla Cantina si stabilisce, per l'impianto a biogas, il seguente piano di alimentazione:

BIOMASSA	QUANTITÀ (T.Q.)	Sostanza secca (S.S.)
<i>Descrizione</i>	<i>(tonn./anno)</i>	<i>(%)</i>
Vinacce	1.100	42,0 %
Raspi	600	50,0 %
Fecce di vino	500	38,0 %
Sansa	350	40,0 %
Acqua	1.000	0,0 %
TOTALE	3.550	30,76 %

Piano di alimentazione dell'impianto

Per le biomasse d'alimentazione sopra indicate sono state effettuate (come da ipotesi) delle stime sulla loro consistenza e sulla loro composizione.

Si presuppone inoltre che la tipologia, la provenienza e le condizioni delle biomasse non presentino problemi dal punto di vista igienico. E' importante evitare l'ingresso nel processo di sostanze o elementi contaminanti (p. es. legno, pietre, ecc.).

Allo scopo di garantire una fermentazione ottimale ed una elevata produzione di biogas, le biomasse devono essere triturate e sminuzzate fino ad una grandezza di circa 10 mm.

- **ACQUA**

Per regolare il contenuto di ammonio all'interno del digestore e diluire la biomassa devono essere aggiunti circa 1.000 m³ di acqua complessivi nell'arco dell'anno.

L'aggiunta di **acqua** è infatti necessaria fondamentalmente per due motivi:

- regolare il contenuto di azoto ammoniacale (NH₄) all'interno della biomassa introdotta nel digestore;
- diluire al punto giusto la biomassa in relazione alla % di S.S. presente nella biomassa tal quale.

Il calcolo della quantità d'acqua necessaria al corretto funzionamento del digestore è piuttosto complesso, e dipende soprattutto dalla chimica della biomassa di alimentazione. Per gli scopi di questo studio ci si limita a fornire il dato stimato sulla quantità di acqua necessaria.

- **NOTA**

È importante sottolineare che, nella fase avanzata del progetto e del dimensionamento dell'impianto, il piano di alimentazione viene analizzato e studiato dal punto di vista chimico in maniera molto scrupolosa e precisa: le varie biomasse vengono campionate, analizzate e caratterizzate in modo da avere ed utilizzare dati i più realistici e attendibili possibili.

Questa considerazione è utile a comprendere ancora meglio come ogni impianto a biogas rappresenti una "storia a sé", e come le diverse caratteristiche delle biomasse in ingresso all'impianto possano influenzarne pesantemente il dimensionamento.

10.2.3 Resa in biogas

Per quanto riguarda la resa in biogas delle biomasse si considera la **RESA SPECIFICA DI BIOGAS PER TONNELLATA TAL QUALE**, ossia:

$$\frac{\text{Nm}^3 \text{ biogas}}{\text{tonn. T.Q.}}$$

Per le biomasse in questione si considerano i seguenti valori (valori medi, cautelativi):

BIOMASSA	RESA IN BIOGAS	% metano
<i>Descrizione</i>	<i>(Nm³ / tonn. T.Q.)</i>	<i>%</i>
Vinacce	180,0	55,0 %
Raspi	60,0	53,0 %
Fecce di vino	150,0	54,0 %
Sansa	210,0	52,0 %
Acqua	0,0	0,0 %

Rese in biogas

In questo modo per calcolare il totale **BIOGAS PRODOTTO IN UN ANNO** da una certa biomassa è sufficiente moltiplicare la quantità di biomassa (tonn. T.Q.) per la relativa resa in biogas:

$$\text{Biogas prodotto} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{anno}} \right] = \text{quantità biomassa} \left[\frac{\text{tonn.TQ}}{\text{anno}} \right] \times \text{resa biogas} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{tonn.TQ}} \right]$$

BIOMASSA	Formula	BIOGAS PRODOTTO	CH ₄ prodotto
Descrizione	Quantità × Resa	(Nm ³ / anno)	(Nm ³ / anno)
Vinacce	1.100 × 180	198.000	108.900
Raspi	600 × 60	36.000	19.080
Fecce di vino	500 × 150	75.000	40.500
Sansa	350 × 210	73.500	38.220
Acqua	-	0	0
TOTALE		382.500	206.700

Biogas prodotto

10.2.4 Produzione di energia

Una volta calcolata la quantità di biogas generabile in un anno, è ora possibile ricavare, mediante gli opportuni passaggi, l'energia elettrica e termica producibile annualmente dall'impianto.

Il biogas prodotto dal digestore avrà quindi una **percentuale di metano media** pari a:

$$\% \text{ CH}_4 \text{ media} = \frac{\text{CH}_4 \text{ prodotto}}{\text{Biogas prodotto}} \times 100 = 54,04 \%$$

Per calcolare ora l'energia primaria producibile è necessario utilizzare il **potere calorifero del biogas**.

Per POTERE CALORIFERO si intende la *quantità massima di energia che si può ricavare convertendo completamente una massa unitaria di un vettore energetico in condizioni standard*.

Nello specifico si distinguono il POTERE CALORIFERO SUPERIORE (P.C.S. – *quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente*) dal POTERE CALORIFERO INFERIORE (**P.C.I.** – *potere calorifico superiore diminuito del calore di condensazione del vapore d'acqua durante la combustione*).

In questo dimensionamento va utilizzato il **POTERE CALORIFERO INFERIORE DEL BIOGAS** (tipicamente infatti, nelle combustioni normali i prodotti della combustione sono rilasciati a temperatura più alta di quella di riferimento del combustibile. Così, una parte del calore teoricamente disponibile si ‘disperde’ per il riscaldamento dei fumi e, soprattutto, per la vaporizzazione dell’acqua prodotta dalla combustione).

ATTENZIONE! Nel considerare le potenzialità dei combustibili bisogna prestare attenzione alle unità di misura ed alle condizioni di riferimento.

Infatti usualmente ci si riferisce al potere calorifico inferiore per unità di massa (kg), ma *per i combustibili gassosi, si fa invece riferimento al potere calorifico inferiore per metro cubo, in condizioni normali (Nm³)*. Le **condizioni normali** prevedono una temperatura di 0 °C e la pressione atmosferica standard di 760 mmHg (1,013 bar).

Nel biogas, la frazione che contribuisce alla combustione è sostanzialmente quella composta dal metano. Per avere dunque il potere calorifico del biogas si parte dal potere calorifico del metano.

Potere calorifico inferiore (PCI) del CH ₄		
$\frac{kcal}{Nm^3}$	$\frac{MJ}{Nm^3}$	$\frac{kWh}{Nm^3}$
8.570	35,880	9,970

L’unità di misura più comoda per questo dimensionamento è chiaramente quella che esprime il PCI in [kWh/Nm³].

Si fa notare che spesso è facile trovare come valore per il PCI del metano [10 kWh/Nm³].

Per ricavare ora il **potere calorifico inferiore del biogas** prodotto dall’impianto, si considera il potere calorifico del metano e si considera la percentuale proporzionale a quella con cui il metano è presente nel biogas, ossia:

$$PCI_{biogas} = PCI_{CH_4} \times \% CH_4$$

$$PCI_{biogas} = 9,970 \times 54,04\% = 5,3878 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]$$

Un valore molto comune che si trova per il PCI del biogas è [6 kWh/Nm³].

È possibile adesso calcolare l’**ENERGIA PRIMARIA** totale producibile dall’impianto in un anno:

$$\text{Energia primaria} = \text{biogas prodotto} \times PCI_{\text{biogas}}$$

$$\text{Energia primaria} = 382.500 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{anno}} \right] \times 5,3878 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \right] = 2.060.799 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right]$$

Si sottolinea che questa è quindi l'energia primaria sviluppabile dal biogas generato nel digestore, assolutamente da non confondere con l'energia utile a disposizione dell'utente a valle del cogeneratore.

Come è stato infatti spiegato nel capitolo riguardante la tecnologia, il biogas prodotto va ad alimentare un *cogeneratore* con motore endotermico, il quale produce *energia elettrica* (immessa in rete) e *termica* (sotto forma di acqua calda prelevabile dal distributore di riscaldamento dell'unità di cogenerazione stessa). Sono quindi queste le energie effettive che bisogna andare a calcolare per valutare l'impianto e per completarne il dimensionamento.

A tal fine è necessario dunque considerare i *rendimenti elettrico e termico* della macchina.

Valori tipici delle macchine utilizzate (vedi in seguito) sono i seguenti:

$$\text{Rendimento elettrico} \quad \eta_{\text{el}} = 39 \%$$

$$\text{Rendimento termico} \quad \eta_{\text{th}} = 45 \%$$

- **ENERGIA ELETTRICA**

L'energia elettrica utile disponibile a valle del cogeneratore risulta essere:

$$\text{Energia elettrica} = \text{Energia primaria} \times \eta_{\text{el}}$$

$$\text{Energia elettrica} = 2.060.799 \times 39\% = 803.712 \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{anno}} \right]$$

A questa energia, per calcolare l'incentivazione, andrà però tolto l'autoconsumo, fissato per legge all'11% (vedi capitolo successivo sul *business plan*).

- **ENERGIA TERMICA**

Analogamente si calcola l'energia termica prodotta dal gruppo di cogenerazione:

$$Energia\ termica\ totale = Energia\ primaria \times \eta_{th}$$

$$Energia\ termica\ totale = 2.060.799 \times 45\% = 927.360 \left[\frac{kWh_{th}}{anno} \right]$$

Per avere l'energia termica netta utilizzabile bisogna però sottrarre il **fabbisogno termico dell'impianto**: la quasi totalità di questo calore serve al riscaldamento del digestore (l'energia termica del processo viene quindi autoprodotta dall'impianto stesso). Indicativamente il fabbisogno termico dell'impianto è attorno al **23%** dell'energia termica totale prodotta, quindi si avrà:

$$Fabbisogno\ termico\ impianto = Energia\ termica\ totale \times 23\%$$

$$Fabbisogno\ termico\ impianto = 927.360 \times 23\% = 213.293 \left[\frac{kWh_{th}}{anno} \right]$$

L'energia termica netta a disposizione dell'utente risulta infine:

$$Energia\ termica\ netta = Energia\ termica\ totale - Fabbisogno\ termico$$

$$Energia\ termica\ netta = 927.360 - 213.293 = 714.067 \left[\frac{kWh_{th}}{anno} \right]$$

10.2.5 Potenza dell'impianto

Si hanno ora tutti i dati per poter dimensionare la potenza dell'impianto.

Essendo l'impianto a biogas finalizzato alla produzione di energia elettrica, in quanto è quest'ultima ad essere incentivata, quando si parla di **potenza nominale dell'impianto** ci si riferisce sempre alla **POTENZA ELETTRICA**. Anche nella normativa si fa sempre riferimento infatti alla potenza elettrica. La parte termica è a disposizione e va comunque giustamente considerata, ma non costituisce il riferimento principale per l'impianto.

La scelta dell'unità di cogenerazione viene fatta sostanzialmente in base all'energia elettrica sviluppabile dall'impianto, tenendo conto del numero di ore di funzionamento dello stesso. La parte termica è poi una conseguenza, in base alle caratteristiche della macchina scelta.

Caso per caso si va comunque a cercare il giusto compromesso in base alle esigenze e alle variabili in gioco.

A tal proposito è necessario stimare il **numero di ore annuali di funzionamento a pieno regime**: si considera (prudenzialmente) che l'impianto possa lavorare in condizioni normali per **8.000 ore** nel corso dell'anno, numero abbastanza usuale per questo tipo di progetti e di valutazioni. In realtà i numerosi impianti già funzionanti dimostrano che, se gestiti correttamente e con le adeguate manutenzioni, le ore di funzionamento possono essere anche maggiori.

Fatta questa ipotesi, l'impianto risulterà idoneo ad avere una potenza pari a:

$$Potenza = \frac{\text{Energia elettrica producibile} \left[\frac{kWh_{el}}{\text{anno}} \right]}{n^{\circ} \text{ ore di funzionamento} \left[\frac{h}{\text{anno}} \right]}$$

$$Potenza = \frac{803.712 \left[\frac{kWh_{el}}{\text{anno}} \right]}{8.000 \left[\frac{h}{\text{anno}} \right]} = 100,464 [kW_{el}]$$

Un'altra strada per dimensionare la potenza più adatta per l'impianto è quella di calcolare il volume di biogas producibile ogni ora (Nm^3 di biogas/h) dal processo:

$$\frac{382.500 \left[\frac{Nm^3}{\text{anno}} \right]}{8.000 \left[\frac{h}{\text{anno}} \right]} = 47,8 \left[\frac{Nm^3 \text{ di biogas}}{h} \right]$$

e verificare poi, con il volume ottenuto, quale taglia di unità di cogenerazione si è in grado di alimentare e sostenere. Viceversa questa può essere, una volta stabilita la taglia dell'unità di cogenerazione, una verifica da fare per avere una conferma della scelta effettuata.

10.2.6 Sintesi del dimensionamento

Si riporta di seguito la struttura semplificata del foglio di calcolo sviluppato per il dimensionamento della potenza dell'impianto, in modo da rappresentare una sintesi generale.

BIOMASSA	quantità	sostanza secca	resa in biogas	% in metano	biogas prodotto	CH ₄ prodotto	energia primaria		ENERGIA ELETTRICA (kWh/anno)	energia termica (kWh/anno)	
<i>tipologia</i>	<i>t TQ/anno</i>	<i>%</i>	<i>Nm3/t TQ</i>	<i>%</i>	<i>Nm3/anno</i>	<i>Nm3/anno</i>	<i>kWh/anno</i>	<i>η</i>	39%	45%	
Vinacce	1.100	42,00%	180,00	55,00%	198.000	108.900	1.066.767		416.039	480.045	
Raspi	600	50,00%	60,00	53,00%	36.000	19.080	193.958		75.643	87.281	
Fecce di vino	500	38,00%	150,00	54,00%	75.000	40.500	404.078		157.591	181.835	
Sansa	350	40,00%	210,00	52,00%	73.500	38.220	395.997		154.439	178.199	
Acqua	1.000	0,00%	0,00	0,00%	0	0	0		0	0	
							Totale	Totale	Totale	Totale	
							382.500	206.700	2.060.799	803.712	927.360
totale input	3.550	30,76%									
totale output	3.195										
grado di digestione	10,00%										
			POTENZA	kW	100,464						
ore annue	8.000										
									Totale netto	Totale netto	
									715.303	714.067	

10.2.7 Potenza nominale dell'impianto

Alla luce di tutte le ipotesi, le considerazioni ed i calcoli eseguiti si è in grado ora di stabilire la potenza nominale più adatta per questo impianto e di scegliere, di conseguenza, l'unità di cogenerazione più adeguata.

Secondo i calcoli effettuati è risultato che l'impianto sarebbe in grado di sviluppare una potenza elettrica poco superiore a 100 kW.

È ovvio però che bisogna scontrarsi poi con quello che è il mercato delle unità di cogenerazione, che fornisce macchine con intervalli di potenza discreti. I modelli e le soluzioni disponibili sono chiaramente di vario tipo: è importante fare la scelta adeguata.

Per questo progetto si suppone di utilizzare unità di cogenerazione dotate di motore MAN, tra le più usate in questo campo.

Considerando la potenza in gioco, ci si riduce sostanzialmente a scegliere tra due tipi di motore, e quindi di unità di cogenerazione.

Motori MAN per unità di cogenerazione		
	E 0836 - LE 202	E 2876 - TE 302
Potenza meccanica nominale	110 kW	130 kW
Potenza elettrica unità cogenerazione	100 kW	121 kW

- **SCELTA**

La scelta dell'unità di cogenerazione si basa sui seguenti fattori:

- la potenza calcolata è di poco superiore ai 100 kW;
- l'impianto, se correttamente funzionante, è in grado di lavorare più delle 8.000 ore ipotizzate per i calcoli (è quindi in grado di produrre la medesima energia con una potenza leggermente inferiore a quella ottenuta);
- l'unità di cogenerazione è progettata per lavorare al meglio alla potenza nominale, e non quando è depotenziata;
- il costo dell'unità di cogenerazione cresce all'aumentare della potenza;
- con una potenza leggermente inferiore si ha una maggiore garanzia sulle ipotesi fatte, e tutto lo studio di fattibilità risulta più prudentiale e realistico; in altre parole si considera un caso leggermente cautelativo rispetto a quello che si potrà verificare e l'azienda viene maggiormente tutelata (anche in ottica futura);
- gli impianti sopra i 100 kW necessitano dell'iscrizione al Registro (vedi *Normativa*) con conseguente allungamento dei tempi e complicazione delle procedure autorizzative.

In base a tutto il dimensionamento eseguito e a queste ultime principali considerazioni, si conclude scegliendo l'unità di cogenerazione, e definendo di conseguenza la potenza nominale dell'impianto a biogas:

POTENZA NOMINALE IMPIANTO A BIOGAS:

100 kW

10.3 L' Impianto

Solitamente in un'offerta presentata ad un cliente per un impianto a biogas si comprende la fornitura, il montaggio e l'avviamento dell'impianto. Si dà ora una breve descrizione della struttura dell'impianto, con degli approfondimenti soprattutto sulle unità di fermentazione e di cogenerazione, in modo da avere un quadro generale completo dal punto di vista tecnico.

Si vuole poi descrivere, nel complesso della realizzazione di un impianto di questo tipo, quali sono le prestazioni a carico dell'installatore, e quali sono invece le prestazioni a carico del committente.

10.3.1 La struttura

- **Unità di ALIMENTAZIONE e PRETRATTAMENTO**

- 1x Carro miscelatore (Vertical mixer) dal volume di 12 m³
- 1x Energy Jet
- 1x Pompa di conferimento substrati con trituratore di sostanze solide

- **Unità di FERMENTAZIONE**

- 1x Fermentatore MST 1.A 6/34 dal volume netto di circa 640 m³ (diametro = 12,2 m; altezza = 6m; vol. lordo ≈ 700 m³) con copertura, membrana gasometrica, unità di riscaldamento e miscelatori
- 1x Unità di desolforazione
- 1x Colonna di ricircolo
- 1x Pompa per il ricircolo/digestato

- **Unità di CONDENSAZIONE**

- 1x Pozzetto per la condensa con pompa sommersa

- **Unità di STOCCAGGIO DEL DIGESTATO**

- Serbatoio di stoccaggio del digestato dal volume di 12.5 m³ in PE, con agitatore
- Pompa del digestato
- Vasca di stoccaggio del digestato del volume netto di circa 1.000 m³

- **Unità di COGENERAZIONE**

- 1x Sistema di analisi del biogas
- 1x Sistema di raffreddamento del biogas
- 1x Soffiante per il biogas
- 1x Misuratore della portata di biogas

- 1x Cogeneratore da 100 kW, compreso di unità di controllo all'interno del container (9x3x3 m)
- 1x Torcia di sicurezza

- **Unità di SISTEMA DI CONTROLLO**
- Strumentazione tecnica, dispositivi di controllo e sicurezza

- **COMPONENTI AGGIUNTIVI**
- Tubazioni
- Container tecnologia

10.3.2 L'unità di alimentazione e pretrattamento

Questa unità si trova a monte del digestore ed ha sostanzialmente le funzioni di preparazione della biomassa e di alimentazione del digestore. È intuitivo capire come una corretta e funzionale alimentazione del digestore, sia in termini tecnici, che in termini di qualità del substrato, possa rendere il processo più efficiente, aumentando così le prestazioni e la resa.

Punto fondamentale è la qualità del substrato fresco che arriva nel digestore.

Le biomasse del piano di alimentazione, come visto, sono diverse: diventa dunque importante la loro buona miscelazione e la triturazione, in modo da ottenere un substrato il più omogeneo possibile: questo facilita la mescolazione all'interno del digestore (attraverso gli agitatori) ed aumenta l'efficienza del processo di digestione anaerobica.

Le soluzioni, come si può immaginare, non è di certo unica. La scelta e la composizione di questa unità è influenzata soprattutto dai seguenti fattori:

- tipologia di biomasse utilizzate;
- qualità delle biomasse (anche in termini di corpi estranei presenti) – fattore preponderante;
- quantità in gioco;
- esigenze particolari legate alla tipologia di azienda del committente.

Per questo caso si sceglie una soluzione composta da i seguenti principali componenti:

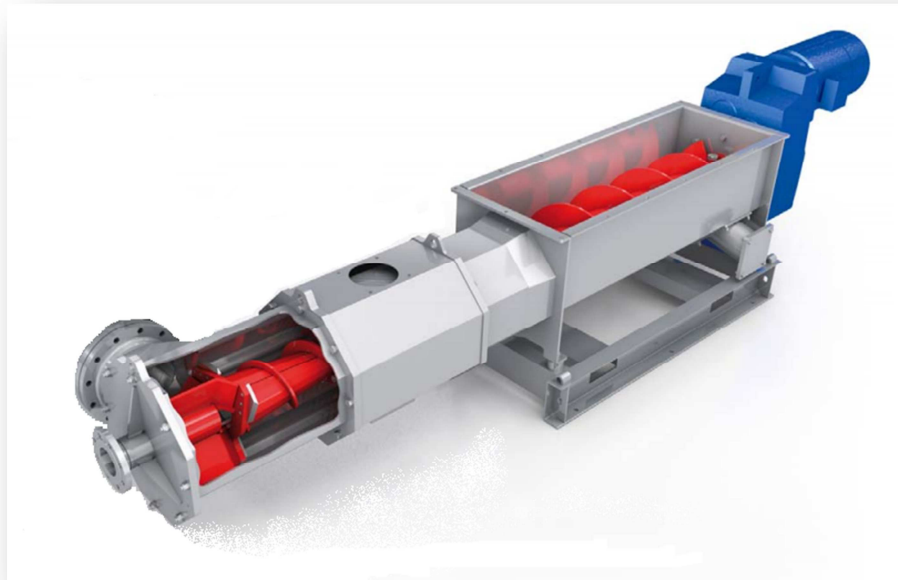
- carro miscelatore (Vertical mixer);
- energy jet;
- pompa di conferimento substrati con tritratore di sostanze solide.

VERTICAL MIXER

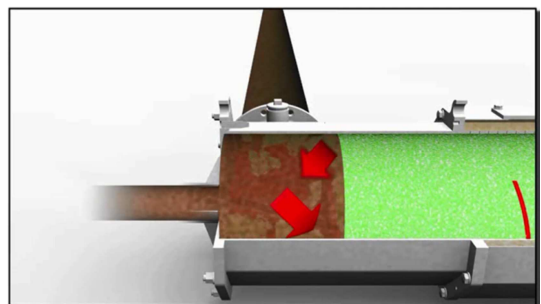
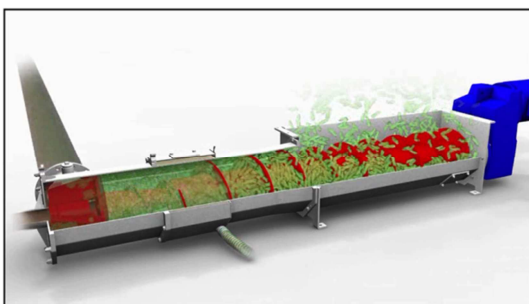
Carro miscelatore del volume di circa **12 m³** nel quale viene introdotta la biomassa fresca: è il punto in cui la biomassa entra nel processo, e tramite questa unità viene alimentato, con un determinato dosaggio, l'energy jet.

ENERGY JET

L'EnergyJet è una moderna soluzione tecnica che consente di miscelare le materie solide che alimentano l'impianto biogas con quelle liquide, con la finalità di ottenere una miscela omogenea. Grazie all'ampio diametro per il passaggio libero dei solidi, risulta particolarmente insensibile ai corpi estranei. La costruzione robusta offre inoltre una grande resistenza contro l'abrasione.



La coclea in acciaio inossidabile a rotazione lenta, con supporti su entrambi i lati, convoglia e pressa i substrati solidi di alimentazione verso il separatore dell' EnergyJet. Qui avviene la pressatura dei materiali solidi che separa l'acqua in eccedenza presente nei materiali e forma contemporaneamente un tappo sicuro e di perfetta tenuta rispetto al fluido ricircolato. Anche in caso di percentuali variabili di materia secca e di differenti caratteristiche dei cofermenti, l'EnergyJet – al contrario dei sistemi tradizionali – assicura un tappo a prova di tenuta rispetto alle tubazioni in cui scorre il fluido ricircolato e nel quale viene convogliato il solido pressato; in questa parte terminale dell'EnergyJet delle speciali alette rotanti in uscita dalla coclea sciolgono i materiali solidi nel flusso di liquido immesso nel digestore. L' acqua precedentemente separata viene raccolta e convogliata nell'impianto, in modo che non vada persa nessuna sostanza nutritiva.



POMPA DI CONFERIMENTO CON TRITURATORE

L'uscita dell'EnergyJet è collegata con questa unità: la miscela omogenea creata allo step precedente entra nel triturratore dove viene sminuzzata finemente ed ulteriormente miscelata per diventare ancora più omogenea: questo permette di aumentare notevolmente la resa di biogas, rendendo più efficiente il processo di digestione. La miscela di substrato è ora pronta per essere inviata al digestore mediante la successiva pompa.



Dopo aver subito il processo di trattamento e preparazione, la biomassa è ora pronta per essere mandata all'interno del digestore, nel quale si attiverà il processo biochimico di digestione anaerobica, con la conseguente produzione di biogas.

10.3.3 L'unità di fermentazione: il digestore

Il digestore è l'unità chiave del processo che sta alla base di un impianto a biogas: è infatti al suo interno che avviene il fenomeno della digestione anaerobica con la produzione del biogas. Di conseguenza un corretto dimensionamento ed una corretta costruzione di questa struttura sono alla base del buon funzionamento del processo, e quindi dell'impianto.

Ad oggi esistono diverse tecnologie per quanto riguarda i digestori, che si possono differenziare tra loro sostanzialmente per i seguenti fattori:

- tipologia di processo;
- forma;
- struttura;
- modalità costruttiva.

Le scelte della tipologia del digestore e della modalità di realizzazione dello stesso vengono dunque fatte sulla base di numerosi fattori, principalmente di carattere tecnico.

È giusto dire però, che ogni azienda costruttrice di impianti a biogas tende ad avere proprie caratteristiche da questo punto di vista, caratteristiche che la possono differenziare dalle altre. In altre parole, salvo casi specifici e particolari che necessitino di soluzioni altrettanto particolari, ogni azienda tende ad avere un proprio default di costruzione, di volta in volta adattato al caso specifico in questione.

Per questo studio si considera che l'impianto a biogas possa essere costruito dall'azienda partner di *ForGreen* in ambito biogas, ossia da *Envitec Biogas Italia S.r.l.* Questa azienda ha casa madre tedesca, e risulta essere una delle aziende leader in Europa nel settore (oltre 500 impianti già realizzati). Viene dunque considerata la tecnologia costruttiva ed impiantistica di questa azienda.

- **PROCESSO E TIPOLOGIA**

Si definisce innanzitutto la tipologia del processo per l'impianto in esame e la tipologia di digestore, dati fondamentali per il progetto.

Classificazione del processo:

- **A SECCO** (S.S. > 20%)
- **TIPO CONTINUO** (digestore alimentato giornalmente in modo continuo)
- **REGIME DI MESOFILIA** (temperatura compresa tra i 35 e i 42 °C)
- **MONOSTADIO** (unico digestore in cui si sviluppano tutte le fasi della digestione)

Tipologia di digestore:

- **C.S.T.R.** (*Completely Stirred Tank Reactor*): digestore completamente miscelato.

In questo tipo di fermentatori la biomassa fresca è pompata ad intervalli regolari all'interno del digestore ed immediatamente mescolata con la biomassa in fase di fermentazione. Al momento del pompaggio della biomassa, una quantità uguale viene estratta dal lato opposto ed inviata alla vasca di stoccaggio del digestato. L'agitazione all'interno può avvenire con miscelatori meccanici o con sistemi di iniezione di biogas in pressione. Il vantaggio della completa miscelazione consiste nell'incremento della velocità di processo: la biomassa fresca, inizialmente soggetta ad una fase di acidogenesi con possibile inibizione dei processi di metanizzazione, viene immediatamente inglobata nella biomassa già in condizioni metanogene stabili, che funge quindi da inoculo per l'attivazione delle reazioni nel substrato fresco.

Per quanto riguarda poi la **FORMA** del digestore, si tratta di un digestore di forma "classica", ossia con base circolare, maggiore sviluppo in senso radiale e cupola gasometrica sulla sommità interna al digestore stesso. Questa è in assoluto la tipologia di digestori più utilizzata e diffusa.

Una conformazione di questo tipo, in accordo con il regime di mesofilia, permette al substrato contenuto nel digestore di avere una superficie di "scambio" con il biogas più vasta: in questo modo viene favorito il processo di produzione di biogas.

Un altro importante beneficio è rappresentato dal fatto che, con questa struttura, la miscelazione del substrato mediante agitatori meccanici ad eliche risulta più semplice ed efficiente.

- **DIMENSIONAMENTO**

Fatte queste fondamentali premesse sulla tipologia del processo e sulle caratteristiche del digestore si può passare al suo dimensionamento, dimensionamento che si riduce sostanzialmente al calcolo del **VOLUME** del fermentatore.

Per il dimensionamento di massima si utilizza una formula relativamente semplice che prende in considerazione il **C.O.V.** (*Carico Organico Volumetrico*): quantità di sostanza secca organica (S.S.O., o S.V., solidi volatili) per unità di volume (m³) al giorno entrante nel digestore.

In relazione al tipo di processo sono fissati dei valori empirici da considerare per il calcolo del volume del digestore.

Per il processo in esame (mesofilia, a secco) si può considerare un valore di:

$$C.O.V. = 5 \left[\frac{kg\ SV}{m^3 \times giorno} \right]$$

Fissato questo valore, in relazione alla quantità di sostanza secca organica introdotta giornalmente nel processo (S.S.O.), deve essere:

$$C.O.V. \left[\frac{kg\ SV}{m^3 \times giorno} \right] = \frac{S.S.O. \left[\frac{kg\ SV}{giorno} \right]}{Volume\ digestore\ [m^3]}$$

Attraverso la formula inversa si ricava quindi il volume utile (netto) del fermentatore:

$$Volume\ digestore\ [m^3] = \frac{S.S.O. \left[\frac{kg\ SV}{giorno} \right]}{C.O.V. \left[\frac{kg\ SV}{m^3 \times giorno} \right]}$$

CALCOLO DELLA S.S.O.

È necessario dunque calcolare la quantità di sostanza organica (ossia i solidi volatili) introdotti giornalmente nel digestore. La sostanza organica (S.S.O.) è una frazione della sostanza secca S.S. (vedi Cap. 6). In questo caso, viste le biomasse in questione, si considera una % media di S.S.O. del 97% della S.S.

Una volta calcolata la S.S.O. totale annua, a partire dalla biomassa tal quale di partenza (T.Q.), la si divide per 365 (per ottenere la quantità giornaliera) e infine la si moltiplica per 1.000; questo in modo da ottenere il risultato in *kg al giorno*, stessa unità di misura utilizzata per il C.O.V.

Si riassume il calcolo nella seguente tabella:

Biomassa totale in ingresso T.Q.	Biomassa giornaliera in ingresso T.Q.	Acqua	S.S. totale	S.S. totale	S.S.O. totale	S.S.O. totale annua	S.S.O. giornaliera
<i>t/anno</i>	<i>t/giorno</i>	<i>t/anno</i>	<i>% su T.Q.</i>	<i>t/anno</i>	<i>% media su S.S.</i>	<i>t/anno</i>	<i>Kg/giorno</i>
3.550	9,73 (≈ 10)	1.000	30,76%	1.092	97%	1.060	2.902

CALCOLO DEL VOLUME

Si può ora calcolare il VOLUME NETTO TEORICO del digestore:

$$\text{Volume netto torico [m}^3] = \frac{S.S.O. \left[\frac{\text{kg SV}}{\text{giorno}} \right]}{C.O.V. \left[\frac{\text{kg SV}}{\text{m}^3 \times \text{giorno}} \right]} = \frac{2.902}{5} = \mathbf{580,4 [m}^3]$$

Una volta calcolato tale volume, ovvero il volume netto teoricamente necessario al verificarsi delle condizioni specificate, è però necessario tenere conto di:

- coefficiente di flessibilità f: bisogna considerare che non tutta la sostanza volatile viene completamente convertita in biogas. Infatti, dato che la sostanza organica non è composta solo dalla frazione rapidamente biodegradabile, per permettere una gassificazione quasi completa della sostanza volatile sarebbero necessari tempi di residenza volumetrica lunghissimi, con volumi e costi dei digestori non sostenibili. Nella pratica, perciò, si rinuncia a convertire in biogas tutta la sostanza volatile e si interrompe il trattamento biologico all'incirca quando tutta la frazione rapidamente biodegradabile è stata metabolizzata dai microrganismi. La sostanza volatile rimanente, infatti, viene aggredita dalla flora batterica con una lentezza tale da poter considerare ormai stabilizzata la sostanza organica alimentata. Per il calcolo del volume utile del digestore occorre considerare un coefficiente di sicurezza rappresentativo della flessibilità desiderata per l'impianto, generalmente compreso tra 1.1 e 1.3. Questo anche per tutelare anche l'impianto da eventuali variazioni future del piano di alimentazione, e per lasciare comunque un margine di sicurezza. In questo caso, vista la modesta quantità di biomassa in gioco, si può considerare $f = 1,1$. Si ottiene così il VOLUME NETTO REALE del digestore:

$$\text{Volume netto reale [m}^3] = \text{Volume netto teorico} \times f = \mathbf{638,4 [m}^3]$$

- ingombri nel digestore i: all'interno del digestore sono presenti il sistema di riscaldamento a tubazioni, gli agitatori meccanici ad eliche e la colonna portante centrale sulla quale poggiano la cupola gasometrica e la copertura del digestore, senza contare le tubazioni di mandata ed uscita del gestato (più le tubazioni per il ricircolo). Tutto questo comporta necessariamente un aumento del volume lordo del fermentatore; in questo caso si può stimare un ingombro di circa il 10 %, e quindi $i = 1,1$.

Si è in grado perciò, adesso, di calcolare il VOLUME REALE del digestore (volume lordo):

$$\text{Volume reale [m}^3] = \text{Volume netto teorico} \times f \times i = \mathbf{702,28 [m}^3]$$

H.R.T. (Tempo di ritenzione idraulica)

Bisogna infine verificare che il volume calcolato permetta un tempo di ritenzione idraulica (tempo di permanenza del substrato nel digestore) sufficiente alla completa conversione in biogas.

Considerando *1 t di biomassa* \approx *1 m³ di substrato*, l' H.R.T. si calcola banalmente dividendo il volume netto del digestore per la quantità di biomassa giornaliera introdotta, ossia:

$$H.R.T. = \frac{\text{Volume netto reale } [m^3]}{\text{Biomassa giornaliera } \left[\frac{m^3}{\text{giorno}} \right]} \approx \frac{638}{10} \approx \mathbf{64 \text{ giorni}}$$

Tale risultato è più che cautelativo e garantisce certamente la completa digestione del substrato all'interno del digestore.

Il dimensionamento risulta quindi corretto, e con i dovuti margini di tutela e sicurezza.

- **COSTRUZIONE E STRUTTURA**

Il digestore viene **costruito in opera**, ossia realizzato direttamente nel sito di costruzione dell'impianto.

Viene infatti realizzato mediante una serie di *pannelli modulari* (di dimensioni *6 m* \times *1,8 m*) in cemento armato pre-compresso, che vengono montati ed assemblati assieme per formare il digestore (le vasche di stoccaggio vengono realizzate con lo stesso metodo).

Questi pannelli hanno dimensioni fisse, e di conseguenza il loro numero dipende dal volume del digestore, e quindi dal diametro.

In relazione al volume il digestore avrà dunque le seguenti misure:

<i>Digestore</i>		
Volume	Altezza	Diametro
780 m³	6 m	12,2 m

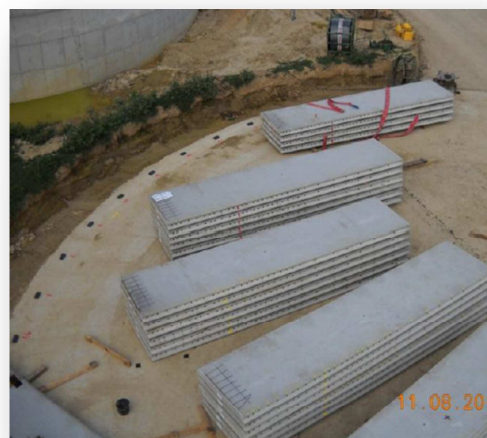
PROCESSO DI COSTRUZIONE

Si descrive sinteticamente il processo di costruzione con l'aiuto di qualche foto (le fotografie sono state gentilmente concesse da *Envitec Biogas S.r.l.*).

Inizialmente, dopo le verifiche geologiche, viene pulito e preparato il terreno, sul quale viene gettato poi un adeguato magrone per creare una prima base sufficientemente rigida. Ai bordi e al centro si rinforza la base in quanto saranno punti portanti per i pannelli (bordo esterno) e per la colonna portante (al centro).



Successivamente si passa alla preparazione per la posa dei pannelli.



Si procede poi con la posa vera e propria dei pannelli (incastrati sul lato lungo con struttura maschio/femmina, e fissati alla base con cemento) che, una volta fissati vengono bloccati attraverso dei tiranti in acciaio.

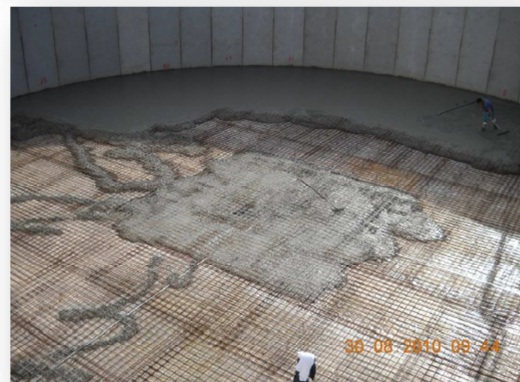


Completata la posa mediante un getto sul bordo esterno che avvolge le basi dei pannelli, si passa all'interno e si provvede all'armatura della base, rinforzando maggiormente il centro, dove andrà fissata la colonna portante per la cupola e la copertura. L'armatura è realizzata con una doppia rete metallica.



Terminata l'armatura della base, si passa poi al getto per completarla.

La **portata della base** una volta terminato il tutto deve essere di **1 kg/cm²**.



Si provvede infine all'inserimento della colonna portante, per terminare poi con la copertura finale e con il rivestimento esterno.

Un lavoro di questo tipo, dal punto di vista edile, richiede circa una settimana/10 giorni. Si procederà poi con i lavori di tipo impiantistico (idraulico, meccanico, elettrico).



10.3.4 L'unità di stoccaggio del digestato

Il substrato in uscita dal digestore (digestato) viene inviato, mediante un'apposita pompa, alla vasca di stoccaggio del digestato.

Tale vasca viene costruita in modo del tutto analogo al fermentatore e può essere dotata o meno di coperture, a seconda delle esigenze del cliente. Il digestato in uscita risulta praticamente inodore ed è pronto per essere prelevato ed utilizzato come fertilizzante.

AZOTO

Vista la normativa in vigore sui limiti di spandimento per quanto riguarda l'azoto (*limiti di azoto in zone vulnerabili: 170 kg per ettaro e per anno; limiti di azoto in zone ordinarie: 340 kg per ettaro e per anno* – dal D.M. 7 aprile 2006), se dovesse essere necessario (anche per il diritto all'acquisizione di un premio oltre all'incentivo base) un abbattimento dell'azoto, il digestato verrebbe appositamente trattato attraverso un apposito processo per la riduzione dell'azoto (esistono diverse tecnologie).

10.3.5 L'unità di condensazione

Il biogas prelevato dalla cupola gasometrica interna al digestore mediante un'apposita condotta di aspirazione, risulta avere una discreta percentuale di umidità: prima di essere inviato al motore, deve quindi passare attraverso un'unità frigorifica, dove avviene la condensa dell'acqua, che viene quindi separata dal biogas e raccolta in un apposito pozzetto.

10.3.6 L'unità di cogenerazione

Si vuole infine dare una descrizione tecnica e dettagliata dell'unità di cogenerazione, che rappresenta un fondamentale "punto di conversione" dell'energia all'interno dell'impianto.

Quella che si propone è chiaramente una soluzione, che non è certamente l'unica adatta a questo tipo di impianto: altre alternative presenterebbero comunque caratteristiche di massima del tutto simili.

L'unità di cogenerazione è tipicamente posta all'interno di un container. Quest'ultimo viene collocato all'esterno, ed ha lo scopo di proteggere il cogeneratore e di isolarlo, anche dal punto di vista acustico.

- **L'IMPIANTO DI COGENERAZIONE**

UNITÀ DI COGENERAZIONE - Caratteristiche tecniche		
<i>Dato</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
Potenza elettrica a regime continuo - P_{el}	100	kW
Potenza termica recuperabile dal motore al 100% della P_{el}	72,5	kW
Potenza termica recuperabile dai fumi al 100% della P_{el}	52,5	kW
Potenza termica totale al 100% della P_{el} - P_{th}	125	kW
Consumo carburante al 100% della P_{el}	dipende dalla qualità del biogas	m ³ /kWh
Portata acqua di raffreddamento in circolazione / Prevalenza	15 / 6	m ³ /h ; m
Temperatura ritorno acqua di raffreddamento	65 – 80	°C
Temperatura uscita acqua di raffreddamento	75 – 90	°C
Livello rumore con container (a 7 m)	58	dB
Dimensioni	2830×1220×2250	mm

- **IL MOTORE**

Si dà ora una breve descrizione del motore endotermico a biogas montato nell'unità di cogenerazione. Si tratta chiaramente, come già detto, di una possibile soluzione, ma non rappresenta di certo l'unica disponibile.

Si considera il seguente modello di motore endotermico:

MAN E 0836 – LE 202



Si tratta di un motore a gas a ciclo Otto a 4 tempi, 6 cilindri verticali in linea, raffreddato ad acqua: sistema di scarico raffreddato ad acqua con tubi interni per la riduzione della convezione naturale dei gas combusti, carter turbina con isolamento termico, sovralimentazione a gas di scarico della miscela sotto-stechiometrica, turbocompressore lubrificato con olio in pressione, radiatore bi-stadio per il raffreddamento della miscela.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche del motore.

Motore MAN; modello E 0836 – LE 202 - Caratteristiche tecniche		
<i>Dato</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
Velocità di rotazione	1.500	giri/minuto
Potenza meccanica nominale - P_n	110	kW
Alimentazione	biogas	
Consumo carburante medio al 100% della P_n	45	m ³ biogas/h
Rapporto stechiometrico	$\lambda = 1,4$	-
Cilindri	6 in linea	-
Cilindrata	6,87	l
Quantità olio motore	34	l
Peso a secco	605	kg
<i>Emissioni a 5% ossigeno residuo</i>		
NO _x (ossidi di azoto)	< 500	mg/Nm ³
CO (monossido di carbonio)	< 500	mg/Nm ³
HCHO	< 60	mg/Nm ³
NMHC	< 150	mg/Nm ³

- **L'ALTERNATORE**

Tipicamente la fornitura standard prevede l'utilizzo di un generatore elettrico di tipo sincrono (alternatore), senza spazzole (brushless) che, per questo caso, avrà le seguenti caratteristiche principali (esempio di soluzione):

GENERATORE ELETTRICO - Caratteristiche tecniche		
<i>Dato</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
Velocità di rotazione	1.500	giri/minuto
Potenza apparente nominale - S_n	160	kVA
Potenza attiva nominale con $\cos\phi = 0,8$ - P_n	128	kW
Tensione nominale	230 / 400	V
Frequenza	50	Hz
Grado di protezione	IP23	
Classe di isolamento	H	
Peso	563	kg

10.4 Layout impianto

Di seguito si rappresenta un semplice layout per un impianto da 100 kW per evidenziarne in modo semplice la struttura. La struttura può ovviamente diversificarsi in base alle esigenze e agli spazi disponibili nell'azienda. Lo spazio in questione è di circa 1.500/2.000 m².

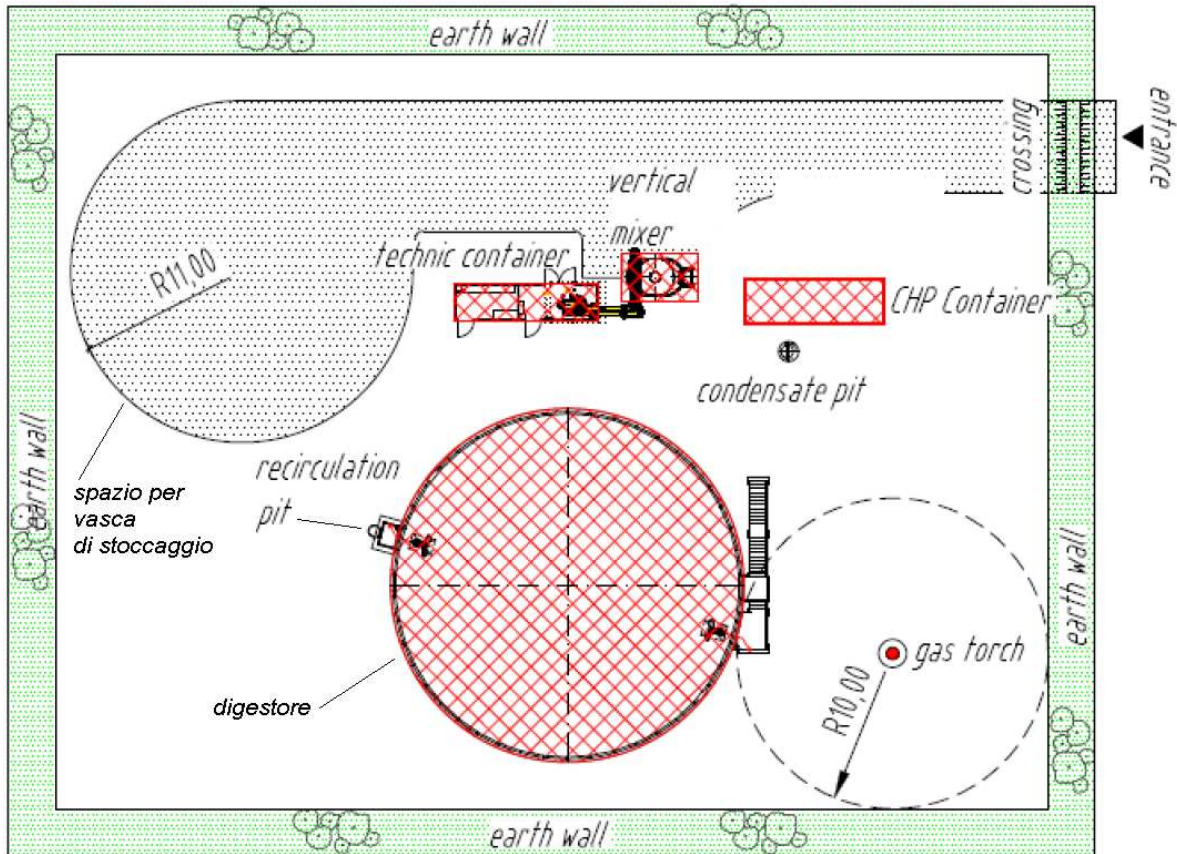
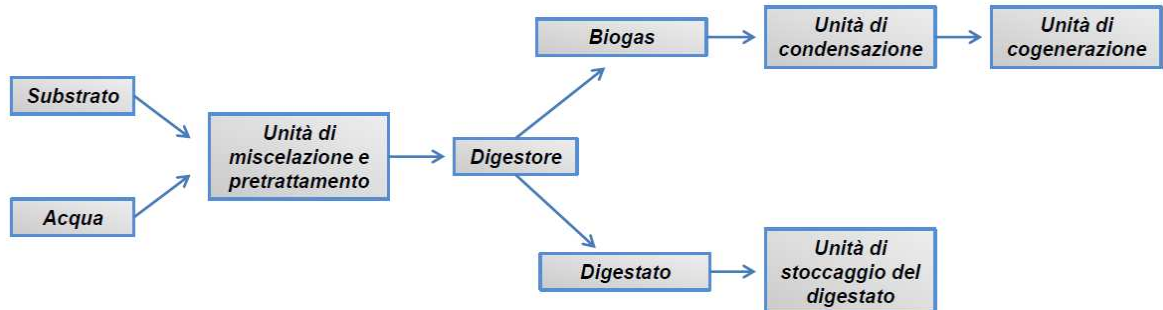


Diagramma di flusso semplificato del processo



10.5 Requisiti e competenze

- Per un impianto di questo tipo serve innanzitutto un certo **spazio**, stimato in circa **1.500 ÷ 2.000 m²**, che l'azienda dovrebbe trovare nel caso in cui decidesse di portare avanti il progetto.
- È necessario inoltre provvedere alla costruzione di **vasche di stoccaggio** per le biomasse fresche, dalle quali poter prelevare, quando necessario, le relative quantità di sottoprodotto richieste per la corretta alimentazione dell'impianto. La Cantina attualmente non è in possesso di vasche di questo tipo.
- Per quanto riguarda la connessione dell'impianto alla rete di distribuzione, si fa riferimento al *Testo Integrato delle Connessioni Attive (T.I.C.A.)*, e precisamente all' "*Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 - Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08, 205/08, 130/09 e 125/10*", dove all'Artico 2 (ambito di applicazione) si afferma che per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione.
- L'impianto quindi, per norma, prevede la **connessione in B.T.** Tale decisione spetta però all'ente Distributore, il quale, dopo aver ricevuto la richiesta di connessione, esamina il caso e valuta, in base ai vincoli tecnici della rete di distribuzione della zona e alla struttura della connessione elettrica già presente nell'azienda, se sia opportuna la connessione in BT o, in caso contrario, se sia necessaria una connessione in MT. Questa è comunque una scelta di tipo tecnico che spetta al Distributore.

- L'unità di cogenerazione, oltre a generare energia elettrica che viene ceduta alla rete, mette a disposizione un'importante **energia termica**. Tale energia può essere utilizzata per il processo produttivo della Cantina dove necessaria, e per il riscaldamento dello stabilimento e degli uffici. L'utilizzo di questa energia va comunque valutato, per cercare di sfruttare al massimo le potenzialità dell'impianto e renderlo il più efficiente possibile, il tutto nell'interesse dell'azienda, che vedrebbe ridurre i propri costi per l'energia termica.

Per dare un'idea della complessità che sta dietro la realizzazione di un impianto di questo tipo, si descrive ora, molto schematicamente, quelle che sono le **competenze** a carico dell'"*installatore*" dell'impianto a biogas, e quelle che sono invece le competenze che vanno a carico del "*cliente*".

Si dà una descrizione di una struttura di lavoro media, che può di volta in volta cambiare in base alle esigenze o a particolari e diverse clausole contrattuali.

10.5.1 Competenze a carico dell'installatore

- **La progettazione dell'impianto:**
 - Dimensionamento e progettazione dell'impianto in accordo alle specifiche tecniche definite
 - Preparazione della documentazione tecnica in accordo alle specifiche tecniche
 - Preparazione delle planimetrie e dei disegni di dettaglio tecnico in accordo alle specifiche tecniche
- **Preparazione della documentazione per le autorizzazioni per il permesso a costruire**
- **Supporto tecnico per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie**
 - Preparazione di un programma complessivo dei lavori in accordo alle prestazioni da fornire al committente
- **La fornitura e il montaggio dei componenti secondo la descrizione dell'impianto**
- **La gestione del cantiere**
 - Preparazione del magrone per i componenti forniti
 - Presenza di un responsabile di cantiere
 - Pianificazione del processo di costruzione e coordinamento delle attività di cantiere
 - Ingegnerizzazione, incluso il controllo della fase di realizzazione
- **I dati delle strutture delle opere fornite e la verifica strutturale delle stesse**
- **La messa in esercizio dell'impianto**
 - Collaudi delle opere eseguite
 - Avviamento dell'impianto con il piano di alimentazione contrattuale
 - Preparazione della documentazione per l'operatore
 - Formazione ed istruzione dell'operatore in sito per la gestione ed il controllo dell'impianto

- **La supervisione dell'avviamento biologico del fermentatore (fino al performance test e comunque non oltre 4 mesi)**
 - Consulenza e determinazione delle biomasse per il primo riempimento del fermentatore
 - Campionamento delle biomasse. inclusa la relazione tecnica sul processo di alimentazione
 - Visite regolari all'impianto, inclusa la consulenza sul progresso dell'avviamento
 - Campionamento del substrato in fermentazione con relazione tecnica del biologo, generalmente settimanale
 - Analisi dei campioni da un laboratorio indipendente
 - Consulenza sulla variazione del piano di alimentazione basata sull'esito delle analisi e sui dati di produzione dell'impianto
 - Taratura e setup dei dispositivi di misura
- **Certificazione CE per l'impianto nel suo complesso in accordo alle specifiche tecniche**
 - In caso di variazioni richieste legate alla normativa sulla sicurezza per l'intero impianto o per parti di esso, le certificazioni relative devono essere prodotte nel più breve tempo possibile
 - Le dichiarazioni di conformità per tutte le componenti fornite dal committente saranno prodotte dal committente
- **Getto del magrone e platee di fondazione per le vasche fornite in accordo alle specifiche tecniche**
- **Fornitura di una gru da cantiere per lo scopo di fornitura**
- **Tecnologia di sicurezza**
 - Sistema di allarmi per gas e fumi
 - Sistema di fermo di emergenza per le principali componenti dell'impianto
 - Sistema di gestione degli allarmi e sistema di inoltro chiamate di allarme a batteria
 - Esecuzione dei collaudi di tenuta necessari per le autorizzazioni
- **Sistemi di ventilazione**
 - Sistema di ventilazione con filtro per la sala di controllo
 - Sistema di ventilazione per il locale interrato dell'edificio tecnico
 - Sistema di ventilazione per la sala quadri elettrici
 - Sistema di ventilazione per la sala cogeneratore
- **Sistema di automazione impianto**
 - Inserimento e salvataggio dati per i principali parametri operativi
- **Documentazione in accordo alla normativa comunitaria**
 - Documentazione tecnica completa per l'impianto in accordo alle specifiche tecniche
- **Piano di manutenzione**

10.5.2 Competenze a carico del cliente

- Allacciamento della cabina ENEL alla rete elettrica
- Distribuzione principale bassa tensione e protezione dell'alimentazione di rete
- Alimentazione elettrica del quadro automazione impianto a biogas
- Fornitura del dispositivo per il riscaldamento e la connessione al sistema di riscaldamento del digestore durante tutto il periodo dell'avviamento
- Protezione dalle sovratensioni, protezione anti fulmini, messa a terra, impianto di rifasamento delle opere non fornite
- Pulizia e preparazione del sito, costruzione di strade di cantiere accessibili anche in caso di maltempo da parte di mezzi pesanti, piazzale di sosta per veicoli pesanti fino a 70t, o come da accordi con il responsabile tecnico di cantiere
- Misure di controllo per le perdite in accordo alla normativa vigente
- Movimentazioni terra, scavi, profili, rinterri di costruzioni e fondazioni
- Adeguato sottofondo del magrone per le vasche (100 kN/m^2) e per l'edificio tecnico secondo specifiche di progetto
- Realizzazione di tutte le opere di fondazione in accordo alle specifiche fornite
- Sono a carico del committente tutti i rischi legati alle caratteristiche del terreno del sito di costruzione
- Realizzazione degli scavi per le condotte, preparazione del letto di sabbia di posa, rinterro con materiale appropriato
- Contenimento delle acque meteoriche e di falda
- Realizzazione della viabilità interna all'impianto
- Dichiarazione di conformità di beni e servizi forniti dal committente
- Messa a disposizione gratuita di energia elettrica ed acqua (anche per i collaudi)
- Assicurazioni e rispetto della normativa in materia di sicurezza sul lavoro, durante il cantiere e ad impianto finito, incluso responsabilità civile da costruttore
- Connessione alle linee telefoniche e impianto telefonico. Connessione telefonica ISDN con 10 linee. Una linea deve essere resa disponibile all'apertura del cantiere
- Fornitura acqua e rimozione delle acque reflue dall'edificio tecnico durante la fase di cantiere
- Liquame o digestato e/o enzimi per l'avviamento dell'impianto
- Eventuali sostanze additive a base di ferro per l'abbattimento dell'acido solfidrico
- Materiali di consumo
- Vasche di stoccaggio qualora non siano previste nella fornitura
- Tubazioni tra sistema di ricircolo e sistema di stoccaggio del digestato
- Tubazioni tra il container e il sistema di stoccaggio della biomassa

10.6 Considerazioni

In questo capitolo si è descritto dettagliatamente l'impianto a biogas, a partire dal suo dimensionamento, passando per la sua struttura e mettendo in evidenza tutti i suoi principali componenti e le principali caratteristiche.

Lo schema base di funzionamento dell'impianto rimane sempre il medesimo, ma a tal proposito, non bisogna mai dimenticare che un impianto a biogas va sempre adattato a quelle che sono le "condizioni al contorno" del sistema, ai vincoli ed alle esigenze che un potenziale cliente può manifestare.

La tecnologia è in continua evoluzione e si dispone di una serie di soluzioni tecniche ed impiantistiche sempre più vasta. Cercare la soluzione migliore da adattare ad ogni specifica realtà, può dare grandi vantaggi dal punto di vista energetico e, di conseguenza, anche del punto di vista economico.

In altre parole, in questo genere di impianti è sempre opportuno verificare le condizioni iniziali e cercare di realizzare un impianto che si integri e adatti il più possibile con quelle che sono l'attività e la realtà aziendale in oggetto.

Per quanto riguarda la Cantina, i problemi principali potrebbero essere rappresentati dallo spazio necessario alla costruzione dell'impianto, e dalla necessità di provvedere alla realizzazione di un sistema di stoccaggio della biomassa necessaria al funzionamento dell'impianto.

Un punto a vantaggio dell'attività può essere invece quello di poter sfruttare l'energia termica prodotta dal cogeneratore: oltre ai fabbisogni termici di base di una struttura (riscaldamento e acqua calda) nel attività della Cantina è infatti richiesto anche calore specifico di processo, soprattutto d'inverno quando si rende necessario mantenere i tini ad una fissata temperatura. Tale calore potrebbe essere fornito dal cogeneratore e quindi autoprodotta, andando così a ridurre i costi. Questa viene vista come un'opportunità data dall'impianto a biogas.

L'energia termica potrebbe, in un prossimo futuro, essere ulteriormente valorizzata attraverso l'immissione in una rete di teleriscaldamento, qualora venisse realizzata e ce ne fosse la possibilità.

La tecnologia del biogas è comunque una tecnologia matura e piuttosto collaudata dal punto di vista tecnico ed impiantistico, tecnologia che dà dunque buona affidabilità e garanzie.

Un domani, nel caso ce ne fosse l'esigenza, sarebbe anche possibile variare il piano di alimentazione, con l'unico vincolo di adattarlo ad una potenza pari a quella installata.

Mediamente gli impianti, se ben gestiti e correttamente mantenuti, arrivano a funzionare anche oltre 8.000 ore annue alla potenza nominale, con rendimenti e produzioni davvero rilevanti.

Un altro fattore a favore è sicuramente il grande numero di impianti già costruiti e già in funzione ormai da anni: si dispone quindi ormai di uno storico abbastanza importante e di dati sufficienti a fare valutazioni tecniche (e quindi economiche) attendibili e realistiche.

Dal punto di vista tecnico un impianto a biogas risulta quindi un investimento affidabile.

Per quanto riguarda la Cantina, da questo punto di vista, l'unico punto di domanda (e quindi punto debole) potrebbe essere rappresentato dal piano di alimentazione: le biomasse utilizzate sono infatti

abbastanza insolite e non c'è di certo l'esperienza che ci può essere per esempio sui reflui zootecnici e sulle colture dedicate come il mais. Si tratta comunque di biomasse già analizzate e per le quali è stata garantita e appurata una forte potenzialità per quanto riguarda il biogas. Rimane probabilmente da perfezionare il processo.

Si passa ora, nel prossimo capitolo, a valutare ed analizzare l'investimento dal punto di vista economico.

Capitolo 11

IL BUSINESS PLAN

In questo capitolo si vuole realizzare il business plan relativo all'investimento in un impianto a biogas che utilizzi come matrice di alimentazione i sottoprodotti della Cantina.

Si vuole quindi costruire una simulazione economica la più completa e realistica possibile, in modo da poter valutare l'investimento nel migliore dei modi.

Il business plan è uno strumento fondamentale per ogni tipo di investimento, in qualsiasi settore e per qualunque progetto si voglia realizzare.



Questo business plan è realizzato sulla base dei soli sottoprodotti della Cantina, senza considerare eventuali integrazioni con altri sottoprodotti derivanti da altre aziende.

Questo per poter analizzare la reale potenzialità dell'azienda per quanto riguarda il campo biogas.

Si valuteranno in seguito eventuali alternative o altre soluzioni.

11.1 Dati iniziali

Dal precedente capitolo è emerso il dato fondamentale che sta alla base di un business plan per questo genere di investimento, ossia la **POTENZA DELL'IMPIANTO**.

In base alla potenza dell'impianto infatti, si determina come prima cosa il **costo** dell'impianto stesso. Successivamente si può quindi stimare l'energia prodotta e, di conseguenza, si può determinare l'**incentivo** erogato dal GSE, fondamentale per la sostenibilità dell'investimento.

- | | |
|---|------------------------|
| • POTENZA NOMINALE DELL' IMPIANTO: | 100 kW |
| • COSTO IMPIANTO: | 750.000 € + IVA |

NOTA: per quanto riguarda il costo dell'impianto si considera una cifra molto prudentiale. Gli impianti a biogas di piccola taglia hanno infatti una diffusione molto limitata: quelli da 100 kW sono praticamente ancora inesistenti, ed è difficile avere con precisione un'idea del tutto realistica dei prezzi. Vedendo le proposte delle varie aziende installatrici di impianti a biogas più titolate del settore, un prezzo medio di vendita per un impianto da **100 kW** oscilla **tra i 700.000 e 750.000€**, prezzo che

probabilmente potrà calare in fase di contrattazione. Si è comunque scelto di non abbassare la cifra per tenere conto della necessità di costruzione delle prevasche di stoccaggio della biomassa, vasche con cui la cantina non è attualmente attrezzata. Al di là di questo, un prezzo di questa entità rende comunque la simulazione economica prudentiale, ed ogni abbassamento di prezzo non farebbe altro che migliorare i risultati che si otterranno con le ipotesi appena viste.

Nelle seguenti tabelle si riporta un riepilogo dei *dati base* e dei *parametri* dell'impianto a biogas dai quali si è partiti per il dimensionamento e le valutazioni tecniche, e ai quali si fa riferimento, dal punto di vista economico, per la costruzione del business plan.

ELENCO SOTTOPRODOTTI	DESCRIZIONE	QUANTITA' (t/anno)
Sottoprodotto 1	Vinacce	1.100
Sottoprodotto 2	Raspi	600
Sottoprodotto 3	Fecce di vino	500
Sottoprodotto 4	Sansa	350

- Si precisa che per impianti di piccola taglia il costo unitario (**€/kW**) sale notevolmente rispetto ad impianti di grossa taglia: c'è una forte **economia di scala**. Per dare un'idea:
 - impianto da 100 kW → 750.000 €
 - impianto da 250 kW → 1.250.000 €
- Per quanto riguarda le **ore di funzionamento annuali** si stimano *prudenzialmente* **8.000 ore** (circa il **91%** delle ore totali di un anno), nonostante nella pratica si possa arrivare mediamente anche al 93% per impianti ben funzionanti e correttamente gestiti.
- Non si prevede per questo impianto il *sistema di abbattimento dell'azoto* in quanto sarebbe un investimento assolutamente non conveniente per una taglia del genere.
- Si esclude analogamente la *cogenerazione ad alto rendimento (C.A.R.)*.
- **Energia elettrica prodotta** = potenza impianto × ore di funzionamento annuali

$$\frac{[kWh]}{[anno]} = \frac{[kW]}{[kW]} \times [h/anno]$$
- L'**autoconsumo** è fissato per legge (D.M. 6 luglio 2012) all' **11%** dell'energia prodotta.

- L'**energia elettrica ceduta** alla rete risulta quindi la differenza tra l'energia prodotta e l'autoconsumo; è l'*energia netta immessa in rete, che viene quindi incentivata dal GSE*.
- I dati relativi alle ore di funzionamento e all'energia (prodotta, auto-consumata, ceduta) sono sempre dati annuali.

PARAMETRI DELL' IMPIANTO A BIOGAS	
Tipologia di alimentazione	Sottoprodotti di origine biologica
Potenza installata (kW)	100
Costo totale fornitura (IVA esclusa)	€ 750.000
Costo sistema di recupero/abbattimento azoto	€ 0
Ore di funzionamento annuali (h)	8.000
Energia elettrica prodotta (kWh/anno)	800.000
Autoconsumo (kWh/anno)	88.000
Energia elettrica ceduta alla rete (kWh/anno)	712.000

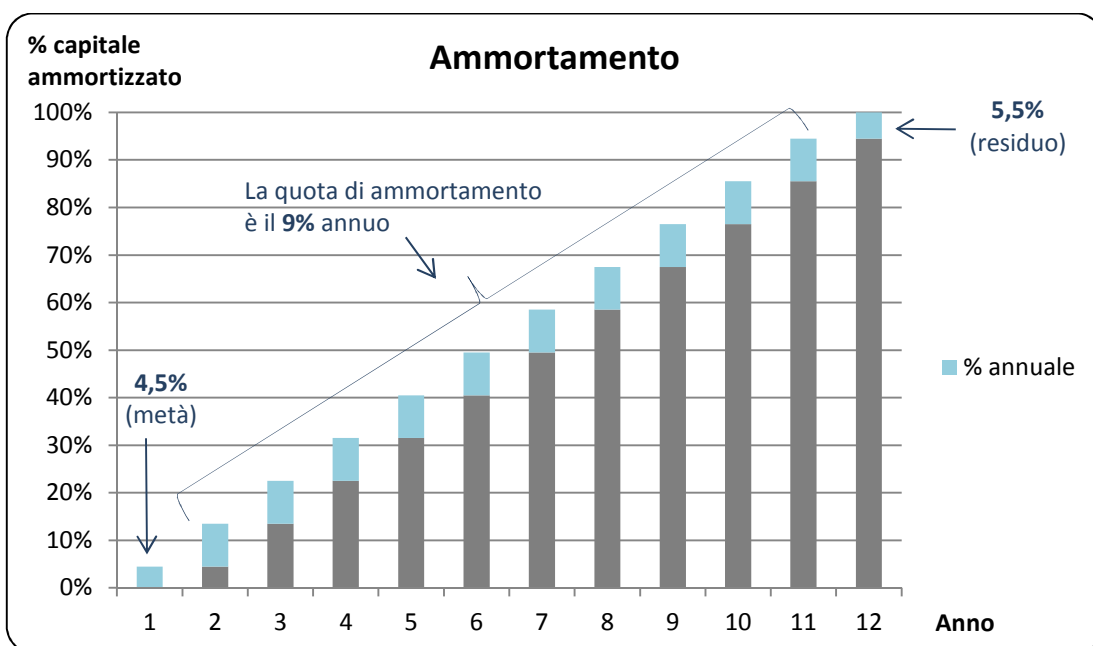
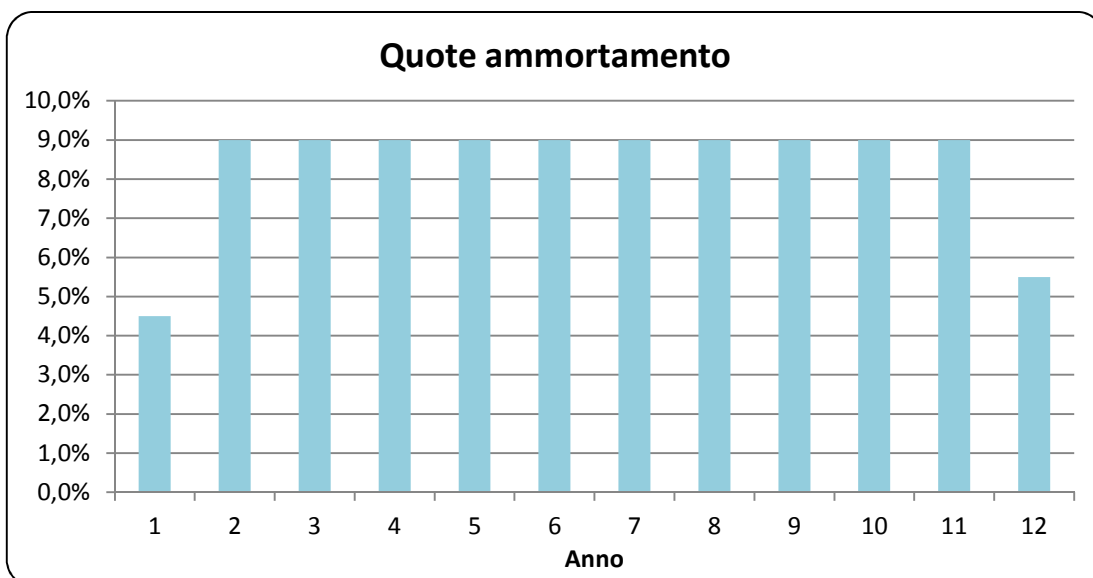
In relazione alla tipologia di alimentazione (sottoprodotti di origine biologica) e alla potenza nominale (< 300 kW) la **tariffa incentivante** che spetta a questo impianto (secondo il *D.M. 6 luglio 2012*) è indicata nella seguente tabella (si veda capitolo sulla *Normativa*):

PARAMETRI DI INCENTIVAZIONE	
Tariffa incentivante base (€/kWh)	0,236
Premio CAR (€/kWh)	0,000
Premio abbattimento azoto (€/kWh)	0,000
Tariffa incentivante totale (€/kWh)	0,236

Per quanto riguarda i parametri **economici di simulazione** da utilizzare per il business plan, i valori vengono riportati di seguito nella tabella:

PARAMETRI ECONOMICI DI SIMULAZIONE	
Inflazione (dato medio)	3,00%
Quota ammortamento impianto	9,00%
IRAP	3,90%
IRES	27,50%
Costo del piano di alimentazione (€)	€ 0,00
Costo annuale di manutenzione ed esercizio (€)	€ 25.000,00
Costo grande manutenzione (€)	€ 100.000,00
Costo annuale assicurazione impianto (€)	€ 2.500,00

- Per l'**inflazione** si utilizza un dato medio, e se si considera l'anno 2012 il valore medio annuo è proprio il **3 %**, valore che appare dunque sensato considerare in questo studio.
- Per quanto riguarda l'**ammortamento**, si tratta di un procedimento tecnico contabile in virtù del quale un costo pluriennale viene ripartito tra più esercizi (anni di attività). In questo caso si parla di *ammortamento fiscale*, e per considerarlo nel modo corretto bisogna attenersi al *D.M. 31 dicembre 1988*, nel quale si trovano tutte le informazioni necessarie al corretto procedimento fiscale.
L'ammortamento deve iniziare nell'esercizio in cui il bene entra in funzione, con eccezione per le società di leasing che iniziano dall'esercizio in cui il bene è stato consegnato al locatore.
Nel primo esercizio (primo anno) la quota di ammortamento va ridotta a metà, mentre il restante va ammortizzato alla fine (ultimo anno).
Per questa tipologia di impianto si considera (come per gli impianti fotovoltaici) un'**aliquota** annuale del **9%**. L'ammortamento dell'impianto risulta così strutturato:



Si vede dunque che l'investimento viene ammortizzato totalmente al 12° anno di attività dell'impianto. Si ricorda che l'ammortamento è un costo per l'azienda.

- **IRAP (Imposta Regionale sulle Attività Produttive):** è un'imposta propria della Regione e, nella sua applicazione più comune, colpisce il valore della produzione netto delle imprese, ossia, in termini generali, il reddito prodotto al lordo dei costi per il personale e degli oneri e dei proventi di natura finanziaria. Attualmente l'aliquota per questa imposta è pari al **3,90%**.

- **IRES** (*Imposta sul Reddito delle Società*): imposta personale che colpisce con aliquota proporzionale (non progressiva) la capacità contributiva totale, ossia il reddito. L'aliquota relativa a tale imposta attualmente vale il **27,50%**.
 - Il **costo del piano di alimentazione** per l'impianto è nullo in quanto in questo specifico business plan vengono considerati solamente i sottoprodotti della Cantina, ossia gli scarti di lavorazione del processo produttivo, escludendo di dover investire denaro per l'acquisto di ulteriori prodotti da aggiungere al piano di alimentazione considerato in questo caso.
 - Il **costo di manutenzione ed esercizio** è un costo (considerato su base annua) sostenuto dall'azienda per la gestione ordinaria dell'impianto, ossia nelle normali condizioni di funzionamento, per far sì che si mantenga efficiente e possa lavorare con le corrette modalità.
 - La **grande manutenzione** consiste sostanzialmente nella sostituzione (o rigenerazione) del motore endotermico del gruppo di cogenerazione. Questo intervento è necessario mediamente dopo circa 10 anni. In un business plan che analizza un investimento su un periodo di 20 anni questo costo va quindi considerato e, per questo tipo di impianto, ha un costo di circa 100.000 € (valore prudenziale, potrebbe costare anche meno).
 - L'**assicurazione dell'impianto** è infine necessaria per tutelarsi da eventuali danni di natura accidentale o comunque che non comportino responsabilità da parte dell'azienda.
-

Una volta gettate le basi per l'analisi, si può procedere con la simulazione economica vera e propria. Al fine di comprendere al meglio la "bontà" dell'investimento, vengono realizzate due diverse simulazioni con due diverse modalità di finanziamento:

- **auto - finanziamento;**
- **finanziamento bancario.**

Il **business plan** verrà redatto considerando un periodo temporale di **20 anni** in quanto l'incentivazione erogata dal GSE sull'energia ceduta alla rete ha una durata di 20 anni.

11.2 Metodi di valutazione degli investimenti

Prima di procedere con le simulazioni economiche si vuole fare una breve premessa sui metodi di valutazione degli investimenti utilizzati.

La valutazione di un investimento viene fatta per mezzo di **metodi finanziari**.

La valutazione degli investimenti è quell'attività che viene effettuata per verificare l'impatto che un determinato progetto di investimento ha sulla struttura adottante (azienda, ramo d'azienda, ente, progetto, privato, ecc.), dove per **progetto d'investimento** si intende un insieme di attività – produttive o finanziarie – in cui l'azienda o il privato cittadino impegna disponibilità liquide (costo dell'investimento) con l'obiettivo di conseguire, in contropartita, un flusso di benefici futuri complessivamente superiori ai costi sostenuti.

Il problema che viene affrontato dalla valutazione degli investimenti è, nella sostanza, un **problema di scelta**: ogni azienda o privato deve, infatti, prendere delle decisioni d'investimento, dirette ad allocare ai soli progetti che "creano valore" le limitate risorse disponibili (fattori produttivi). Per poter risolvere a sistema tale problema di scelta fra possibili alternative è necessario poter discriminare le diverse possibilità in base ad un'unità di misura che deve essere in grado di evidenziare sia la validità dell'iniziativa, sia i correlati effetti economico – finanziari: è comunemente accettato che l'unità di misura cui fare riferimento in questo caso sia il valore economico dell'iniziativa.

Il **costo di un investimento** è dato dai flussi finanziari in uscita (o minori flussi in entrata) connessi alla sua attuazione; analogamente, i "**benefici**" ad esso associati sono costituiti da flussi finanziari in entrata (ovvero a minori flussi in uscita, dove ritorni e costi futuri sono elementi di carattere previsionale). In tal modo un'operazione d'investimento può essere rappresentata da una successione (stimata) di future entrate ed uscite monetarie denominata "**flusso di cassa**".

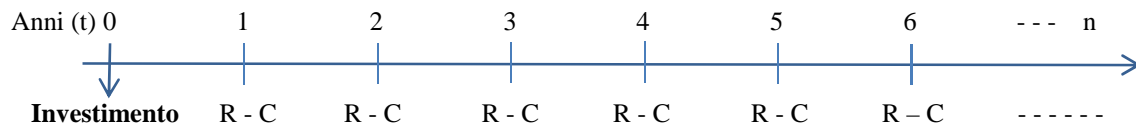
Altro fattore determinante nella valutazione degli investimenti è il **tempo**: la rilevanza del fattore tempo dipende da un effetto di carattere finanziario che lo lega al valore del denaro e secondo cui, a parità di altre condizioni, ad un allungamento dei tempi di rientro delle risorse investite in un progetto corrisponde una contrazione dei benefici di ordine finanziario (il trascorrere del tempo introduce, peraltro, un ulteriore livello d'incertezza nel processo di valutazione in quanto, all'ampliarsi degli intervalli di riferimento, le previsioni sulle variabili da cui dipendono i risultati dell'operazione tendono progressivamente a perdere di significatività).

Ulteriore elemento essenziale del processo di valutazione è il **tasso d'interesse** scelto a riferimento: il tasso d'interesse al quale si attualizzano i flussi finanziari (in entrata ed in uscita) è denominato **costo opportunità** del capitale perché rappresenta un'alternativa alla quale si rinuncia per intraprendere il particolare progetto d'investimento analizzato.

Un progetto finanziario è caratterizzato da una sequenza di importi (P), che possono essere positivi o negativi, e dalle opportune scadenze (anno t):

$$\{ (P_0; t_0) ; (P_1; t_1) ; \dots ; (P_n; t_n) \}$$

In generale, per un investimento che inizia all'anno 0 si ha poi, a partire dall'anno 1, una certa disponibilità (D) ogni anno, data tra la differenza tra i ricavi (R) ed i costi (C).



$$D = R - C$$

Dato quindi il flusso di cassa prevedibilmente associato ad un progetto d'impresa economica, la differenza tra entrate ed uscite dà, elementarmente, il guadagno che se ne ricaverà.

In quanto quelle entrate e quelle uscite sono però destinate a manifestarsi in tempi diversi, è del tutto naturale immaginare di riportarle finanziariamente ad uno stesso istante.

La funzione che esprime il valore attuale in $t_0 = 0$, nella **variabile i** (*tasso di sconto o di interesse*) ed in regime di interesse composto, della somma degli importi

$$P_k = P_0 + P_1 + \dots + P_n,$$

prende il nome di **DISCOUNTED CASH FLOW (D.C.F.)**, cioè **"flusso di cassa scontato"**.

Tali importi saranno positivi o negativi a seconda che siano entrate o uscite.

L'espressione analitica della DCF è:

$$DCF = V_{(i)} = \sum_{k=0}^n \frac{P_k}{(1+i)^{t_k}}$$

con k numero intero;

cioè:

$$V_{(i)} = \frac{P_0}{(1+i)^{t_0}} + \frac{P_1}{(1+i)^{t_1}} + \dots + \frac{P_n}{(1+i)^{t_n}}$$

Questa espressione è sfruttata per il calcolo degli indici finanziari.

11.2.1 V.A.N. (Valore Attuale Netto)

La somma algebrica delle entrate e delle uscite attualizzate attraverso l'utilizzo di un tasso di attualizzazione di riferimento (i_0), rappresenta il **Valore Attuale Netto** del progetto d'investimento al tempo t_0 in cui parte l'investimento (in inglese *N.P.V.* - *Net Present Value*) anche noto sotto l'acronimo *R.E.A.* cioè Risultato Economico Atteso.

$$V_{(i_0)} = VAN_{(i_0)} \quad \text{rappresenta il DCF valutato con} \quad i = i_0$$

Separando il capitale iniziale investito all'anno 0 (P_0 , segno meno in quanto è un'uscita), risulta:

$$VAN_{(i_0)} = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+i_0)^{t_k}} - P_0$$

con:

- P_k = flussi di cassa per gli anni da 1 a n;
- P_0 = investimento iniziale all'anno 0 (non va quindi attualizzato);
- i_0 = tasso di sconto rappresentato dal costo del capitale;
- k = anno (numero intero).

Il ricorso al calcolo del VAN si effettua in genere quando vi sia da scegliere tra più progetti in alternativa: nel caso di **investimenti**, il criterio presuppone, ovviamente, che la preferenza vada data a quello che presenta un **VAN maggiore** (in senso algebrico: in determinate circostanze, infatti, il criterio può portare a selezionare l'operazione che dà luogo alla perdita minore); ovviamente avremo la situazione opposta (e sceglieremo il **VAN minore**) nel caso di **finanziamenti**.

Ma anche in relazione ad un progetto singolarmente considerato il VAN può servire a dare una specie di giudizio assoluto sulla sua accettabilità: un VAN negativo corrisponde ad un'operazione per la quale le uscite sono destinate a superare le entrate.

La **criticità** maggiore che si può imputare a questo criterio è la soggettività nella scelta del **tasso i_0** . Infatti, il tasso d'interesse da impiegare nel calcolo dei valori attuali non è in alcun modo intrinseco al progetto da giudicare, ma è a totale discrezione dell'operatore che cerca di determinare il VAN. Operatori diversi possono dunque pervenire, nella valutazione degli stessi progetti, a conclusioni diverse.

11.2.2 T.I.R. (Tasso Interno di Rendimento)

La nozione di VAN di un'operazione soffre, come detto, del grave difetto di non essere intrinseca all'operazione, e quindi oggettivamente definita.

Si ottiene invece una caratteristica intrinseca ed oggettiva di un'operazione se, elementarmente parlando, si cerca di rispondere non alla domanda "quanto essa consentirà di guadagnare", ma a quella "**che tasso d'interesse si ricava dai capitali investiti?**"

Considerando quindi la solita funzione:

$$DCF = V_{(i)} = \sum_{k=0}^n \frac{P_k}{(1+i)^{t_k}}$$

si avrà che :

se esiste un valore di i maggiore di -1 per il quale tale funzione risulta nulla, e questo valore è unico, allora esso viene detto **Tasso Interno di Rendimento** (T.I.R.) (in inglese *I.R.R.* cioè *Internal Rate of Return*). In altre parole il TIR è quel tasso che fa annullare il VAN, ossia:

$$VAN_{(TIR)} = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1 + TIR)^{t_k}} - P_0 = 0$$

Si vede come il TIR sia quel tasso che eguaglia i flussi di cassa positivi a quelli negativi. Il TIR è dunque quel tasso che segnala indifferenza al progetto finanziario e separa gli intervalli di tassi che fanno ritenere l'operazione conveniente, da intervalli per i quali l'operazione è svantaggiosa.

Come utilizzare il TIR di due operazioni finanziarie?

Fondamentalmente la regola decisionale è la seguente:

- nel caso di **investimenti** è preferibile quello che ha un **TIR maggiore**;
- nel caso di **finanziamenti** è preferibile quello che ha un **TIR minore**.

Esiste anche una versione “assoluta” del criterio, in base al quale un'operazione d'investimento (o di finanziamento) va eseguita se il suo TIR è maggiore (o minore) di un tasso di riferimento prefissato, al quale si ritiene di poter altrimenti investire le proprie disponibilità (o al quale si ritiene di potersi altrimenti finanziare).

Rimane comunque un problema di fondo, ossia quello di ipotizzare l'esistenza di un tasso unico costante per una durata anche notevole.

11.2.3 P.B.P. (Pay Back Period)

Il concetto del *payback period* (o *T.P.B. Tempo di Pay Back*) è relativamente semplice e permette all'azienda di rispondere alla domanda: fra quanto tempo recupererò la spesa iniziale sostenuta per l'investimento?

Il **payback period** non è altro che il numero di periodi (anni) necessari affinché i flussi di cassa cumulati eguaglino l'investimento iniziale. Quindi il TPB si calcola mediante la risoluzione dell'equazione:

$$TPB = j \text{ [anni]} \quad | \quad \sum_{k=1}^j \frac{P_k}{(1 + i)^k} = P_0$$

con:

- P_k = flusso di cassa relativo all'anno k ;
- P_0 = investimento iniziale;
- k = anno (numero intero);
- i = tasso di attualizzazione (per esempio bisogna tenere conto dell'inflazione).

Si può facilmente intuire che con l'indice i numero intero, l'equazione difficilmente si risolve in modo esatto (è decisamente improbabile). È molto più probabile invece, con i intero, risolvere un'equazione di questo tipo:

$$TPB = j \text{ [anni]} \quad | \quad \sum_{k=1}^j \frac{P_k}{(1+i)^k} > P_0$$

e si usa quindi affermare che **l'investimento rientra al j -esimo anno.**

L'indice j quindi, se calcolato esattamente, è un numero decimale.

Esempio: si fa un semplice esempio per chiarire il concetto.

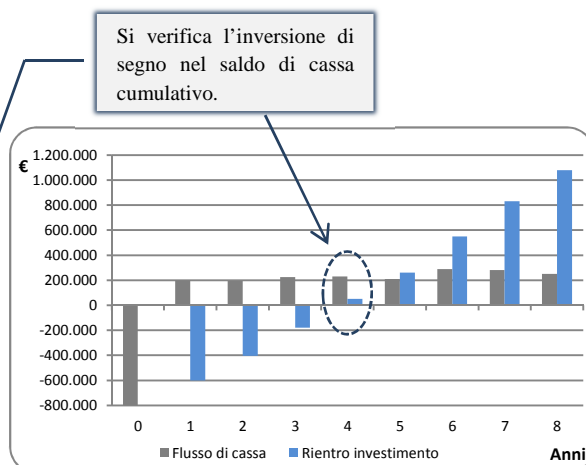
Si prenda un investimento strutturato nel modo seguente:

- Investimento iniziale $I_0 = 800.000 \text{ €}$;
- Flussi di cassa dei primi 8 anni (differenza tra ricavi e costi):

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Flusso di cassa (mila€)	-800	200	195	225	230	210	290	280	250

Calcolo del **T.P.B.**:

Anni $k = 0 \div 10$	Flusso di cassa $P_k \text{ (€)}$	Calcolo T.P.B. $-I_0 + P_k \text{ (cumulativo)}$
0	$-I_0 = -800.000$	-
1	+ 200.000	-600.000
2	+ 195.000	-405.000
3	+ 225.000	-180.000
4	+ 230.000	50.000
5	+ 210.000	260.000
6	+ 290.000	550.000
7	+ 280.000	830.000
8	+ 250.000	1.080.000
	<i>cifre annuali</i>	<i>cifre cumulative</i>



Si verifica l'inversione di segno nel saldo di cassa cumulativo.

Si vede che l'equazione è soddisfatta al 4° anno: si può pertanto dire che **l'investimento rientra al 4° anno.** Già in questo anno l'investimento produce un reale guadagno e la perdita dovuta all'investimento stesso (presente fino al 3° anno) viene annullata.

Se si fa invece il calcolo esatto (perfetta uguaglianza tra il flusso di cassa cumulativo e l'investimento) si ottiene un tempo di recupero "decimale":

$$T.P.B. = 3,783 \text{ anni}$$

Infatti alla fine del 3° anno c'è ancora una perdita di (-180.000 €), che viene colmata col flusso di cassa del 4° anno (superiore a tale perdita) con un rapporto:

$$180.000/230.000 = 0,783$$

che va dunque a sommarsi a 3 per avere l'effettivo TPB.

11.3 Auto - finanziamento

Questa simulazione economica prevede che l'azienda finanzi l'investimento con il **100%** di **capitale proprio**. Questa tipologia di investimento ha di positivo il fatto che si evita un indebitamento finanziario con la banca, d'altra parte però richiede una forte disponibilità di liquidità con un esborso iniziale pari all'intero valore dell'investimento.

Si costruisce quindi il bilancio di esercizio per l'impianto a biogas per i 20 anni successivi alla sua entrata in funzione.

Vengono calcolati il **conto economico**, i **flussi di cassa** e infine gli **indici finanziari** che danno un'idea immediata della "bontà" dell'investimento considerato.

11.3.1 Il conto economico

Anno	Produzione energia elettrica (kWh)	Energia elettrica ceduta alla rete (kWh)	Ricavo tariffa GSE (€)	Ammortam.	Piano alimentaz.	Manutenz. ed esercizio + assicuraz.	Utile ante imposte	Imposte	Utile netto
	Produzione		Ricavi	Costi			Imposte		Utile
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	800.000	712.000	€ 168.032	€ 33.750	€ 0	€ 27.500	€ 106.782	€ 33.530	€ 73.252
2	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 28.325	€ 72.207	€ 22.673	€ 49.534
3	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 29.175	€ 71.357	€ 22.406	€ 48.951
4	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 30.050	€ 70.482	€ 22.131	€ 48.351
5	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 30.951	€ 69.581	€ 21.848	€ 47.732
6	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 31.880	€ 68.652	€ 21.557	€ 47.095
7	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 32.836	€ 67.696	€ 21.256	€ 46.439
8	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 33.822	€ 66.710	€ 20.947	€ 45.763
9	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 34.836	€ 65.696	€ 20.628	€ 45.067
10	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 166.359	-€ 65.827	-€ 20.670	-€ 45.157
11	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 36.958	€ 63.574	€ 19.962	€ 43.612
12	800.000	712.000	€ 168.032	€ 41.250	€ 0	€ 38.066	€ 88.716	€ 27.857	€ 60.859
13	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 39.208	€ 128.824	€ 40.451	€ 88.373
14	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 40.385	€ 127.647	€ 40.081	€ 87.566
15	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 41.596	€ 126.436	€ 39.701	€ 86.735
16	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 42.844	€ 125.188	€ 39.309	€ 85.879
17	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 44.129	€ 123.903	€ 38.905	€ 84.997
18	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 45.453	€ 122.579	€ 38.490	€ 84.089
19	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 46.817	€ 121.215	€ 38.062	€ 83.154
20	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 48.221	€ 119.811	€ 37.621	€ 82.190

Tabella 1: Conto Economico Autofinanziamento

- **NOTA**

Al **10° anno** c'è la grande manutenzione: i costi vengono quindi maggiorati di 100.000€, tenendo però conto dell'inflazione.

Questo intervento di manutenzione straordinaria incide notevolmente sul bilancio dell'anno rendendo l'**utile negativo**.

Si noti, a tal proposito, che in quest'anno le **imposte** risultano **negative**. Questo non deve essere interpretato come un credito nei confronti dello Stato. Tale scrittura si spiega semplicemente precisando che l'impianto a biogas non è un'attività isolata, ma si tratta di un bene inserito in un contesto aziendale. Ciò significa che, dal punto di vista finanziario, il conto economico relativo all'impianto va inserito nel bilancio complessivo aziendale. Un utile negativo andrà quindi a ridurre l'utile complessivo, diminuendo così l'imponibile sul quale vengono poi calcolate le imposte. Le imposte, a loro volta, saranno di conseguenza minori: ecco il perché del segno meno. In altre parole va interpretato come una riduzione d'imposta a causa di un minor utile realizzato.

- **Colonna A:** **energia elettrica prodotta dall'impianto** ogni anno;

$$A = (\text{potenza impianto} \times \text{n}^\circ \text{ ore di funzionamento annuale})$$

$$100 \times 8.000 = 800.000 \quad [kWh/anno]$$

È chiaro che l'energia prodotta ogni anno non potrà mai essere esattamente sempre la medesima, ma è comunque molto realistico considerare invece, in un arco temporale di 20 anni, un valore costante dell'energia prodotta; negli anni le variazioni tendono a compensarsi.

- **Colonna B:** **energia elettrica ceduta alla rete** al netto dell'autoconsumo (11%);

$$B = A - (A \times 0,11)$$

$$800.000 - (800.000 \times 0,11) = 712.000 \quad [kWh/anno]$$

Questa è l'energia che viene incentivata dal GSE mediante la tariffa di 0,236 €/kWh.

Valgono considerazioni analoghe a quelle del punto precedente.

- **Colonna C: ricavi annuali** che derivano dall'energia ceduta alla rete e incentivata dal GSE;

$$C = B \times 0,236$$

$$712.000 \times 0,236 = 168.032 \quad [€/anno]$$

Anche in questo caso valgono le medesime considerazioni fatte per la *colonna A*.

- **Colonna D: ammortamento** del costo dell'impianto; la struttura dell'ammortamento è già stata esposta al paragrafo precedente. A partire quindi dal costo iniziale dell'impianto (750.000 €) si ammortizzano ogni anno le relative quote %, che sono considerate come voce di costo per l'azienda, e vengono dunque detratte dai ricavi per il calcolo dell'utile, sul quale si calcolano poi le relative imposte.
- **Colonna E: costo del piano di alimentazione**, che in questo caso è nullo (come già detto).
- **Colonna F: costi di manutenzione ed esercizio + costo assicurazione**. Al 10° anno si sostiene anche il costo della **grande manutenzione** (tale costo viene quindi aumentato di 100.000€). Da notare che negli anni il costo cresce a causa dell'**inflazione** (+ 3% ogni anno rispetto all'anno precedente); anche i 100.000 vanno riportati al 10° anno considerando l'inflazione. Si noti inoltre che al 10° anno, a causa appunto della grande manutenzione, **l'utile diventa negativo**.

Il calcolo di tale costo è di seguito riportato:

$$\begin{aligned}
 1^\circ \text{ anno} &\rightarrow 25.000 + 2.500 = 27.500 \text{ €} \\
 2^\circ \text{ anno} &\rightarrow 27.500 \times 1,03^1 = 28.325 \text{ €} \\
 3^\circ \text{ anno} &\rightarrow 27.500 \times 1,03^2 = 29.175 \text{ €} \\
 4^\circ \text{ anno} &\rightarrow 27.500 \times 1,03^3 = 30.050 \text{ €} \\
 &\text{-----} \\
 10^\circ \text{ anno} &\rightarrow (27.500 \times 1,03^9) + (100.000 \times 1,03^9) = 166.359 \text{ €} \\
 11^\circ \text{ anno} &\rightarrow 27.500 \times 1,03^{10} = 36.958 \text{ €} \\
 &\text{-----} \\
 20^\circ \text{ anno} &\rightarrow 27.500 \times 1,03^{19} = 48.221 \text{ €}
 \end{aligned}$$

- **Colonna G: utile ante - imposte**, ossia l'utile sul quale vengono poi calcolate le imposte, necessarie per calcolare infine l'utile netto. In sostanza è la differenza tra i ricavi e i costi;

$$G = C - D - E - F$$

- **Colonna H: imposte** IRAP e IRES sull'impianto a biogas;

$$H = G \times (\% \text{ IRAP} + \% \text{ IRES})$$

- **Colonna I : utile netto annuo** generato dall'impianto. È la differenza tra i ricavi e i costi, al netto delle imposte;

$$I = G - H$$

11.3.2 I flussi di cassa

Per il calcolo degli indici finanziari, si vanno a determinare, nella tabella successiva, i flussi di cassa comprensivi degli aspetti fiscali.

Anno	A	B	C	D
	Totale ricavi (entrate) (+)	Totale costi (uscite) (-)	Flusso di cassa	Calcolo Payback period
	Ricavo tariffa GSE	Manutenzione ed esercizio + assicurazione + imposte	Totale ricavi - Totale costi	Spesa iniziale (-) + Flusso di cassa
0		spesa iniziale	-€ 750.000	-€ 750.000
1	€ 168.032	€ 61.030	€ 107.002	-€ 642.998
2	€ 168.032	€ 50.998	€ 117.034	-€ 525.964
3	€ 168.032	€ 51.581	€ 116.451	-€ 409.512
4	€ 168.032	€ 52.181	€ 115.851	-€ 293.662
5	€ 168.032	€ 52.800	€ 115.232	-€ 178.430
6	€ 168.032	€ 53.437	€ 114.595	-€ 63.834
7	€ 168.032	€ 54.093	€ 113.939	€ 50.105
8	€ 168.032	€ 54.769	€ 113.263	€ 163.368
9	€ 168.032	€ 55.465	€ 112.567	€ 275.936
10	€ 168.032	€ 145.689	€ 22.343	€ 298.278
11	€ 168.032	€ 56.920	€ 111.112	€ 409.390
12	€ 168.032	€ 65.923	€ 102.109	€ 511.499
13	€ 168.032	€ 79.659	€ 88.373	€ 599.872
14	€ 168.032	€ 80.466	€ 87.566	€ 687.438
15	€ 168.032	€ 81.297	€ 86.735	€ 774.173
16	€ 168.032	€ 82.153	€ 85.879	€ 860.052
17	€ 168.032	€ 83.035	€ 84.997	€ 945.049
18	€ 168.032	€ 83.943	€ 84.089	€ 1.029.138
19	€ 168.032	€ 84.878	€ 83.154	€ 1.112.292
20	€ 168.032	€ 85.842	€ 82.190	€ 1.194.482

Tabella 2: Flussi di cassa Autofinanziamento

- **Spesa iniziale:** all'anno 0 si ha il pagamento totale del costo dell'impianto, e si ha dunque un primo **flusso di cassa negativo**.
- **Colonna A: ricavi annuali** che derivano dall'energia ceduta alla rete e incentivata dal GSE; (corrisponde alla *Colonna C* della *Tabella 1*); corrispondono ad un **flusso di cassa positivo**, che rimane ogni anno costante.
- **Colonna B: costi totali annui** composti dalla somma dei *costi di manutenzione ed esercizio*, dei *costi di assicurazione* e delle *imposte*. Corrispondono ad un **flusso di cassa negativo**.

L'*ammortamento* in questo caso non viene considerato in quanto è già stato considerato totalmente con la voce *spesa iniziale* (-750.000 €) all'inizio.

$$\mathbf{B} \text{ (Tabella 2)} = (\mathbf{F} + \mathbf{H}) \text{ (Tabella 1)}$$

- **Colonna C: flusso di cassa**, ossia anno per anno è la differenza tra i ricavi e i costi. Se è un numero positivo significa che i ricavi sono superiori ai costi e quindi si ha un guadagno, viceversa si ha una perdita. Si può notare che si verifica una perdita solamente al 10° anno, quando si deve fare la grande manutenzione. Il calcolo del flusso di cassa è fondamentale per calcolare il *payback period* (vedi punto successivo).

$$\mathbf{C} = (\mathbf{A} - \mathbf{B})$$

- **Colonna D: *payback period* o tempo di ritorno dell'investimento**. In questa colonna si parte dalla spesa iniziale che l'azienda deve affrontare per pagare l'impianto: in questo caso è il 100% del costo e quindi (-)750.000€. Ponendo **segno meno (-)** le **uscite** e con **segno più (+)** le **entrate**, la spesa iniziale avrà dunque segno meno. Anno dopo anno si va poi a sommare il flusso di cassa andando ad aggiornare la colonna D del *payback period*, che contiene quindi cifre cumulative. In questo modo si riesce a calcolare il *payback period* stesso, ossia si scopre in quanto tempo l'azienda riesce, mediante i continui ricavi annuali, a ritornare dall'investimento compiuto. Questo avviene nell'anno in cui si passa da un risultato negativo ad uno positivo sulla colonna D. Ciò significa che, grazie alla somma dei ricavi annuali avuti negli anni precedenti più il ricavo dell'anno considerato (in questo caso il **7° anno**), l'azienda è riuscita ad eguagliare e superare la cifra sborsata all'anno 0 per il pagamento dell'impianto. Da quell'anno in poi quindi l'azienda inizia effettivamente a guadagnare. All'anno 20 si avrà dunque nella colonna D la cifra effettivamente guadagnata dall'azienda nell'arco dei 20 anni grazie all'investimento effettuato. Tale concetto sarà comunque ripreso nel paragrafo successivo sugli *indici finanziari*.

La struttura di calcolo è la seguente:

$$D \text{ (anno 0)} = - 750.000 \text{ €}$$

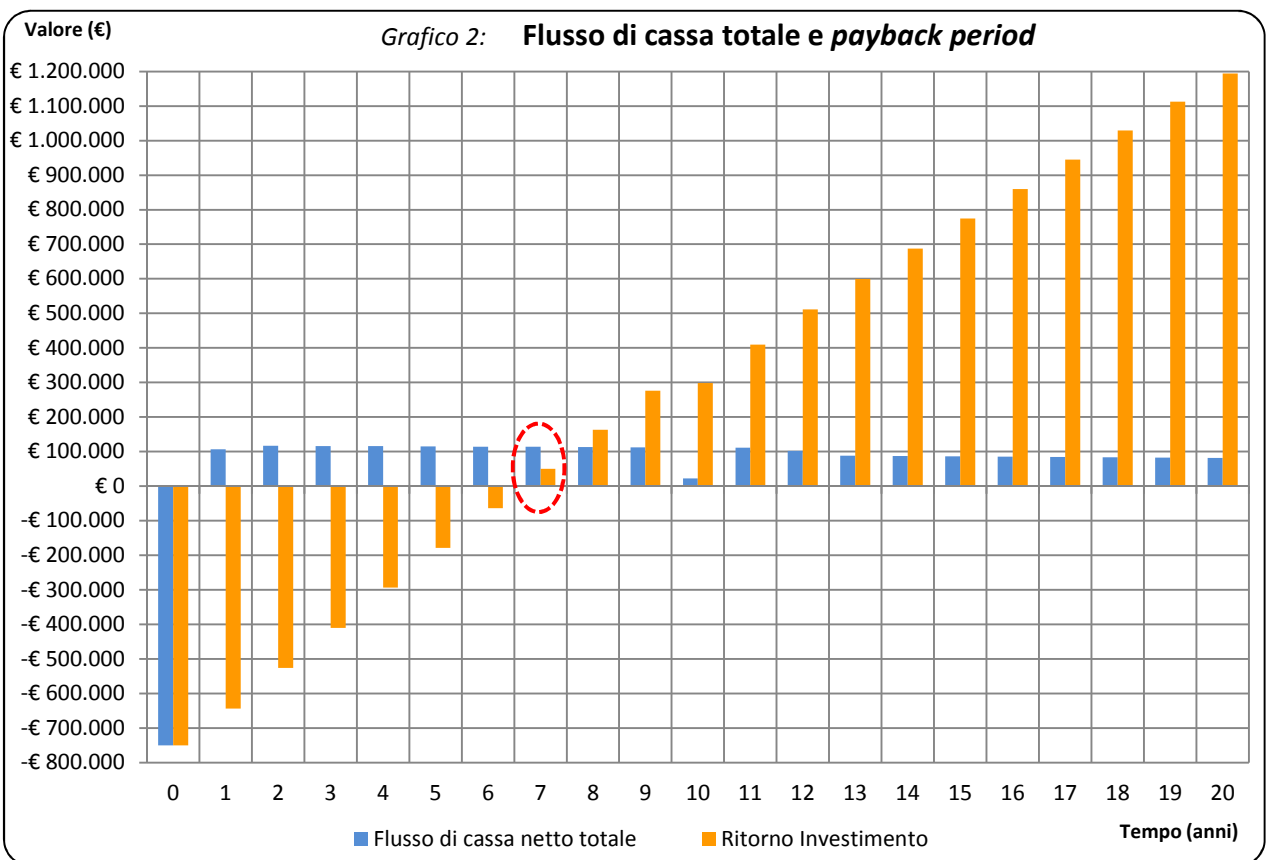
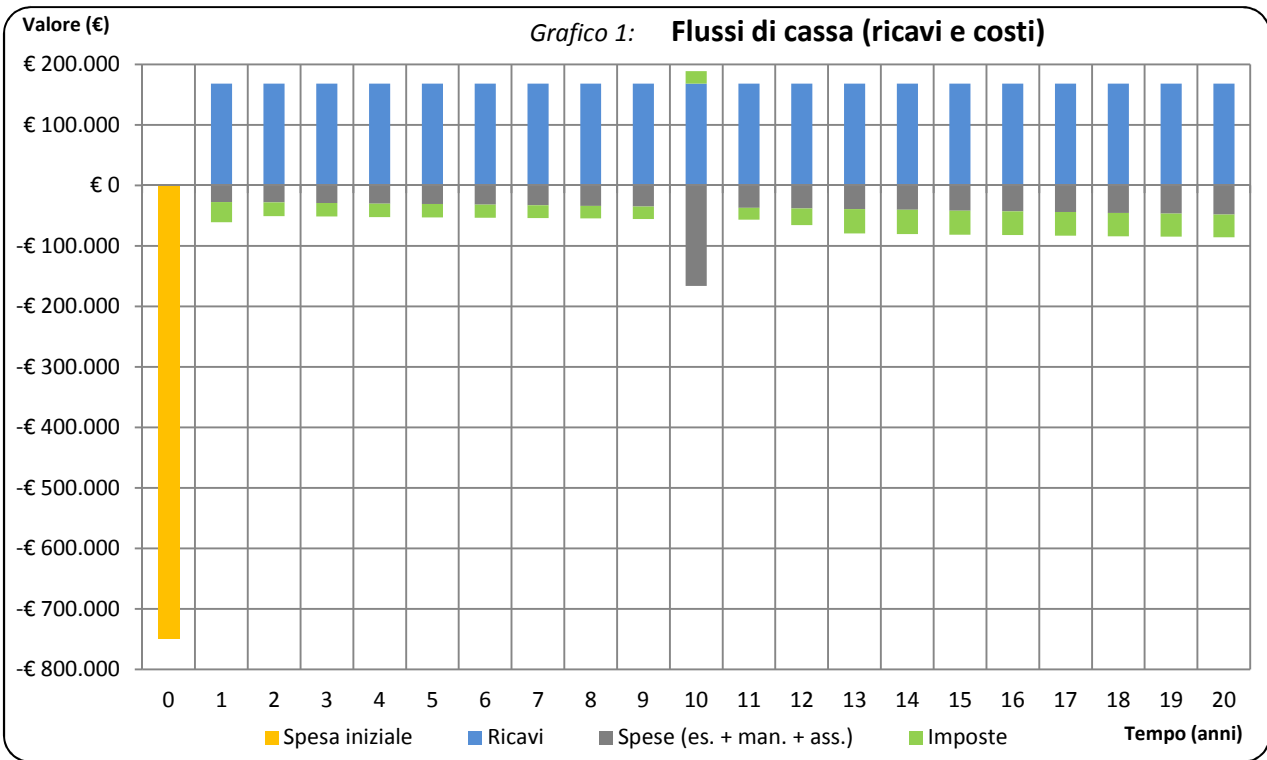
$$D \text{ (anno 1)} = D \text{ (anno 0)} + C \text{ (anno 1)}$$

$$D \text{ (anno 2)} = D \text{ (anno 1)} + C \text{ (anno 2)}$$

$$D \text{ (anno 3)} = D \text{ (anno 2)} + C \text{ (anno 3)}$$

$$D \text{ (anno 20)} = D \text{ (anno 19)} + C \text{ (anno 20)}$$

Si rappresenta ora la simulazione economica appena studiata attraverso dei grafici, in modo da poter inquadrare più schematicamente la situazione.



Mentre nel *Grafico 1* il flusso di cassa viene suddiviso nelle sue varie componenti, nel *Grafico 2* si evidenzia invece il flusso di cassa totale netto annuo, in modo da poter rappresentare, anno dopo anno, il *ritorno dell'investimento* e poter vedere immediatamente il *payback period*. Si vede bene infatti come al 7° anno l'investimento rientri e si abbia anche un primo margine di guadagno.

11.3.3 Gli indici finanziari

Si vogliono ora ricavare quelli che sono i principali indici finanziari, utili per una valutazione immediata dall'investimento.

Il paragrafo 11.2 è stato dedicato appositamente alla spiegazione dei metodi di valutazione degli investimenti in modo che possano risultare ora chiari i risultati che si ottengono.

- **T.I.R.**

Applicando la formula vista precedentemente si va quindi a calcolare quel tasso di interesse che annulla il VAN; si risolve dunque la seguente equazione dove il TIR è l'incognita:

$$VAN_{(TIR)} = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1 + TIR)^{t_k}} - P_0 = 0$$

dove si pongono:

- $n = 20$ (numero anni considerati per l'investimento);
- P_k = flusso di cassa dell'anno k
- $P_0 = 750.000$ € (capitale investito).

Si ottiene:

$$\mathbf{TIR = 12,72 \%}$$

- **P.B.P. (PayBack Period)**

Si va ora a calcolare esattamente il tempo di recupero dell'investimento, attraverso la risoluzione della seguente equazione, dove questa volta l'incognita è j :

$$TPB = j \text{ [anni]} \quad | \quad \sum_{k=1}^j \frac{P_k}{(1 + i)^k} = P_0$$

dove si pongono:

- P_k = flusso di cassa dell'anno k ;
- $P_0 = 750.000$ € (capitale investito);
- $i = 3$ % (tasso di attualizzazione; in questo caso pari all'inflazione).

Si ottiene:

$$\text{T.P.B.} = 6,56 \text{ anni}$$

Come si era già visto *l'investimento viene recuperato nel 7° anno*, anno nel quale inizia già ad esserci un guadagno per l'azienda, in quanto il saldo di cassa cumulativo diventa positivo e cambia segno rispetto all'anno precedente.

• RICAVI A FINE INVESTIMENTO

È infine interessante vedere, trascorsi i 20 anni, quale sarà il ricavo netto che l'impianto a biogas potrà aver generato con la sua produzione; questo dato lo si vede dalla *Tabella 2 dei flussi di cassa*, nell'ultima riga corrispondente al 20° anno:

$$\text{Ricavo 20 anni} = 1.194.482 \text{ €}$$

$$\text{Ricavo medio annuo} = (1.194.482 / 20) = 59.724 \text{ €/anno}$$

11.3.4 Sintesi e considerazioni

Scegliendo la strada dell'**autofinanziamento** si ottengono i risultati visti, che vengono ora riepilogati schematicamente:

Sintesi investimento

Tempo di valutazione	20 anni
Costo impianto	750.000 €
Equity = 100% (capitale proprio)	750.000 €
T.I.R.	12,72 %
Ricavo 20 anni	1.194.482 €
Ricavo medio	59.724 €/anno
PayBack Period	6,56 anni

Considerando il **conto economico** (*Tabella 1*) è importante sottolineare alcuni fattori:

- innanzi tutto si può notare che nella colonna C, relativa al **ricavo tariffa GSE**, la quota ricevuta ogni anno dalla cessione dell'energia prodotta dall'impianto rimane costante. L'incentivo di **0,236 €/kWh** rimane infatti **costante** per tutti i 20 anni e NON tiene conto dell'inflazione.
- Passando invece poi alle colonne F, G, H ed I, relative ai **costi di esercizio e manutenzione**, alle **imposte** e all'**utile** (netto e ante-imposte), si può notare come in questo caso i valori tengano invece conto dell'inflazione. Questo fattore fa aumentare progressivamente i costi e, viceversa, diminuire gli utili.
- Da notare poi che il **10° anno** risulta decisamente scostante rispetto agli altri, o meglio rispetto al precedente e al successivo, in quanto la necessità di sostenere il costo della **grande manutenzione** pari a 100.000 € (da attualizzare, quindi ad oggi diventa un costo ancora maggiore da considerare nel business plan) arriva a produrre un utile negativo.
- Dal punto di vista economico l'investimento risulta "buono": il **payback period** è abbastanza breve, ed anche il valore del **TIR** risulta vantaggioso. Da notare anche come il **ricavo netto sui 20 anni** sia considerevole in relazione alla taglia dell'impianto e all'investimento da sostenere. L'investimento è complessivamente vantaggioso e l'analisi conferma una buona fattibilità economica.

11.4 Finanziamento bancario

Con questa simulazione economica si vuole ora valutare un altro tipo di investimento: si considera infatti di voler pagare l'impianto mediante un finanziamento bancario così strutturato:

PARAMETRI DEL FINANZIAMENTO	
Valore impianto (€)	€ 750.000,00
40% di equity (€)	€ 300.000,00
60% da finanziare (€)	€ 450.000,00
Tasso di interesse	7,50%
Durata finanziamento (anni)	15

Con questa modalità si ha sicuramente il vantaggio di avere una spesa iniziale molto più contenuta da parte dell'azienda (300.000€ rispetto ai 750.000€ del caso precedente), e quindi un'uscita di cassa ridotta. D'altra parte però viene introdotto un *vincolo con la banca* che finanzia il progetto, e l'azienda rimane impegnata per 15 anni nel pagamento delle rate del finanziamento stesso.

Si procede ora, in maniera del tutto analoga al caso dell'*autofinanziamento*, a costruire il bilancio di esercizio per l'impianto a biogas per i 20 anni successivi alla sua entrata in funzione.

Vengono nuovamente calcolati il **conto economico**, i **flussi di cassa** e infine gli **indici finanziari** che danno un'idea immediata della "bontà" dell'investimento considerato.

In relazione alla similitudine rispetto al caso precedente, questa trattazione si limiterà alle tabelle e ai grafici relativi con le necessarie note, senza ripetere gli argomenti trattati e le spiegazioni già date nei paragrafi precedenti, ai quali si rimanda per eventuali chiarimenti e confronti.

Prima però si vuole caratterizzare in modo più preciso il finanziamento.

11.4.1 Simulazione del finanziamento

Una volta noti i parametri del finanziamento si procede per prima cosa al calcolo della **rata**, che in questo caso consideriamo **annua**, mediante la formula:

$$Rata = C \times \left(1 + \frac{t}{Pa}\right)^{(Pa \times A)} \times \frac{\frac{t}{Pa}}{\left(1 + \frac{t}{Pa}\right)^{(Pa \times A)} - 1}$$

con:

- C = Capitale (importo del finanziamento);
- t = Tasso annuo del finanziamento espresso in decimali;
- Pa = Periodi annui, cioè il numero di rate che si pagano nell'anno;
- A = Numero di anni previsti complessivamente per il rimborso.

Inserendo nella formula i numeri relativi a questo caso di finanziamento:

- $C = 450.000\text{€}$;
- $t = 0,075$;
- $Pa = 1$;
- $A = 15$;

si ottiene:

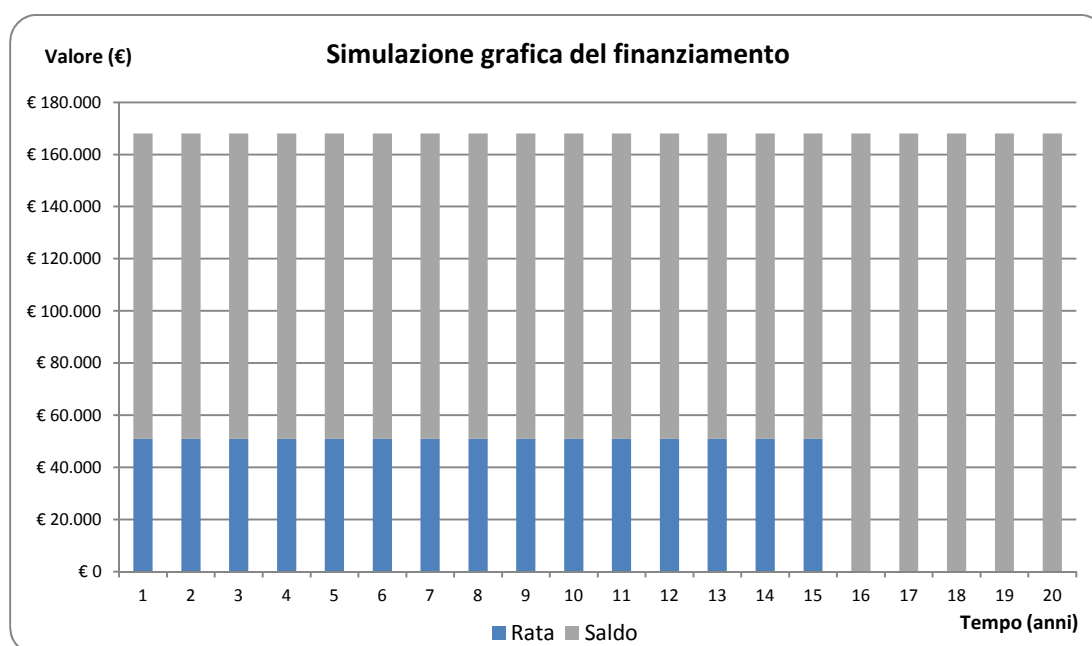
$$\text{Rata} = 50.979 \text{ €/anno}$$

che dovrà quindi essere pagata per i successivi 15 anni.

Una volta nota la rata si può impostare lo schema del finanziamento, riportato di seguito:

Anno	Ricavo totale impianto a biogas (€)	Quota Capitale (€)	Quota Interesse (€)	Rata (€)	Debito Residuo (€)	Saldo annuale (€)
	A					
0	RICAVI	ESBORSI			-450.000	DISPONIBILITA'
1	168.032	-17.229	-33.750	-50.979	-432.771	117.053
2	168.032	-18.521	-32.458	-50.979	-414.249	117.053
3	168.032	-19.911	-31.069	-50.979	-394.339	117.053
4	168.032	-21.404	-29.575	-50.979	-372.935	117.053
5	168.032	-23.009	-27.970	-50.979	-349.926	117.053
6	168.032	-24.735	-26.244	-50.979	-325.191	117.053
7	168.032	-26.590	-24.389	-50.979	-298.601	117.053
8	168.032	-28.584	-22.395	-50.979	-270.017	117.053
9	168.032	-30.728	-20.251	-50.979	-239.289	117.053
10	168.032	-33.033	-17.947	-50.979	-206.256	117.053
11	168.032	-35.510	-15.469	-50.979	-170.746	117.053
12	168.032	-38.173	-12.806	-50.979	-132.573	117.053
13	168.032	-41.036	-9.943	-50.979	-91.537	117.053
14	168.032	-44.114	-6.865	-50.979	-47.423	117.053
15	168.032	-47.423	-3.557	-50.979	0	117.053
16	168.032	0	0	0	0	168.032
17	168.032	0	0	0	0	168.032
18	168.032	0	0	0	0	168.032
19	168.032	0	0	0	0	168.032
20	168.032	0	0	0	0	168.032
SALDO TOTALE (20 ANNI)						2.295.951

Tabella 3: Simulazione del finanziamento



Nella *Tabella 3* si sono usati numeri negativi per quanto riguarda gli esborsi, ossia per la rata che viene annualmente pagata (somma delle due quote, *interesse* e *capitale*) in quanto è un flusso di cassa negativo (uscente). Si è usato il segno meno anche per la colonna del debito residuo, semplicemente per indicare che l'azienda ha un debito pari al relativo importo.

- Una volta calcolata la rata si possono calcolare rispettivamente la *quota interesse* e la *quota capitale*.
La **quota interesse** si calcola ogni anno sul debito residuo del capitale che rimane da saldare, mentre la **quota capitale** si ottiene per differenza a partire dalla *rata*.
- Per quanto riguarda invece il **debito residuo** questo viene aggiornato annualmente a partire dal debito totale che si ha all'anno 0, ossia 450.000€. Si va dunque, ogni anno, a sottrarre dal debito residuo dell'anno precedente, la quota capitale pagata in quell'anno.
- Il **saldo annuale** rappresenta invece l'effettiva disponibilità che rimane all'azienda, ossia la differenza tra il ricavo generato dall'impianto e la rata pagata per il finanziamento. Gli altri costi, nel conto economico, verranno dunque sottratti dalla disponibilità. Si noti che questa negli ultimi 5 anni, una volta estinto il finanziamento, è pari esattamente all'intero ricavo prodotto dall'impianto.

Per chiarire, se si pongono:

- **Cap_i** = quota capitale pagata nell'anno *i*;
- **Int_i** = quota interesse pagata nell'anno *i*;
- **Rata** = rata, che rimane costante ogni anno;
- **Deb_i** = debito residuo che rimane al termine dell'anno *i*;
- ***t*** = tasso annuo;

si ha:

- Anno 0:

$$- \text{Deb}_0 = 450.000 \text{ €}$$

- Anno 1:

$$- \text{Int}_1 = \text{Deb}_0 \times t = 450.000 \times 7,50\% = 33.750 \text{ €}$$

$$- \text{Cap}_1 = \text{Rata} - \text{Int}_1 = 50.979 - 33.750 = 17.229 \text{ €}$$

$$- \text{Deb}_1 = \text{Deb}_0 - \text{Cap}_1 = 450.000 - 17.229 = 432.771 \text{ €}$$

- Anno 2:

$$- \text{Int}_2 = \text{Deb}_1 \times t = 432.771 \times 7,50\% = 32.458 \text{ €}$$

$$- \text{Cap}_2 = \text{Rata} - \text{Int}_2 = 50.979 - 32.458 = 18.521 \text{ €}$$

$$- \text{Deb}_2 = \text{Deb}_1 - \text{Cap}_2 = 432.771 - 18.521 = 414.249 \text{ €}$$

----- ecc.

Ora che è stato strutturato in modo preciso il finanziamento si può continuare con la simulazione economica e procedere con i successivi calcoli.

11.4.2 Il conto economico

Anno	Produzione energia elettrica (kWh)	Energia elettrica ceduta alla rete (kWh)	Ricavo tariffa GSE	Ammortam.	Piano aliment.	Manutenz. ed esercizio + assicuraz.	Oneri finanziari (quota interesse)	Utile ante imposte	Imposte IRES	Imposte IRAP	Utile netto
	Produzione		Ricavi	Costi			Oneri	Imposte			Utile
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	800.000	712.000	€ 168.032	€ 33.750	€ 0	€ 27.500	€ 33.750	€ 73.032	€ 20.084	€ 4.164	€ 48.784
2	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 28.325	€ 32.458	€ 39.749	€ 10.931	€ 2.816	€ 26.002
3	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 29.175	€ 31.069	€ 40.289	€ 11.079	€ 2.783	€ 26.426
4	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 30.050	€ 29.575	€ 40.907	€ 11.249	€ 2.749	€ 26.908
5	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 30.951	€ 27.970	€ 41.610	€ 11.443	€ 2.714	€ 27.454
6	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 31.880	€ 26.244	€ 42.408	€ 11.662	€ 2.677	€ 28.068
7	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 32.836	€ 24.389	€ 43.306	€ 11.909	€ 2.640	€ 28.757
8	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 33.822	€ 22.395	€ 44.315	€ 12.187	€ 2.602	€ 29.527
9	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 34.836	€ 20.251	€ 45.445	€ 12.497	€ 2.562	€ 30.385
10	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 166.359	€ 17.947	-€ 83.773	-€ 23.038	-€ 2.567	-€ 58.168
11	800.000	712.000	€ 168.032	€ 67.500	€ 0	€ 36.958	€ 15.469	€ 48.105	€ 13.229	€ 2.479	€ 32.397
12	800.000	712.000	€ 168.032	€ 41.250	€ 0	€ 38.066	€ 12.806	€ 75.910	€ 20.875	€ 3.460	€ 51.575
13	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 39.208	€ 9.943	€ 118.881	€ 32.692	€ 5.024	€ 81.164
14	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 40.385	€ 6.865	€ 120.782	€ 33.215	€ 4.978	€ 82.589
15	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 41.596	€ 3.557	€ 122.879	€ 33.792	€ 4.931	€ 84.156
16	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 42.844	€ 0	€ 125.188	€ 34.427	€ 4.882	€ 85.879
17	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 44.129	€ 0	€ 123.903	€ 34.073	€ 4.832	€ 84.997
18	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 45.453	€ 0	€ 122.579	€ 33.709	€ 4.781	€ 84.089
19	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 46.817	€ 0	€ 121.215	€ 33.334	€ 4.727	€ 83.154
20	800.000	712.000	€ 168.032		€ 0	€ 48.221	€ 0	€ 119.811	€ 32.948	€ 4.673	€ 82.190

Tabella 4: Conto Economico Finanziamento

- **NOTA**

Al 10° anno c'è la grande manutenzione: i costi vengono quindi maggiorati di 100.000€, tenendo però conto dell'inflazione.

Anche in questo caso si hanno le *imposte* e *l'utile negativi* (segno meno). Si veda, a tal proposito, la nota relativa al conto economico di *Tabella 1*: valgono le stesse considerazioni.

- Per quanto riguarda **Produzione**, **Ricavi** e **Costi** rimane tutto esattamente identico al caso dell'*autofinanziamento*.

- **Colonna G: oneri finanziari**, che corrispondono, anno per anno, alla *quota interesse* che l'azienda deve pagare attraverso la rata del finanziamento. In questo caso, tale voce, gioca un ruolo diverso nel calcolo delle imposte.

$$G \text{ (Tabella 4)} = C \text{ (Tabella 3)}$$

- **Colonna H: utile ante - imposte**, ossia l'utile sul quale vengono poi calcolate le imposte, necessarie per calcolare infine l'utile netto. In questo caso, per ottenere il corretto valore, partendo dai ricavi bisogna sottrarre sia i costi che gli oneri:

$$H = C - D - E - F - G$$

- **Colonna I: imposte IRES**, che in questo caso vengono calcolate considerando la completa detraibilità degli *oneri finanziari* legati all'investimento biogas:

$$I = H \times \%IRES$$

- **Colonna J: imposte IRAP**, che in questo caso vengono calcolate utilizzando come base imponibile il reddito operativo dell'investimento, cioè senza la detrazione degli *oneri finanziari* legati all'investimento biogas:

$$J = (C - D - E - F) \times \%IRAP = (H + G) \times \%IRAP$$

- **Colonna I : utile netto annuo** generato dall'impianto. Si ottiene dunque togliendo le imposte dall'*utile ante - imposte*;

$$K = H - I - J$$

11.4.3 I flussi di cassa

Per il calcolo degli indici finanziari, si vanno a determinare, nella seguente tabella, i flussi di cassa comprensivi degli aspetti fiscali.

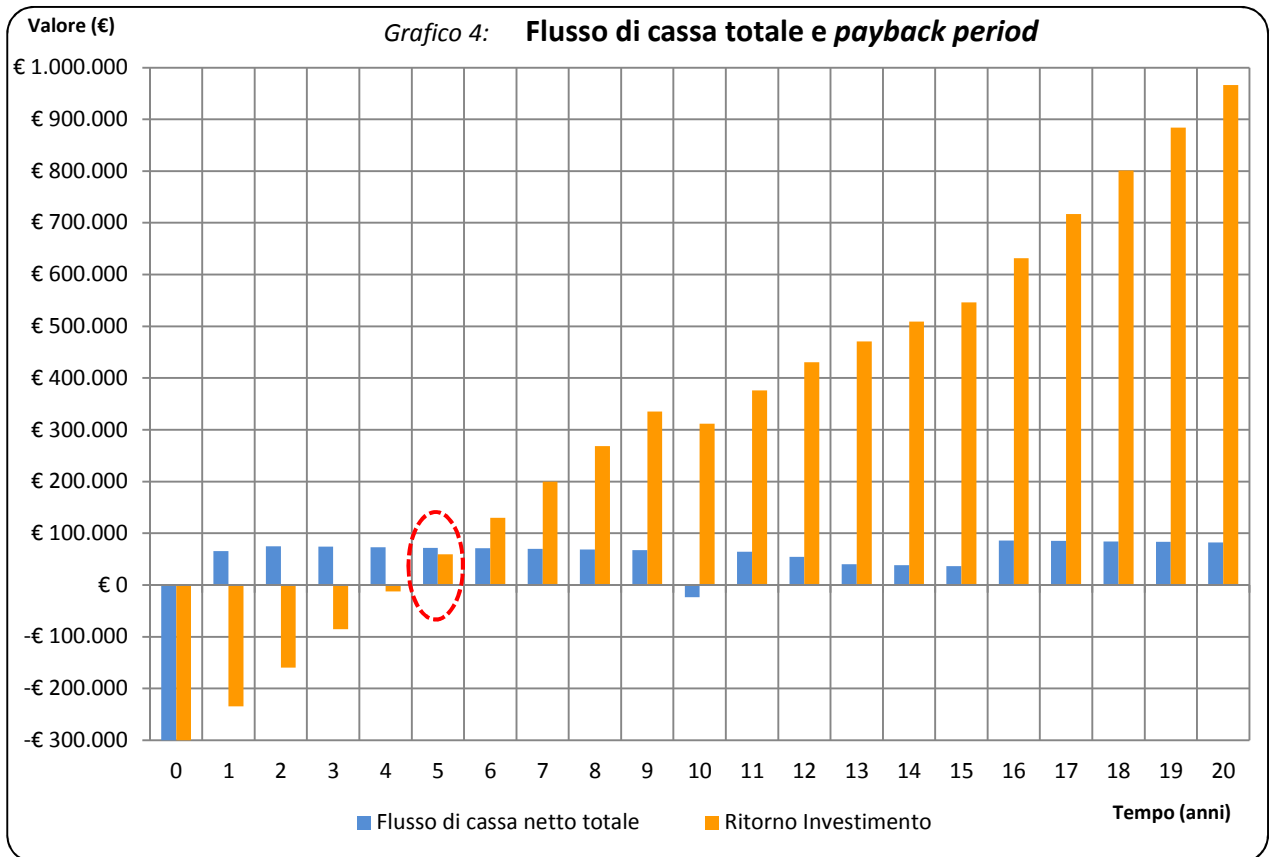
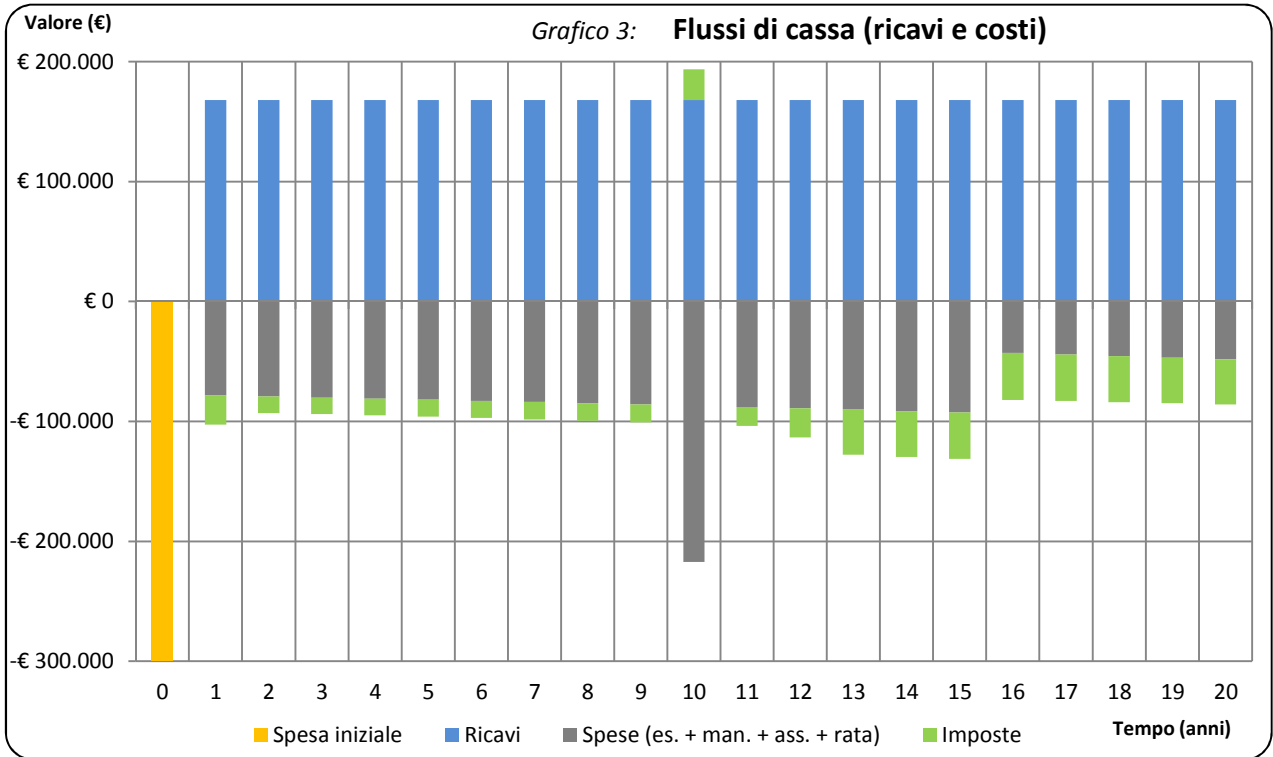
Anno	A	B	C	D
	Totale ricavi (entrate) (+)	Totale costi (uscite) (-)	Flusso di cassa	Calcolo Payback period
	Ricavo tariffa GSE	Manutenzione ed esercizio + assicurazione + imposte + rata	Totale ricavi - Totale costi	Spesa iniziale (-) + Flusso di cassa
0		spesa iniziale	-€ 300.000	-€ 300.000
1	€ 168.032	€ 102.728	€ 65.304	-€ 234.696
2	€ 168.032	€ 93.051	€ 74.981	-€ 159.715
3	€ 168.032	€ 94.016	€ 74.016	-€ 85.699
4	€ 168.032	€ 95.027	€ 73.005	-€ 12.695
5	€ 168.032	€ 96.087	€ 71.945	€ 59.250
6	€ 168.032	€ 97.199	€ 70.833	€ 130.083
7	€ 168.032	€ 98.365	€ 69.667	€ 199.750
8	€ 168.032	€ 99.589	€ 68.443	€ 268.193
9	€ 168.032	€ 100.875	€ 67.157	€ 335.350
10	€ 168.032	€ 191.733	-€ 23.701	€ 311.649
11	€ 168.032	€ 103.645	€ 64.387	€ 376.036
12	€ 168.032	€ 113.381	€ 54.651	€ 430.687
13	€ 168.032	€ 127.904	€ 40.128	€ 470.815
14	€ 168.032	€ 129.557	€ 38.475	€ 509.290
15	€ 168.032	€ 131.298	€ 36.734	€ 546.024
16	€ 168.032	€ 82.153	€ 85.879	€ 631.903
17	€ 168.032	€ 83.035	€ 84.997	€ 716.900
18	€ 168.032	€ 83.943	€ 84.089	€ 800.989
19	€ 168.032	€ 84.878	€ 83.154	€ 884.143
20	€ 168.032	€ 85.842	€ 82.190	€ 966.333

Tabella 5: Flussi di cassa Finanziamento

- **Colonna B: costi totali annui** composti dalla somma dei *costi di manutenzione ed esercizio*, dei *costi di assicurazione*, delle *imposte* e della *rata* del finanziamento. Corrispondono ad un **flusso di cassa negativo**. L'*equity* che l'azienda paga all'inizio in questo caso non viene considerato in quanto è già stato considerato totalmente con la voce *spesa iniziale* (-300.000 €) all'inizio.

$$B \text{ (Tabella 5)} = (F + I + J) \text{ (Tabella 4)} + \text{Rata}$$

Si rappresenta graficamente la situazione.



Si vede già dal *Grafico 4* come tale investimento rientri al **5° anno** con un primo margine di guadagno.

11.4.4 Gli indici finanziari

Si vogliono ora ricavare quelli che sono i principali indici finanziari, utili per una valutazione immediata dall'investimento.

Il paragrafo *11.2* è stato dedicato appositamente alla spiegazione dei metodi di valutazione degli investimenti in modo che possano risultare ora chiari i risultati che si ottengono.

- **T.I.R.**

Applicando la formula vista precedentemente si va quindi a calcolare quel tasso di interesse che annulla il VAN; si risolve dunque la seguente equazione dove il TIR è l'incognita:

$$VAN_{(TIR)} = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1 + TIR)^{t_k}} - P_0 = 0$$

dove si pongono:

- $n = 20$ (numero anni considerati per l'investimento);
- P_k = flusso di cassa dell'anno k
- $P_0 = 300.000$ € (capitale proprio investito).

Si ottiene:

$$\mathbf{TIR = 21,72 \%}$$

- **P.B.P. (PayBack Period)**

Si va ora a calcolare esattamente il tempo di recupero dell'investimento, attraverso la risoluzione della seguente equazione, dove questa volta l'incognita è j :

$$TPB = j \text{ [anni]} \quad | \quad \sum_{k=1}^j \frac{P_k}{(1 + i)^k} = P_0$$

dove si pongono:

- P_k = flusso di cassa dell'anno k ;
- $P_0 = 300.000$ € (capitale proprio investito);
- $i = 3$ % (tasso di attualizzazione; in questo caso pari all'inflazione).

Si ottiene:

$$\text{T.P.B.} = 4,18 \text{ anni}$$

Come si era già visto *l'investimento viene recuperato nel 5° anno*, anno nel quale inizia già ad esserci un guadagno per l'azienda, in quanto il saldo di cassa cumulativo diventa positivo e cambia segno rispetto all'anno precedente.

• RICAVI A FINE INVESTIMENTO

Trascorsi 20 anni, dalla *Tabella 2 dei flussi di cassa* si può ricavare che il ricavo generato dall'impianto a biogas è pari a:

$$\text{Ricavo 20 anni} = 966.333 \text{ €}$$

$$\text{Ricavo medio annuo} = (966.333 / 20) = 48.317 \text{ €/anno}$$

11.4.5 Sintesi e considerazioni

Scegliendo la strada dell'**autofinanziamento** si ottengono i risultati visti, che vengono ora riepilogati schematicamente:

Sintesi investimento

Tempo di valutazione	20 anni
Costo impianto	750.000 €
Equity = 40% (capitale proprio)	300.000 €
T.I.R.	21,72 %
Ricavo 20 anni	966.333 €
Ricavo medio	48.317 €/anno
PayBack Period	4,18 anni

Considerando il **conto economico** (Tabella 4) è importante sottolineare alcuni fattori:

- innanzi tutto si può notare che nella colonna C, relativa al **ricavo tariffa GSE**, la quota ricevuta ogni anno dalla cessione dell'energia prodotta dall'impianto rimane costante. L'incentivo di **0,236 €/kWh** rimane infatti **costante** per tutti i 20 anni e NON tiene conto dell'inflazione.
- Passando invece poi alle colonne F, H, I, J e K relative ai **costi di esercizio e manutenzione**, alle **imposte** e all'**utile** (netto e ante-imposte), si può notare come in questo caso i valori tengano invece conto dell'inflazione. Questo fattore fa aumentare progressivamente i costi e, viceversa, diminuire gli utili.
- Da notare poi che il **10° anno** risulta decisamente scostante rispetto agli altri, o meglio rispetto all'anno prima e all'anno dopo, in quanto la necessità di sostenere il costo della **grande manutenzione** pari a 100.000 € (da attualizzare, quindi ad oggi diventa un costo ancora maggiore da considerare nel business plan) arriva a produrre un utile negativo.
- Anche in questo caso, con l'ipotesi di un finanziamento bancario, l'investimento risulta, dal punto di vista economico, "buono". Rispetto al caso precedente **TIR** e **payback period** migliorano, a scapito però del **ricavo netto sui 20 anni** netto che, a causa dell'onere dovuto al pagamento delle rate del finanziamento, risulta essere più basso. Il miglioramento principale lo si nota nel TIR, il quale grazie ad un forte effetto leva (equity minore), cresce notevolmente rispetto al caso dell'autofinanziamento. In altre parole in questo caso la spesa iniziale risulta minore, con un tasso di rendimento che però aumenta considerevolmente. Nel complesso però i risultati ottenuti sono positivi e, ancora una volta, l'analisi conferma una buona fattibilità economica per l'investimento, il quale risulta ancora vantaggioso per l'azienda.

11.5 Note

- È importante sottolineare che in questo business plan non si è tenuto conto dei benefici derivanti dall'**energia termica**, sia in termini di **autoconsumo** per l'azienda, sia in termini di un'ipotetica cessione ad una rete di **teleriscaldamento**. In prima analisi emergono infatti due principali difficoltà: da una parte non è immediato poter definire il reale calore dell'impianto a biogas effettivamente utilizzabile dell'azienda in autoconsumo; dall'altra è molto difficile stimare il prezzo con cui verrebbe valorizzata l'energia termica ceduta alla rete di teleriscaldamento. La rete di teleriscaldamento risulta comunque, ad oggi, ancora un progetto

con orizzonti di realizzazione piuttosto lunghi, e fare previsioni a riguardo risulta poco attendibile. La valorizzazione dell'energia termica andrebbe comunque di certo a migliorare i risultati ottenuti.

- Altro punto da evidenziare è che il business plan è stato realizzato tenendo conto dei costi/benefici legati al solo impianto a biogas, nel senso che non si è considerato un diverso eventuale utilizzo degli scarti di produzione. È quindi corretto confrontare questa analisi con quelli che sarebbero i ricavi derivanti da un altro utilizzo della biomassa di scarto ottenuta dal processo. Ad oggi infatti, per esempio, la Cantina vende ad una distilleria le vinacce e le fecce, dovendo sostenere però dei costi di trasporto, mentre per sansa e raspi il guadagno derivante dalla cessione è praticamente nullo. In questo caso però, un'eventuale valutazione andrebbe fatta tenendo conto che questo business (legato ai sottoprodotti) ha un mercato molto instabile, soprattutto per quel che riguarda i prezzi, e fare previsioni a lungo termine risulta poco attendibile.
- Ad oggi, con i dati a disposizione, attraverso una stima grossolana, si possono però fare alcune considerazioni indicative.

Il consumo termico annuale della Cantina (circa 880.000 kWh) risulta di poco superiore alla produzione termica netta stimata per l'impianto a biogas (circa 700.000 kWh). Vedendo il diagramma di consumo termico (diagramma del consumo di gas, vedi *Capitolo 9*) si nota che, salvo un picco verso la fine dell'anno, l'andamento risulta abbastanza regolare e senza variazioni troppo ripide. Questo permetterebbe un utilizzo del calore prodotto dall'impianto in modo abbastanza regolare, per esempio per coprire la base del diagramma di carico termico, permettendo così un notevole risparmio sulla fornitura di gas (che verrebbe utilizzato per coprire i carichi termici di punta). Questa opportunità permetterebbe quindi una riduzione dei costi per l'azienda stimabile in circa 35/40 mila €/anno.

D'altra parte però l'azienda, ad oggi, ricava dalla vendita delle vinacce e delle fecce alla distilleria, una cifra simile.

In prima approssimazione si può quindi stimare che i due fattori giochino un effetto cancellazione annullandosi a vicenda. Queste ipotesi, qualora fossero verificate, rafforzerebbero ulteriormente i risultati ottenuti dal business plan.

Capitolo 12

IL BIOMETANO: UNA NUOVA OPPORTUNITA'

Quando è stata descritta la tecnologia del biogas e lo schema del processo (vedi *Cap.5*) si è visto che l'utilizzo del biogas prodotto dagli impianti di digestione anaerobica per la produzione combinata di elettricità e calore (cogenerazione) non è l'unica strada possibile.

Esiste infatti un'altra via lungo la quale poter dirigersi una volta ottenuto il biogas: quella della purificazione per l'ottenimento di **biometano**.

A tal proposito viene stimata per l'Italia una potenziale produzione di biometano pari a **8 miliardi di m³/anno** tramite la purificazione del biogas prodotto. Questa quantità equivale quasi a quella prodotta attualmente da tutti i giacimenti nazionali, e rappresenta circa il 10% dei consumi del Paese.

Questo è un altro tema, nel panorama energetico (e non solo), di grande attualità in Italia: il biometano è visto come una **grande opportunità** di sviluppo della green economy italiana, ma mancano ancora le "regole".

Il maggiore ostacolo "ufficiale" infatti è ancora una volta connesso alla mancanza di un quadro normativo chiaro sul tema dell'immissione in rete e sulle difficoltà tecnico-economiche connesse al processo di *upgrading* e immissione nella rete del gas naturale. Gli ultimi documenti di politica energetica a livello europeo e italiano assegnano un ruolo fondamentale a biomasse e biocombustibili (...). Il tema dell'immissione in rete del biometano non è menzionato nel recente decreto sulle rinnovabili elettriche non fotovoltaiche e al momento, i ministeri incaricati stanno ancora lavorando sul tema dell'obbligo delle rinnovabili negli edifici nuovi e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, sul fondo di teleriscaldamento, sui titoli di efficienza energetica e, di fondamentale importanza per il settore, sul conto energia termico recentemente pubblicato. Lo sviluppo del settore biogas-biometano è quindi strettamente condizionato dal quadro che emergerà a valle di tali decreti.

12.1 Il biometano oggi

Tra le novità positive introdotte dalla direttiva rinnovabili (*Direttiva 2009/28CE*) e dal decreto legislativo di recepimento (*D.Lgs. 3 marzo 2011 n.28*) ci sono sicuramente le disposizioni per lo sviluppo del biometano. A tal proposito sono state assegnate *all'Autorità per l'Energia Elettrica e il*

Gas (AEEG) le relative competenze; è infatti compito di tale organo definire le condizioni per l'immissione di metano biologico nella rete del gas naturale e definire incentivi specifici.

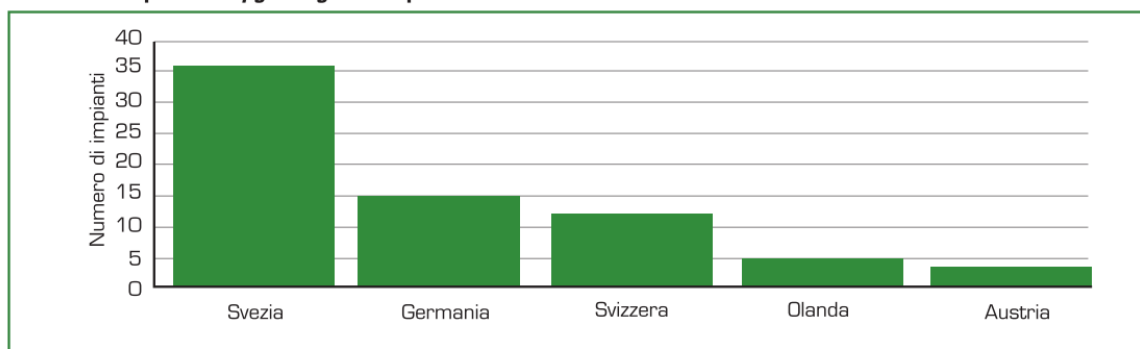
A maggio 2012 è stato pubblicato dall'AEEG il **DCO 160/2012/R/gas (Regolazione tecnica ed economica delle connessioni di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale)**, che contiene le prime proposte “quadro” legate agli aspetti tecnici ed economici per allacciare gli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale. È inoltre permesso a tutti i soggetti interessati compilare in forma scritta osservazioni e suggerimenti, per “contribuire ad una politica di sostenibilità ambientale che consenta l'immissione del gas prodotto da fonte rinnovabile nelle reti convenzionali e favorisca il raggiungimento degli obiettivi definiti a livello nazionale e comunitario”. Inoltre, secondo l'Autorità, “la produzione e l'immissione in rete di biometano consente di raggiungere gli obiettivi 20-20-20, non valorizzando esclusivamente le rinnovabili elettriche ma ampliando il “mix” di fonti rinnovabili da utilizzare, all'insegna di una sostenibilità ambientale ed economica”.

Altro documento importante da segnalare è “**Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano**”, un position paper realizzato dal C.I.B. (Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione) con lo scopo di promuovere la filiera del biometano italiano.

Lo sviluppo di questo settore, accanto al più tradizionale impiego diretto del biogas per la produzione di energia elettrica e termica in loco, potrà indubbiamente costituire un'ulteriore ed importante tessera del complesso processo verso il raggiungimento degli obiettivi futuri di sviluppo delle rinnovabili.

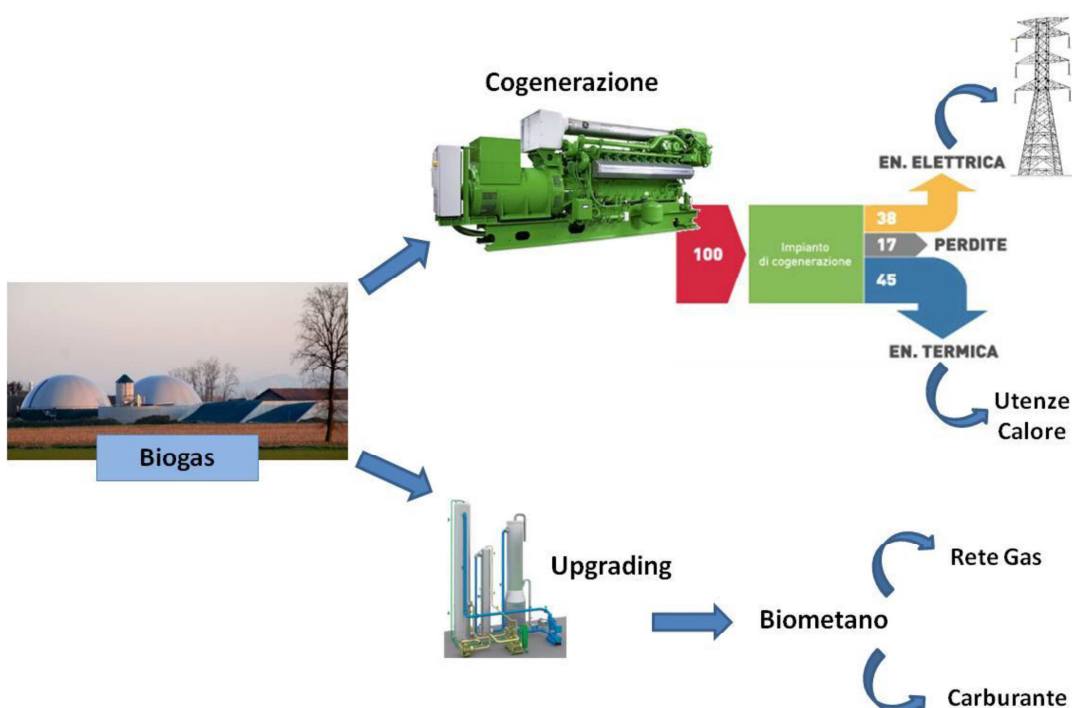
In Italia ad oggi non esiste nessun impianto di produzione di biometano. Anche in Europa, nonostante arrivino importanti segnali sia da Germania che dalla Svizzera, solo in Svezia si può riconoscere lo sviluppo di un vero e proprio mercato (si veda figura seguente). Nel Paese scandinavo, infatti, grazie ad oltre 35 impianti di *upgrading*, il 25% del biogas prodotto viene “convertito” in biometano (da utilizzarsi anche per l'alimentazione degli oltre 17.000 veicoli a gas che contribuiscono al parco auto nazionale).

Numero di impianti di *upgrading* in Europa



12.2 Utilizzo del biogas e potenzialità del biometano

Il biogas, miscela costituita principalmente da metano (CH_4) e anidride carbonica (CO_2) e tracce di costituenti gassosi secondari (es. H_2S , NH_3 , H_2), è un importante vettore bioenergetico che può essere valorizzato o per combustione diretta in caldaia (con sola produzione di energia termica), o in ambito cogenerativo (con produzione combinata di energia elettrica ed energia termica), oppure purificandolo a **biometano** ovvero come “gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale” (articolo 2 del D.lgs. 28/2011).



Se, come visto precedentemente, il biogas riveste una notevole importanza nella quota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante cogenerazione, la sua depurazione (*upgrading*) a biometano può essere ritenuta come frontiera di sviluppo strategica.

Ciò si spiega con il fatto che l'immissione del biometano nella **rete italiana del gas naturale** (la rete energetica più capillare e capiente esistente in Europa) consente la veicolazione nel luogo e nel momento in cui è più efficiente il suo utilizzo per la successiva cogenerazione in energia elettrica e termica o per la produzione di energia termica ad integrazione con altre fonti rinnovabili. Altri vantaggi sono legati al fatto che nel processo di upgrading a biometano si realizza una filiera “*carbon negative*”, in quanto il biometano va a sostituire il gas naturale di origine fossile, e che il gas metano di origine biologica, se utilizzato in ambito cogenerativo in sistemi ad elevato rendimento o in sistemi

integrati (solare termico e/o pompe di calore) per la produzione di energia termica ovvero come biocarburante, è uno dei combustibili a minori emissioni in atmosfera. Inoltre l'utilizzo del biometano (e del gas naturale) nell'**autotrazione** è lo strumento più efficace nel breve termine per ridurre l'intensità di emissioni di carbonio anche nei trasporti, ed è la principale opportunità per ridurre in modo significativo il fabbisogno di biocarburanti prodotti con materie prime importate per il rispetto degli obblighi, previsti dalla *Direttiva 2009/28/CE* al 2020, per il settore trasporti.

Da questo punto di vista, l'Italia ha ottime condizioni per lo sviluppo della filiera biogas-biometano in ragione di una lunga tradizione riguardante l'uso di veicoli alimentati a gas naturale.

12.3 Concetti tecnici

Il biometano è una miscela costituita principalmente da anidride carbonica (CO₂) e metano (CH₄), ottenuta per successiva "purificazione" del biogas, ovvero del combustibile gassoso ottenuto da biomasse solide o liquide di varia natura.

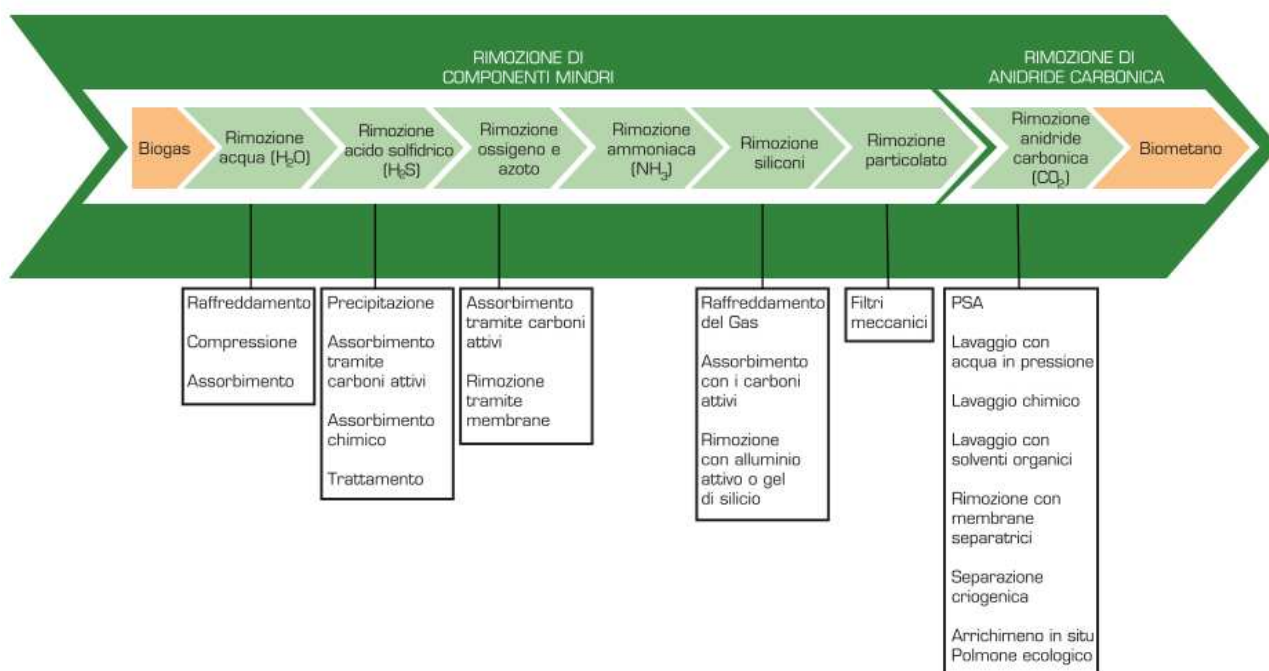
Composizione del biogas agricolo prima del processo di *upgrading*

Componenti	% (in volume)
Metano	50% - 75%
Anidride carbonica	25% - 45%
Vapore acqueo	1% - 2%
Azoto	1% - 5%
Monossido di carbonio	0 - 0,3%
Acido solfidrico (o Idrogeno Solfurato)	0,1% - 0,5%
Ammoniaca	0,01%
Idrogeno	0 - 3%
Ossigeno	Tracce

Con una caratterizzazione del tutto assimilabile a quella del gas naturale (e quindi di fonte fossile), la produzione di **biometano** può avere una molteplice finalità:

- alimentazione della **rete di distribuzione** nazionale (applicazione principale);
- stoccaggio per utilizzo del biometano come **carburante** per i veicoli alimentati a gas;
- produzione di materia prima per l'**industria chimica**;
- fonte di energia per particolari **processi high tech**.

Il passaggio da biogas a biometano avviene attraverso un processo appunto di purificazione che viene comunemente detto di UPGRADING, il cui obiettivo primario è quello di aumentare la concentrazione relativa del metano presente nel biogas fino ad un valore superiore al 95%.



Come mostrato in figura, il processo di upgrading del biogas si caratterizza in **due macro-fasi** principali:

- la *rimozione dei componenti minori*;
- la *rimozione dell'anidride carbonica*.

RIMOZIONE DI COMPONENTI MINORI

La rimozione delle impurità risulta necessaria per prevenire la corrosione e l'usura dei componenti meccanici utilizzati nella seconda delle due macro-fasi del processo. Le principali operazioni in questo ambito riguardano la rimozione di acqua, acido solfidrico, ossigeno, azoto, ammoniaca, silicani e particolato, e vengono di seguito brevemente descritte:

- **rimozione di acqua:** pur non essendo un componente del biogas, all'uscita del digestore viene a formarsi del vapore acqueo che può nuocere alle tubature. L'operazione di rimozione dell'acqua è pertanto necessaria e può avvenire tramite raffreddamento, compressione, assorbimento e adsorbimento (tramite ad esempio l'utilizzo di carboni attivi o agenti essiccanti). Le prime due tecniche menzionate permettono il passaggio di stato da gassoso a liquido dell'acqua, rendendo quindi più agevole la sua rimozione;
- **rimozione dell'acido solfidrico (H_2S):** qualora il processo di precipitazione dell'acido solfidrico nel digestore non ne porti alla completa eliminazione, è necessario rimuoverlo

successivamente per evitare rischi di corrosione dei metalli. Questa operazione può essere fatta con adsorbimento tramite carboni attivi, assorbimento chimico e trattamento biologico. Con la prima tecnica, l'acido solfidrico è adsorbito dalla superficie interna dei carboni attivi, che ne permettono la permeazione tramite pori di dimensione adeguata. L'assorbimento chimico, invece, implica un lavaggio del gas con idrossido di sodio (NaOH), il cui utilizzo è però consigliato per grandi volumi di gas o in caso di elevate concentrazioni di acido solfidrico. Infine, nel caso della desolfurazione biologica, vengono utilizzati micro-organismi delle specie *Thiobacillus* e *Sulfolobus*;

- **rimozione di ossigeno e azoto:** le fasi precedenti necessitano della presenza di una piccola quantità d'aria; l'ossigeno e l'azoto così introdotti devono poi essere rimossi tramite adsorbimento con carboni attivi o utilizzando particolari membrane;
- **rimozione dell'ammoniaca:** la fase di rimozione dell'ammoniaca è necessaria quando non avviene spontaneamente durante la fase di upgrading del biogas;
- **rimozione dei silicani:** in alcuni casi (biogas proveniente da rifiuti solidi urbani e da fanghi, ad esempio) il biogas contiene anche dei silicani (come ad esempio i siloxani). La rimozione di tali componenti avviene tramite raffreddamento del gas, adsorbimento con carboni attivi o ancora rimozione con alluminio attivo o gel di silicio;
- **rimozione di particolato:** per evitare che i residui di particolato presenti nel biogas influiscano sullo stato di usura dei componenti meccanici della fase successiva, l'ultima fase della rimozione di componenti minori prevede che tali residui vengano rimossi tramite filtri meccanici.

RIMOZIONE DI ANIDRIDE CARBONICA

Questa rappresenta *indubbiamente la macro-fase principale nel processo di upgrading ed ha come output il biometano vero e proprio*. La rimozione dell'anidride carbonica può avvenire con diversi metodi, alcuni ormai "classici" e tecnologicamente consolidati, altri il cui stato di sviluppo è per lo più embrionale, e che vengono brevemente descritti nel seguito:

- **adsorbimento con variazioni di pressione (PSA, Pressure Swing Adsorption):** mediante questa tecnica la riduzione di anidride carbonica avviene tramite adsorbimento con carboni attivi o zeoliti. Il procedimento di adsorbimento prevede diversi cicli di pressione lungo la superficie dei carboni attivi e, quando completamente libera da residui di metano, l'anidride carbonica così catturata viene liberata nell'atmosfera, dando così la possibilità di rigenerare i materiali adsorbenti. L'attività viene ripartita lungo alcune torri di "lavaggio" (4/6/9 recipienti operanti in parallelo) tra loro collegate in cui la pressione generalmente dell'ordine

di 4-7 bar, viene modificata. Il PSA consente inoltre la re-immissione di anidride carbonica in circolo qualora l'adsorbimento avesse coinvolto anche un piccolo quantitativo di metano;

- **assorbimento tramite lavaggio con acqua in pressione:** le tecniche di upgrading tramite assorbimento implicano il passaggio del biogas in una torre di lavaggio dove incontra un liquido assorbente in controcorrente in modo da sfruttare la maggiore solubilità dell'anidride carbonica rispetto al metano. La torre di passaggio è costruita in modo tale da creare la più ampia superficie di contatto tra liquido e gas. In uscita dal contenitore si avrà quindi, il liquido con una concentrazione di CO₂ aumentata e il biogas che presenterà una concentrazione maggiore di metano. Le tecniche di assorbimento maggiormente utilizzate sono:
 - il lavaggio con acqua (è la tecnica maggiormente utilizzata);
 - il lavaggio amminico;
 - il lavaggio con solventi organici.

Tecnica di separazione		PSA	Lavaggio con acqua	Lavaggio con solventi organici	Lavaggio amminico
Prestazioni caratteristiche	Necessità di Prelavaggio	SI	NO	NO	SI
	Pressione di esercizio (bar)	4 - 7	4 - 7	4 - 7	Pressione ambiente
	Perdite di metano (%)	3 - 10	1 - 2	2 - 4	< 0,1
	Contenuto di metano (%)	> 96	> 97	> 96	> 99
	Consumo elettrico (kWh/Nm ³)	0,25	< 0,25	0,24 - 0,33	< 0,15
	Fabbisogno termico (°C)	NO	NO	55 - 80	160
	Regolarità processo a regime (%)	± 10 - 15	50 - 100	50 - 100	50 - 100
	Impianti operativi (Ottobre 2009)	> 20	> 20	3	3

CONCLUSIONI

In conclusione di questo studio si evidenzia innanzitutto l'enorme interesse che sta suscitando il settore biogas in questo periodo, sul quale l'attenzione è sempre maggiore.

Se fino al 2012 l'interesse nella costruzione di impianti a biogas era maggiormente di stampo economico, e con scopi principalmente di lucro, il nuovo sistema incentivante entrato in vigore a gennaio 2013 ha completamente cambiato lo scenario, le regole e le opportunità connesse a questo settore. Cambiano anche i protagonisti del mercato, o meglio aumentano: se prima infatti il mercato biogas era dedicato a grosse realtà aziendali e a grandi investitori, ora il mercato si sposta anche e soprattutto su aziende più piccole, che vogliono rendere più efficiente la loro attività attraverso l'inserimento di un impianto a biogas nel loro processo.

Con il precedente sistema incentivante si favoriva la realizzazione di grossi impianti (tipicamente dai 500 ai 999 kW) alimentati pesantemente con colture dedicate (insilato di mais in primis): in questo modo veniva minimizzato il costo specifico di costruzione e venivano invece massimizzati i profitti ed i rendimenti.

Con il nuovo sistema incentivante (*D.M. 6 luglio 2012*) l'impianto a biogas diventa invece vantaggioso per taglie più basse (soprattutto tra i 100 e i 300 kW), diventando così un'opportunità rivolta anche ad aziende più piccole, assumendo un ruolo di "integrazione" nell'azienda in cui viene realizzato. Questa integrazione avviene sia dal punto di vista del processo, sia dal punto di vista economico. Gioca un ruolo fondamentale la possibilità di valorizzare gli scarti creando un reddito integrativo per l'azienda, senza scordare la possibilità per l'azienda di diventare più sostenibile dal punto di vista energetico, di certificarsi e di fare un passo verso la green economy.

Per quanto riguarda invece il caso di studio specifico analizzato, si arriva a concludere che il biogas è un'opportunità concreta per un'azienda del settore vitivinicolo. Ci sono infatti buone potenzialità tecniche per le biomasse di questo settore, potenzialità che, se abbinate alle giuste tecnologie, possono dare ottimi risultati e garantire un corretto funzionamento impiantistico.

Anche dal punto di vista economico l'investimento risulta essere "buono": il tempo di rientro è relativamente breve, ed anche i ricavi medi annuali permettono una buona integrazione al reddito.

Si ricorda che non si è considerato il beneficio di sfruttare completamente l'energia termica messa a disposizione dall'impianto, energia che potrebbe solo che migliorare i risultati ottenuti.

A proposito di energia termica, una delle opportunità di questo impianto potrebbe essere collegata al *teleriscaldamento*, che permetterebbe di cedere (ad un certo prezzo) l'energia termica, totalmente o in parte, ad altre utenze per mezzo, appunto, di una rete di teleriscaldamento. Sarebbe questa un'ottima opportunità per valorizzare il calore prodotto dall'impianto.

Un'idea nata per la zona della Valpantena è proprio quella di creare una rete di teleriscaldamento che copra la zona centrale del territorio a maggiore densità di popolazione e con un maggiore numero di

utenze. Questa idea potrebbe diventare realtà, per esempio, attraverso la realizzazione di più impianti (a biogas o comunque impianti di tipo cogenerativo che generino energia termica) che, con l'intervento dunque di altre aziende adatte a queste tipologie impiantistiche (per es. il frantoio), assieme a quello della Cantina, potrebbero allacciarsi ad un anello di teleriscaldamento dedicato.

Un'altra interessante opportunità è rappresentata dal tema *biometano*. Si tratta infatti di un argomento molto attuale, sul quale sono aperti numerosi dibattiti e numerose questioni. Quello che manca è "solamente" un quadro normativo il quale, una volta approvato, darà sicuramente il via ad una nuova frontiera di sfruttamento e di sviluppo del biogas. In un futuro prossimo dunque, lo sviluppo del biometano in Italia potrà portare grandi vantaggi per gli impianti a biogas, spianando la strada a nuove importanti opportunità.

Una volta trascorsi i 20 anni dalla costruzione dell'impianto, sarà una valutazione economica sui costi e sui benefici a far decidere quale sarà la strada migliore da far percorrere all'impianto, in alternativa allo smantellamento. Un'opportunità potrà certamente essere quella di continuare a far funzionare l'impianto producendo energia elettrica da cedere alla rete nel regime di ritiro dedicato, oltre alla produzione e allo sfruttamento combinato dell'energia termica. Un'ulteriore ipotesi può essere quella, nel caso il costo dell'energia elettrica sia maggiore del costo unitario di produzione dell'impianto, di sfruttare l'impianto in regime di autoconsumo o scambio sul posto.

Per quanto concerne infine l'integrazione degli impianti a biogas con la rete elettrica nazionale, tema all'ordine del giorno, è da ricordare innanzi tutto che la produzione di elettricità da biogas è pressoché costante e quindi molto ben prevedibile. Inoltre, il biogas è l'unica fonte rinnovabile in grado di produrre energia elettrica, termica e biocarburanti. La produzione di biogas che può essere immagazzinata potrebbe anche giocare un ruolo attivo nel mantenimento della sicurezza di rete.

RINGRAZIAMENTI

Questo lavoro rappresenta la conclusione di un percorso di studio, ma soprattutto di vita. È stato un percorso lungo, impegnativo, faticoso. Tanti sono stati i momenti difficili, ma ancor di più sono state le gioie e le soddisfazioni. Molte persone mi hanno accompagnato in questo viaggio, e una pagina non basta di certo per ricordarle e ringraziarle tutte quante. Rivolgo perciò questo mio pensiero anche a tutti coloro che non riesco qui a nominare, ma che hanno lasciato comunque qualcosa di importante dentro di me.

Mi sento di iniziare ringraziando la mia Famiglia, alla quale dedico questo mio lavoro. Se sono arrivato fin qui è soprattutto grazie a Voi!!! Grazie Mamma, grazie Papà, grazie per tutto quello che mi avete dato, grazie per avermi sostenuto, aiutato, grazie per aver creduto sempre in me, fino alla fine. Grazie Sara, per esserci sempre stata e per aver sempre fatto il tifo per me. E grazie anche a te Nonna Angiolina, per il sostegno e la vicinanza che mi hai dimostrato in ogni momento. ...

Un grazie al Professor Arturo Lorenzoni, che dopo la Laurea triennale mi ha seguito anche in questo lavoro finale della Laurea Magistrale, con la solita serietà, competenza e professionalità, mettendomi in contatto con l'azienda presso la quale ho svolto il lavoro e sostenendo il mio progetto.

Voglio ringraziare l'azienda "ForGreen S.p.a." di Verona in tutti, e sottolineo tutti, i suoi componenti. Un grazie particolare al presidente, il Dott. Germano Zanini, che mi ha dato la grande opportunità di svolgere questo lavoro, all'Ing. Roberto Udali (responsabile dell'area *ForGreen Technology*, di cui ho fatto parte), che mi ha seguito fin dall'inizio in tutto il progetto, a Federico May (responsabile della sezione biogas), con il quale ho collaborato, all'Ing. Valerio Rosania e a Mirko Negrente, miei compagni d'ufficio. Grazie a tutti Voi di ForGreen per la vostra accoglienza, per la disponibilità, per l'amicizia, per quello che mi avete trasmesso, per quello che mi avete insegnato, ma soprattutto, per il vostro rispetto. ForGreen è un team vincente. Ho imparato tanto, ancora grazie!!

Ringrazio la "Cantina Valpantena Verona" nella persona del Dott. Luca Degani, per la disponibilità e la gentilezza dimostrate.

Grazie ai miei compagni di Università, perché prima di tutto siete stati degli amici. Abbiamo condiviso insieme un percorso importante, ci siamo divertiti, aiutati e sostenuti. Anche da voi ho imparato molto. Se penso a tutti i vostri nomi...siete davvero tanti!!...e non voglio escludere nessuno!!

Dico grazie ai miei amici di sempre, quelli con i quali sono cresciuto, quelli che mi hanno visto crescere, quegli amici che nel bene e nel male per me ci sono sempre stati. In alcuni periodi gli impegni e lo studio mi allontanavano un po' da voi, ma lo stesso siamo rimasti sempre uniti.

... Un grazie speciale a Te, Laura.

Nicola

BIBLIOGRAFIA

- Politecnico di Milano, School of Management: *Biomass Energy Executive Report (Le bioenergie in Italia alla prova del Decreto Rinnovabili)*, giugno 2012.
- APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili): *Rapporto Rinnovabili 2010 – 2011 (Situazione e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia)*.
- *Energia Rinnovabile*: supplemento della rivista *L'informatore agrario*; supplemento n.35/2012.
- Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB): *Il biogas che fa bene al paese*, dicembre 2012.
- Vito Pignatelli, Mauro Marani; ENEA: *Workshop: "Utilizzo scarti del settore vitivinicolo per la produzione di energia ed integrazione con altre sorgenti rinnovabili"*.
- GSE: *Il quadro autorizzativo per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Ricognizione della normativa nazionale e regionale)*.
- GSE: *Rapporto statistico 2011: Impianti a fonti rinnovabili*.
- Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare: *D.M. 6 luglio 2012*.

SITI INTERNET

- www.gse.it
- www.terna.it
- www.qualenergia.it
- www.envite-biogas.it
- www.mantruckandbus.it
- www.vogelsang-srl.it
- www.consorziobiogas.it

MATERIALE AZIENDALE DI

- *ForGreen S.p.a.* Viale del Lavoro 33 - 37135 - Verona (VR)
- *Envitec Biogas Italia S.r.l.* Via Bussolengo 8c - 37066 - Sommacampagna (VR)