



Università degli Studi di Padova

ANALISI DI FATIBILITÀ ECONOMICA DI UN IMPIANTO A BIOGAS CON LA TEORIA DELLE OPZIONI REALI

Tesi di Laurea

Laureando: Fouepi Patricia

Relatore: Prof. Michele Moretto

Facoltà di scienze statistiche

Anno Accademico 2009-2010

FACOLTÀ DI SCIENZE STATISCHE	I
INDICE	III
INTRODUZIONE	VII
PARTE I : BIOGAS	1
1 IL BIOGAS	1
1.1 Definizione.....	1
1.2 Impieghi del biogas	1
1.3 La digestione anaerobica.....	2
1.3.1 Definizione.....	2
1.3.2 Processo di digestione anaerobico.	5
1.3.3 Fase del processo di digestione anaerobico	6
1.4 Biogas e materie prime impiegabili	7
1.4.1 La resa energetica delle diverse biomasse	8
2 IMPIANTO DI DIGESTIONE ANAEROBICA	11
2.1 Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone	11
2.1.1 Caratteristiche principali:	12
2.1.2 Fasi del processo:	12
2.2 Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato.....	14
2.2.1 Caratteristiche principali:	14
2.2.2 Fasi del processo:	15
2.3 Impianto tipo super-flow per biomasse super dense	16
2.3.1 Caratteristiche principali:	16
2.3.2 Fasi del processo	17
2.4 La diffusione degli impianti a biogas in europa.....	17

2.4.1	La Germania	18
2.4.2	Austria	19
2.4.3	Italia.....	19
3	QUADRO NORMATIVI ED INCENTIVI A SOSTEGNO DELLE ENERGIE RINNOVABILI.....	21
3.1	Incentivi a sostegno delle energie rinnovabili.....	21
3.1.1	Certificati verdi	22
3.1.2	Qualifica IAFR degli impianti a biogas.	24
3.2	Quadro normativo di riferimento per le filiere a biogas.....	25
3.2.1	Principali norme comunitarie:.....	25
3.2.2	Principali norme nazionali:	25
3.2.3	Principali norme regionali:.....	25
3.3	Quadro normativo di riferimento per le energie rinnovabili	26
	PARTE II : ANALISI ECONOMICA DI IMPIANTI A BIOGAS	29
4	EFFETTI MACRO-ECONOMICI GENERATI DAGLI IMPIANTI A BIOGAS.....	31
4.1	Gestione e costi di smaltimento dei reflui con i relativi effetti sull'ambiente.....	31
4.2	Maggiori redditi del settore zootecnico.....	32
4.3	Occupazione.....	33
4.4	La sostituzione gasolio equivalente.....	34
4.5	riduzione di immissione di CO2.....	34
5	FILIERE A BIOGAS	37
5.1	Definizione.....	37
5.2	Possibili filiere attivabili	38
5.2.1	Il modello del conferimento delle biomasse ad un impianto di biogas esterno all'azienda.....	38
5.2.2	Il modello dell' impianto semplificato al servizio dell'azienda agricola 38	
5.2.3	Il modello dell'azienda agri-energetica.....	39
5.3	Costi e ricavi di impianto o filiere di biogas	39
5.3.1	I costi.....	40
5.3.2	I ricavi	40
6	ANALISI ECONOMICA.....	41
6.1	Criteri di analisi economica.....	41
6.2	L'APPROCCIO DELLE OPZIONI REALI	42
6.3	Potenziale delle opzioni reali	44
6.4	Categorie di opzioni	46
6.4.1	Le opzione di investimento e disinvestimento	46

6.4.2	Le opzioni operative.....	47
6.4.3	Le opzioni strategiche in un contesto competitivo;.....	47
6.4.4	Le opzioni contrattuali.....	47
6.5	Quando impiegare le opzioni reali.....	48
6.6	Modello.....	49
7	APPLICAZIONE.....	53
7.1	Ipotesi per l'analisi economica.....	53
7.2	ESEMPIO 1.....	54
7.2.1	Descrizione.....	54
7.2.2	Risultati.....	57
7.3	ESEMPIO 2.....	63
7.3.1	Descrizione.....	63
7.3.2	Risultati.....	67
	CONCLUSIONE.....	75
	BIBLIOGRAFIA.....	77
	WEBGRAFIA.....	79

Ormai l'aumento del prezzo del petrolio greggio, le preoccupazioni sul clima hanno spinto anche i più conservativi in tema di energia a cercare di indirizzare le proprie attenzioni altrove. E, infatti, dai primi anni '70 che si parla di limitatezza degli idrocarburi combustibili destinati a sparire, in quanto il loro processo di formazione dalla sostanza organica (in particolare vegetali) richiede diverse centinaia di anni. Ridurre l'uso dei combustibili fossili, ridurre le emissioni di gas serra per far fronte ai cambiamenti climatici e ridurre la dipendenza di energia dai paesi produttori di energia tradizionale sono questi gli imperativi delle politiche europee per un'energia sicura, competitiva, sostenibile e rinnovabile. In molti paesi, se si pensa a l'UE infatti esiste l'obbligo per i produttori di energia da fonte convenzionale di emettere in rete una certa quantità di energia da fonte rinnovabile. La crescente domanda e la necessità di incrementare, sia a livello globale che a livello di singola realtà, l'utilizzo delle fonti energetiche alternative spingono a sviluppare metodi di produzioni alternativi. Il biogas derivante dalla digestione anaerobica delle biomasse è una di queste fonti energetiche alternative. Affine del raggiungimento degli obiettivi fissati la produzione di energia da fonte non fossile gode, di moltissimi incentivi. La difesa dell'ambiente impone, inoltre, una serie di riflessioni relative, allo smaltimento dei rifiuti in generale e in particolare di quelli dell'industria agroalimentare e della raccolta differenziata, in ambito rurale/urbano. E', inoltre, sempre più pressante l'esigenza di fornire al mondo agricolo, nuove e diversificate opportunità di reddito integrativo.

Si consideri inoltre la crescente richiesta di informazioni relative alla produzione di biogas e allo sviluppo di tecniche innovative che permettono di ottenere elevati rendimenti utilizzando fonti non tradizionalmente impiegate per tali fini. Nasce quindi il desiderio di coinvolgere soprattutto il mondo rurale, storicamente consumatore di energia, ma da sempre "guardiano" dell'ambiente e fornitore di materie prime nell'attività di "produzione di energia e di servizi ambientali. Il biogas, perciò le biomasse sono materiali di origine organica, proprio come il petrolio, il carbone o il gas naturale, con la differenza che le biomasse non hanno

subito alcun processo di fossilizzazione e che con il loro utilizzo non si produce anidride carbonica.

Il seguente lavoro riporta i risultati ottenuti dalla valutazione economica di un impianto a biogas utilizzando la teoria delle "opzioni reali". In effetti, in maniera del tutto analoga a quanto avviene per gli investimenti finanziari un impianto a biogas rappresenta un investimento con elevato grado di incertezza, irreversibilità e "ritardabilità". L'irreversibilità rende l'investimento sensibile non solo all'incertezza sui valori futuri delle variabili decisionali (prezzi di mercato dell'elettricità prodotta, prezzi di mercato delle biomasse avviate a digestione, tassi di interesse, costi operativi, tempi di investimento), ma anche al grado di stabilità e di credibilità delle politiche governative competenti. Gli investimenti caratterizzati da un alto grado di irreversibilità richiedono, infatti, un'approfondita analisi preliminare per le ingenti immobilizzazioni tecniche e vengono spesso gestiti differendo l'esecuzione di un progetto finché l'incertezza non sia in buona parte risolta, oppure suddividendo l'investimento in più fasi. La ritardabilità dell'investimento, intesa come la possibilità di procrastinare una decisione d'investimento, anche se non è sempre realizzabile, rappresenta in buona sostanza un costo opportunità. La prima parte di questo lavoro è di carattere puramente introduttivo e si occupa nel capitolo 1 della variabile biogas, della sua definizione e dei suoi possibili impieghi, nel capitolo 2 delle principali norme comunitarie e regionali che ne sostengono la produzione, vendita e sviluppo, nel capitolo 3 del modo in cui avviene la produzione e delle biomasse necessarie al processo, nel capitolo 4 degli impianti in cui viene prodotto.

La seconda parte, più specifica, si occupa dell'analisi della convenienza economica dell'investimento utilizzando la teoria delle Opzioni reali. Il capitolo 1 illustra alcuni effetti macroeconomici di un impianto a biogas, il capitolo 2 descrive il modello economico utilizzato per la valutazione e la sua applicazione ad alcune tipologie di impianti. E infine la terza parte cerca di dare conclusioni.

PARTE I : BIOGAS

1 IL BIOGAS

1.1 Definizione

Il “biogas” e’ una miscela di vari tipi di gas (per la maggior parte metano, dal 50 al 80%) prodotto

dalla fermentazione batterica in anaerobiosi (assenza di ossigeno) dei residui organici provenienti da rifiuti, vegetali in decomposizione, carcasse in putrescenza, liquami zootecnici o fanghi di depurazione, scarti dell'agro-industria. L'intero processo vede la decomposizione del materiale organico da parte di alcuni tipi di batteri, producendo anidride carbonica, idrogeno molecolare e metano (metanizzazione dei composti organici). Il biogas prodotto viene trasformato in energia.

La trasformazione del biogas in energia può avvenire per:

- combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;
- combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica;
- combustione in cogeneratori per la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica;
- uso per autotrazione come metano al 95%;
- immissione nella rete del gas naturale.

1.2 Impieghi del biogas

In Europa, il biogas viene principalmente trasformato in energia elettrica, anche perché spesso le normative nazionali prevedono incentivi economici per i chilowattora prodotti a partire da fonti energetiche rinnovabili. Ma l'alto prezzo

raggiunto dai carburanti tradizionali (diesel e benzina) e gli obiettivi dell'Unione europea di riduzione dei gas serra rendono interessante l'uso del biogas (opportunamente depurato) nel settore dei trasporti.

In alcuni paesi europei (Svezia, Svizzera e Austria) l'uso del biometano per l'autotrazione è già una realtà. In Svezia, ad esempio, circa il 17% del biogas è destinato alla produzione di biocarburanti (percentuale destinata a salire oltre il 20%). All'inizio del 2006, la Svezia disponeva di quasi 800 autobus a biogas e di 4.500 vetture alimentate con un carburante composto da una miscela di biogas. E' in servizio anche un treno che utilizza esclusivamente biometano. Anche la Svizzera è particolarmente avanzata per quanto riguarda l'uso del biogas nel settore dei trasporti: oltre ai distributori di metano tradizionali, si stanno diffondendo i distributori che erogano un gas costituito per il 50% da biometano.

Negli ultimi anni i biocarburanti hanno conosciuto una discreta diffusione, anche se più di recente l'aumento del prezzo dei prodotti agricoli destinati al mercato alimentare ha imposto una riflessione sulla convenienza di dedicare spazi agricoli a colture energetiche piuttosto che a colture dedicate alla produzione alimentare. Resta il fatto che nella digestione anaerobica, l'impiego di colture dedicate risulterebbe economicamente più conveniente, sia per quanto riguarda il processo di digestione anaerobica che per la depurazione del biogas (necessaria per ottenere un gas sufficientemente ricco di metano per essere utilizzato come combustibile). Dato l'elevato contenuto energetico per ettaro di terreno coltivato, il biometano potrebbe rappresentare un complemento o fare diretta concorrenza alla produzione di altre tipologie di biocombustibili, come il biodiesel e bioetanolo.

Nota bene. Per la produzione di calore ed elettricità con motori cogenerativi, il biogas può essere utilizzato tal quale. Per, poter essere utilizzato negli autoveicoli o immesso nelle reti di distribuzione del gas, è indispensabile prevedere un processo di purificazione che innalzi al 95-98% la percentuale di metano nel biogas, aumentandone così la qualità e il potere calorifico. In questi casi si parla di "biometano" anziché di biogas. La fermentazione anaerobica è l'unica tecnologia che produce energia rinnovabile come elettricità e combustibile così come calore. Allo stesso tempo, il digestato della fermentazione utilizzabile come fertilizzante, contribuisce alla diminuzione delle emissioni di NOx, principalmente nell'agricoltura.

1.3 La digestione anaerobica

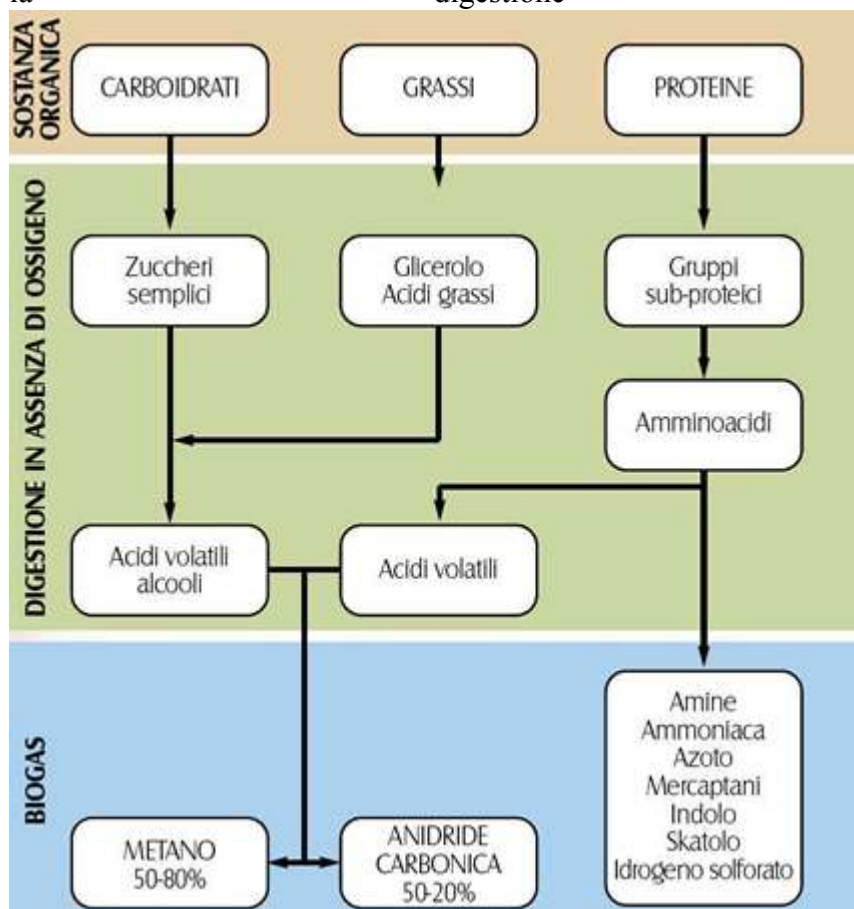
1.3.1 Definizione

Il biogas si forma spontaneamente attraverso la digestione anaerobica di sostanze organiche

la digestione anaerobica è un processo biologico attraverso il quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas, una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica. Nel biogas il contenuto di metano varia tra il 50 e il 75% circa, a seconda del tipo

di sostanza organica di partenza e delle condizioni in cui avviene il processo di digestione .

Schema riassuntivo di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche durante la digestione anaerobica



Schema della digestione anaerobica

Fonte: http://www.ideaenergy.it/pages/cogenerazione_biogas.php

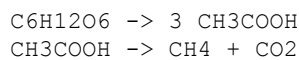
La percentuale di metano nel biogas varia a secondo del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% fino all'80% circa.

Il processo di digestione anaerobica può avvenire sia a secco (degradazione di biomasse con contenuto in solidi minimo del 30%) che a umido (degradazione di biomasse con contenuto in solidi del 10-15%). la prima è molto costosa ed anche molto difficile ad implementare.

La digestione anaerobica coinvolge diversi gruppi microbici interagenti tra loro: i batteri idrolitici, i batteri acidificanti (acetogeni ed omoacetogeni) ed, infine, i batteri metanigeni, quelli cioè che producono metano e CO₂, con prevalenza del gas di interesse energetico, il quale 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.

Il tempo di residenza in un digestore varia in funzione della quantità di materiale da trattare, del tipo di materiale e dalla temperatura di esercizio. Altro parametro particolarmente importante è il valore di pH. Nel caso della digestione condotta con batteri mesofili il tempo di residenza è compreso tra i 15 e i 30 giorni. Nel caso della digestione UASB con batteri mesofili, che permette il trattamento delle acque reflue, i tempi di residenza differiscono in relazione alla parte liquida e a quella solida, con i primi che rispettivamente rientrano nell'arco di un giorno mentre i secondi non superano i 90 giorni. Nel caso di un processo con batteri termofili le temperature più elevate permettono di velocizzare la digestione, richiedendo solamente due settimane per giungere a completamento. Di contro la digestione termofila ha un costo maggiore, richiede più energia ed è più critica dell'analogo processo mesofilo. Quest'ultimo è quindi quello attualmente più utilizzato.

Un tipico esempio di degradazione anaerobica di un substrato organico puro è rappresentato dalla digestione anaerobica del glucosio. In questo caso si ha un primo passaggio in cui il glucosio viene convertito ad acido acetico ed un successivo in cui l'acido acetico viene ulteriormente degradato a metano e biossido di carbonio:



Qualora si considerino substrati organici più complessi si possono ottenere ulteriori prodotti del processo degradativo anaerobico e, tra quelli di maggior rilievo, troviamo l'ammoniaca che deriva dalla demolizione delle proteine. Come si può vedere dalla relazione riportata si ha la parziale distruzione di materiale organico complesso con formazione di metano, biossido di carbonio, acqua ed ammoniaca.

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 40 °C)
- termofili (temperature superiori ai 45 °C).

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 derivanti dall'industria agro-alimentare, fanghi di supero degli impianti di trattamento acque reflue, deiezioni

animali, biomasse di natura agricola, residui organici industriali e la frazione organica di rifiuti urbani.

1.3.2 Processo di digestione anaerobico.

La conversione di substrati organici complessi in metano avviene, come accennato, attraverso una catena trofica anaerobica. Ad essa partecipano almeno tre gruppi metabolici distinti di microrganismi che si differenziano sia per i substrati che per i prodotti del loro metabolismo. Il processo biodegradativo si compone delle seguenti fasi: una prima fase di idrolisi dei substrati complessi accompagnata da acidificazione con formazione di acidi grassi volatili, chetoni ed alcoli; una successiva fase acetogenica, in cui, a partire dagli acidi grassi, si ha la formazione di acido acetico, acido formico, biossido di carbonio ed idrogeno molecolare ed, infine, un'ultima fase in cui, a partire dai prodotti della fase precedente, si osserva la metanizzazione, cioè la formazione di metano a partire dall'acido acetico o attraverso la riduzione del biossido di carbonio utilizzando l'idrogeno come co-substrato. In minor misura si ha la formazione di metano a partire dall'acido formico

Sostanza organica(carboidrati, proteine, lipidi)

Batteri idrolitici (Acidi grassi)

che spezzano le macromolecole biodegradabili in sostanze più semplici;

batteri acidogeni, che utilizzano come substrato i composti organici semplici liberati dai batteri idrolitici e producono acidi organici a catena corta, che a loro volta rappresentano il substrato per i gruppi batterici successivi;

Batteri acetogenici(Acido acetico, acido formico, idrogeno)

Batteri acetogeni, produttori obbligati di idrogeno(OPHA: Obbligate Hydrogen Producing Acetogens), che utilizzano come substrato i prodotti dei batteri acidogeni dando luogo ad acetato, idrogeno ed anidride carbonica;

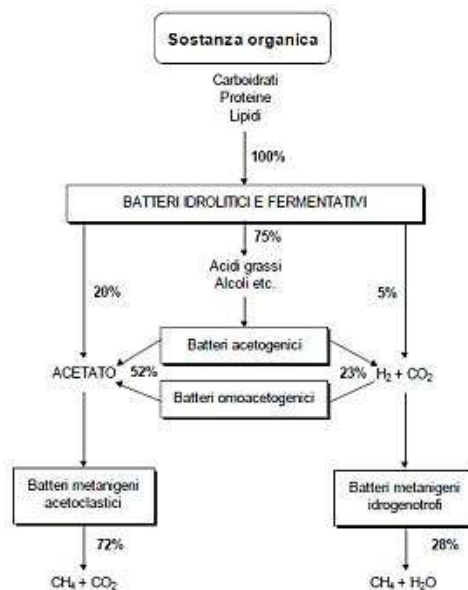
Batteri omoacetogeni che sintetizzano acetato partendo da anidride carbonica e idrogeno;

Batteri metanigeni (Metano, anidride carbonica, acqua)

Batteri metanigeni, distinti in due gruppi:

- a) quelli che producono metano ed anidride carbonica da acido acetico, detti acetoclastici;
- b) quelli che producono metano partendo da anidride carbonica e idrogeno, detti idrogenotrofi.

Mentre il metano viene liberato quasi completamente in fase di gas vista la sua scarsa solubilità in acqua, l'anidride carbonica partecipa all'equilibrio dei carbonati presenti nella biomassa in reazione. Le interazioni tra le diverse specie batteriche sono molto strette ed i prodotti del metabolismo di alcune specie possono essere utilizzati da altre specie come substrato o come fattori di crescita.



schema digestione anaerobica con gruppi di batterie

fonte: www.reenergycoop.it

1.3.3 Fase del processo di digestione anaerobico

1. Idrolisi ed acidificazione

In questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, si ha la degradazione di substrati organici complessi particolati o solubili, quali proteine, grassi e carboidrati, conformazione di composti semplici, quali aminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile. In particolare, i microrganismi idrolizzanti possono colonizzare il materiale particolato e degradarlo, oppure produrre enzimi extracellulari in grado di scindere le molecole organiche complesse in oligomeri e monomeri che sono quindi resi disponibili per il trasporto all'interno delle cellule di microrganismi acidogenici fermentanti. Questi operano generalmente l'ossidazione dei substrati organici semplici a piruvato che viene poi trasformato in acidi grassi volatili, alcoli e chetoni che rappresentano i substrati di partenza per la successiva fase acetogenica. Il processo idrolitico può essere inibito dall'accumulo di aminoacidi e zuccheri a causa dell'interferenza nella produzione ed attività degli enzimi idrolitici. Contestualmente all'idrolisi del materiale organico complesso, particolato o solubile, avviene il processo fermentativo acidogenico in cui i batteri fermentativi degradano i monomeri ed oligomeri organici, zuccheri, acidi grassi ed aminoacidi, producendo acidi grassi volatili, per lo più a catena corta quali il propionato ed il butirrato. Dalla fermentazione degli aminoacidi viene inoltre prodotto ammonio. In generale il processo idrolitico non implica la crescita di microrganismi.

2. Acetogenesi

A Partire dai substrati formati nel corso della fase di idrolisi ed acidificazione (acidi

volatili, essenzialmente propionato e butirrato, ma anche alcoli) i batteri acetogeni producono acido acetico, acido formico, CO₂ ed H₂. Angelidaki et al. (1998) hanno riportato che due differenti meccanismi devono essere considerati a seconda che la degradazione avvenga a partire da acidi grassi a catena lunga (LCFA, long chain fatty acids) o a catena corta (SCFA, short chain fatty acids, o VFA, volatile fatty acids). In generale, si definiscono acidi grassi a catena lunga quelli con più di 5 atomi di carbonio. Durante la produzione di acido acetico la presenza di idrogeno molecolare nel mezzo può determinare problemi di inibizione. Se però H₂ viene mantenuto a basse concentrazioni, grazie all'attività dei batteri metanigeni H₂ ossidanti (idrogenotrofi), la degradazione degli acidi grassi ad H₂ ad opera dei batteri acetogeni è resa più probabile, nonostante la formazione di H₂ sia energeticamente sfavorita.

3. Metanogenesi

La produzione di CH₄ rappresenta la conclusione della catena trofica anaerobica. Il metano infatti è l'unico composto non reattivo nell'intero processo di digestione anaerobica e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale dell'intero processo. La produzione del metano può avvenire essenzialmente attraverso due differenti vie di reazioni: una via prevede la metanogenesi ad opera dei batteri idrogenotrofi, che operano l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno, mentre la seconda via, la cosiddetta via acetoclastica, prevede la dismutazione anaerobica dell'acido acetico con formazione di metano e biossido di carbonio. La maggior parte della produzione di metano avviene attraverso questo secondo meccanismo.

Il monitoraggio della quantità e della composizione (almeno in termini di metano e biossido di carbonio) del biogas è di fondamentale importanza per il controllo della stabilità del processo di digestione anaerobica.

Se il reattore sta operando in condizioni di stabilità la produzione e la composizione del biogas risultano costanti. Una diminuzione nella produzione complessiva di biogas ed un aumento nella percentuale di CO₂ possono indicare fenomeni di inibizione a danno della componente metanigena dovuti, ad esempio, all'eccessiva presenza di acidi grassi volatili ed inibizione del processo. Ne consegue che l'analisi della produzione e della composizione percentuale del biogas dovrebbe sempre essere associata al controllo di parametri quali la concentrazione degli acidi grassi volatili e l'alcalinità del mezzo.

1.4 Biogas e materie prime impiegabili

Il rendimento in biogas del processo di digestione anaerobica è molto variabile e dipende dalla biodegradabilità del substrato. In generale durante il processo si ottiene una riduzione di almeno il 40-50% di solidi volatili (SV). I solidi volatili rappresentano la frazione della sostanza secca costituita dalla sostanza organica. Alcuni substrati sono: deiezioni animali (suini bovini, avi-cunicoli); residui colturali (paglia coltetti barbabietole, ecc); scarti organici agro-industria (siero scarti vegetali

lieviti fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine ecc.); scarti organici macellazione (grassi contenuto stomacale ed intestinale, sangue fanghi di flottazione ecc.) fanghi di depurazione

Nel biogas il contenuto di metano varia tra il 50 e il 75% circa, a seconda del tipo di sostanza organica di partenza della loro biodegradabilità e delle condizioni in cui avviene il processo di digestione.

1.4.1 La resa energetica delle diverse biomasse .

1. Biomasse

Biomassa è un termine che riunisce una gran quantità di materiali di origine animali e vegetali di natura estremamente eterogenea; la biomassa utilizzabile ai fini energetici comprende tutte quelle sostanze organiche che possono essere utilizzate direttamente come combustibile o che possono essere trasformate in bio-combustibile solidi, liquidi o gassosi. La biomassa rappresenta la forma naturale di accumulo di energia solare: questa infatti consente alle piante di convertire, durante la loro crescita, l'anidride carbonica atmosferica in materia organica, tramite il processo di fotosintesi. Con il termine biomassa si può distinguere tra colture dedicate a scopo energetico e residui provenienti da attività agro-industriali (settore alimentare: vinacce, noccioli, ecc), alimentari, forestali (industria del legno), urbane (rifiuti solidi urbani di tipo "umido") e zootecniche (liquami letami).

2. Resa energetica

Non tutte le materie prime presentano la medesima resa, in termini di biogas prodotto e quindi di energia elettrica e termica producibile da un'unità di peso. Ad esempio, nel settore zootecnico è possibile stimare i m³ di biogas ricavabili a partire da una determinata quantità di peso vivo animale:

0,75 m³ di biogas/giorno per un bovino di 500 kg

0,10 m³ di biogas/giorno per un suino di 85 kg

Oppure, si possono effettuare stime sulle rese in biogas (in m³) e in energia elettrica e termica (in kWh), a partire da 1 m³ di materia prima di origine animale e vegetale, come riportato nella tabella sottostante.

1 m³ di materia prima	biogas (m³)	elettricità (kwh)
Liquame e letame bovino	10-15	18-27
Liquame e letame suino	15-23	28-42
Insilato di mais	67	121
Insilato medica/trifoglio	70-137	115-248
Stocchi di mais	124	222
Scarti vegetali	15	26

Un altro parametro molto utilizzato per la stima del biogas producibile dalle diverse biomasse, è la percentuale di solidi volatili (SV). Con il termine "solidi volatili" si indica la quota di materia decomponibile rispetto a un certo quantitativo di materia prima introdotta nel digestore dell'impianto. I solidi volatili, che rappresentano in media il 70-80% dei solidi totali, ci consentono di stimare i m³ di biogas estraibile da una tonnellata di sostanza volatile

materia	biogas (m³/ ton sv)
Deiezioni animali (bovini, suini, avicunicoli)	200 - 500
Residui colturali	350 - 400
Scarti organici agroindustriali	450-800
Scarti organici di macellazione	550 - 1.000
Fanghi di depurazione	250-350
Frazione organica dei Rifiuti Urbani	400-600
Colture energetiche	550-750

La trasformazione energetica del biogas può avvenire per produrre energia elettrica e/o termica (cogenerazione) o per produrre biometano. La cogenerazione (produzione simultanea di energia elettrica e termica) ha il vantaggio di favorire l'utilizzo di maggiori quantità di biogas a copertura dei vari fabbisogni energetici aziendali e cedere l'energia elettrica in eccesso alla rete elettrica nazionale ad un prezzo incentivato. In prospettiva, inoltre, potrebbe essere interessante anche l'utilizzazione del biogas per autotrazione o come combustibile (biometano) immettendolo nella rete distributiva del metano, dopo averlo privato dell'anidride carbonica. La produzione di energia rinnovabile dal recupero di substrati organici, fino a poco tempo fa, è stata marginale nella realtà agro-zootecnica, e le relative competenze venivano domandate soprattutto alle grandi industrie produttrici di impianti. Negli ultimi anni, però, lo scenario si è modificato radicalmente soprattutto a seguito dell'introduzione del concetto della *codigestione*, ovvero la miscelazione di biomasse dedicate e/o scarti agroindustriali con effluenti zootecnici, e dei significativi incentivi dati sulle energie rinnovabili. Ciò ha comportato un notevole

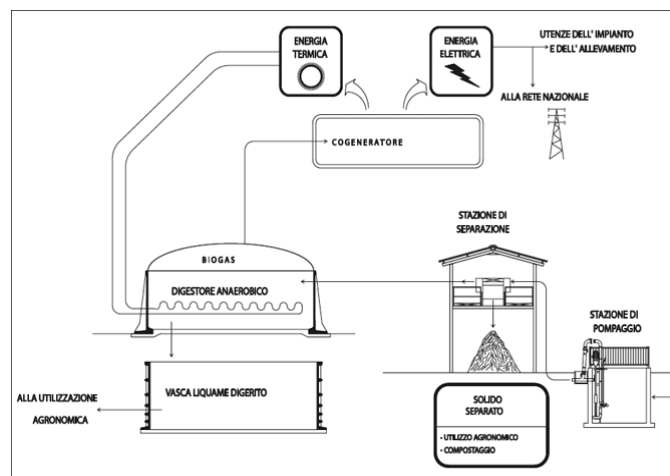
impulso per la realizzazione di impianti di digestione anaerobica e un rinnovato interesse per le applicazioni idonee alle aziende agro-zootecniche.

2 IMPIANTO DI DIGESTIONE ANAEROBICA

Il biogas si forma spontaneamente, basta che siano riunite le condizioni(anaerobiosi, presenza di specifici gruppi batterici,pH,ecc). una volta formato se non viene catturato si diffonde in atmosphere. Una volta conosciuto il potenziale energetico del biogas gli uomini hanno sviluppato mezzi per poterlo catturare, per poterlo anche produrre.

Esistono varie tipologie di impianti idonei alla produzione di biogas e indirizzati a trattare matrici organiche differenti, liquide o solide. Quelli 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:

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



Fonte: www.rotaguido.it/prodotti/recupero-biogas.html

2.1.1 Caratteristiche principali:

L'impianto "plug-flow" è caratterizzato dalla massima semplicità realizzativa; 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.

2.1.2 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 prevasca 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 semicilindro 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.

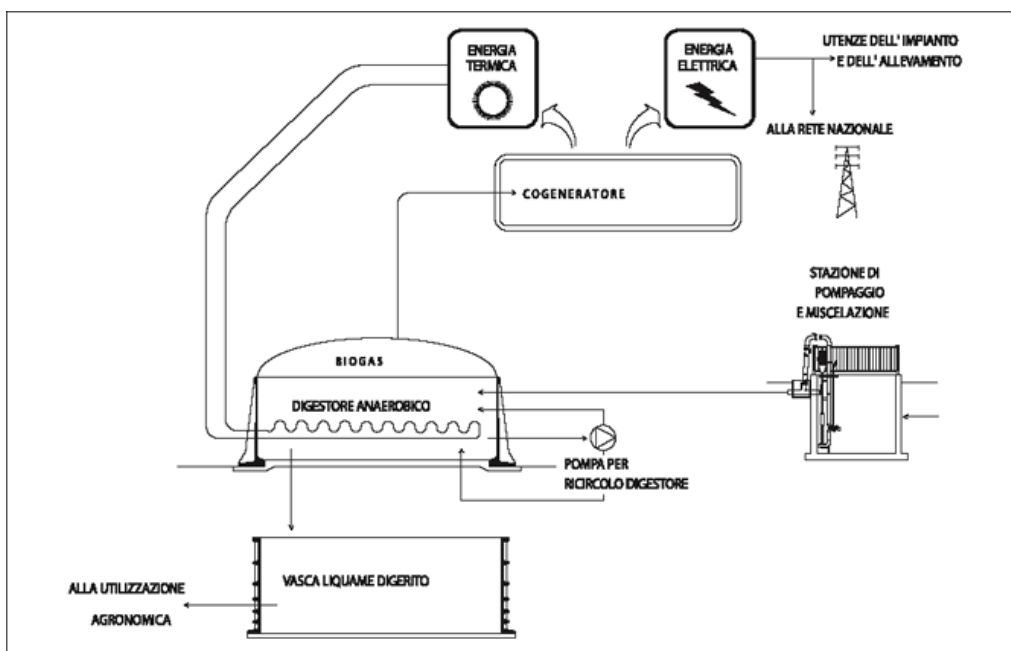
La camera dell'aria è mantenuta in pressione da una centralina di controllo e da valvole che, aggiungendo o sfogando aria, mantengono il biogas sempre alla pressione di 200 mm H₂O, indipendentemente dalla quantità di biogas contenuto. In tal modo l'alimentazione dei bruciatori è regolare e la membrana 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 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

2.2 Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato



Schema impianto up-flow

Fonte: www.rotaguido.it/prodotti/recupero-biogas.html

2.2.1 Caratteristiche principali:

E' adatto alla 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 circa 20/25 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.

2.2.2 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 prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice, 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.

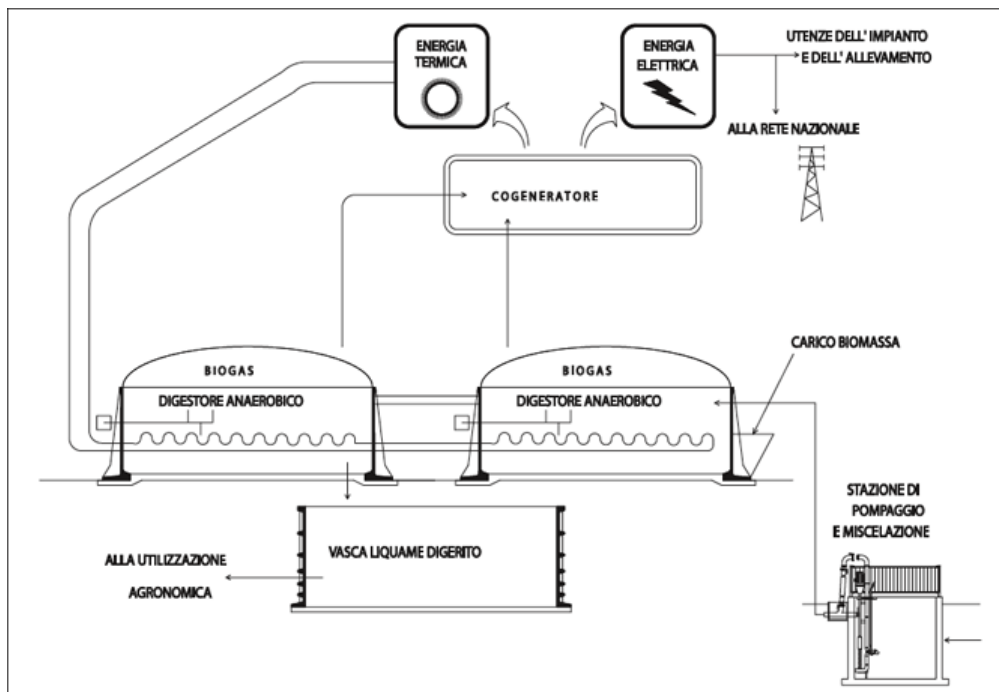
Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Nel caso di digestori Up-Flow, alimentati con miscela di liquami e biomasse, è opportuno garantire tempi di permanenza di almeno 30-40 giorni e temperature 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 metanigena.

2.3 Impianto tipo super-flow per biomasse super dense

2.3.1 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- acide 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.

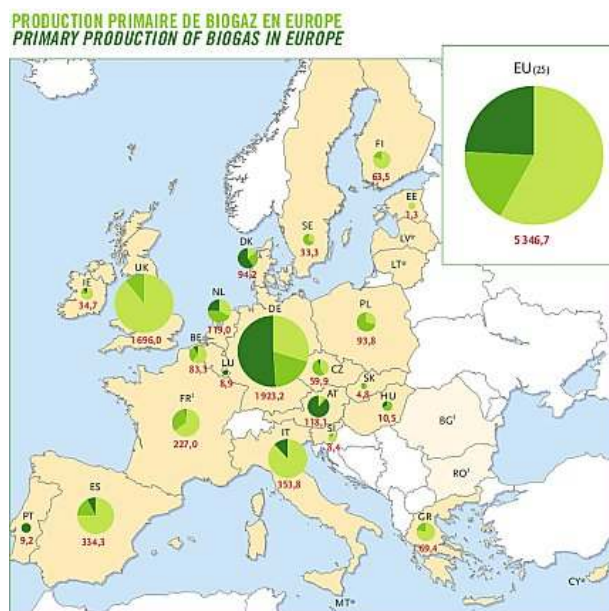


Fonte: www.rotaguido.it/prodotti/recupero-biogas.html

2.3.2 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 prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice 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.

2.4 La diffusione degli impianti a biogas in europa



Fonte: www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/.../baro179_a.asp

Nel grafico sono riportati in verde chiaro le percentuali di biogas ottenute dai rifiuti. In verde e' il biogas estratto dalle fogne e in verde scuro quello di provenienza agricola.

La principale fonte di biogas sono le discariche di rifiuti; in Italia, per esempio, 310,8 Ktep di biogas ottenuto nel 2006 sul totale di 353,8 provenivano da rifiuti.

Il settore e' in crescita (ha registrato un +3%), ma altrove gli investimenti sono più consistenti e i risultati anche (In Germania si e' registrato un bel + 20%). In Germania, ogni mese vengono installati circa 50 nuovi impianti a biogas, molti dei quali riutilizzano gli escrementi degli allevamenti di bestiame. Da questi rifiuti organici si ottiene anche calore da destinare al riscaldamento.

La sua diffusione è incominciata nel settore della stabilizzazione dei fanghi di depurazione (si stimano circa 1600 digestori operativi attualmente nei paesi dell'Unione Europea).E' considerata una delle tecnologie migliori per il trattamento delle acque reflue industriali ad alto carico organico (in Europa sono operativi circa 400 impianti di biogas su questi reflui).

Il recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani rappresenta in Europa, in particolare in Gran Bretagna, la più importante fonte di energia alternativa da biomasse, con circa 450 impianti operativi.

Numerosi sono anche i digestori anaerobici operanti su liquami zootecnici: attualmente oltre 2300 impianti sono operativi nei paesi della Comunità Europea, in particolare in Germania (oltre 2000), Austria, Italia, Danimarca e Svezia.

Sta crescendo anche l'utilizzo della digestione anaerobica nel trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani, in miscela con altri scarti organici industriali e con liquami zootecnici (co-digestione). In Europa circa 130 impianti di digestione anaerobica trattano ciascuno più di 2500 t/anno di frazione organica di rifiuti urbani e/o residui organici industriali.

2.4.1 La Germania

La Germania è il Paese europeo nel quale la digestione anaerobica ha avuto il maggior impulso. I dati al 2003, parlano di circa 2.000 impianti esistenti con una potenza elettrica installata di circa 400 MW.

Circa il 94% degli impianti di biogas operano in codigestione, trattando assieme ai liquami zootecnici altri substrati organici, scarti dell'agroindustria, scarti domestici e della ristorazione, soprattutto colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, barbabietola da foraggio, patate ecc.) e residui colturali. 3

Nel 2007, 3700 impianti operativi con una potenza elettrica installata di circa 1270 MW. Più di 450 SME e 10.000 addetti. Oltre l'80% degli impianti di biogas operano in codigestione (liquami zootecnici + colture energetiche + scarti organici). Nuova incentivazione del Governo tedesco (dal 2009), che ha fissato un prezzo per l'energia elettrica da biogas fino a 27,67(21,5 nei dati più vecchi) centesimi di euro/kWh per 20 anni ed eroga anche un contributo sull'investimento. Incentivato anche il biometano: obiettivo sostituire il 10% del gas naturale entro il 2030.

Biogas in Germania nel 2009

Quantità: 4.334 impianti di biogas

Potenza elettrica installata: 1.597 Megawatt (~ 1,6 Gigawatt)

Produzione di corrente: 12,0 Mrd. Kilowattore = corrente

per più di 3,45 Mio. abitazioni

Superficie agricola: ca. 500.000 ha per il biogas

Immissione nella rete del gas: 24 impianti da immissione (100 Mio. m³/a)

Distributori di biogas: 1 in funzione, altri progettati

Posti di lavoro: ca. 11.000

2.4.2 Austria

In Austria sono operativi 290 impianti di codigestione che producono da 90 a 137 milioni di metri cubi di biogas all'anno. L'energia prodotta viene pagata fino a 16,50 centesimi di euro/kWh. Anche nel nostro Paese gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (certificati verdi) e l'evoluzione nella politica ambientale (Conferenza di Kyoto) sulla riduzione dei gas serra possono dare un nuovo impulso alla digestione anaerobica.

2.4.3 Italia

Nel 2003 la produzione di biogas in Italia era di 201.000 tep – tonnellate equivalenti petrolio (circa 2,3 TWh, vale a dire 1 miliardo di kWh – stime EurObserv'ER). Ben poco rispetto al fabbisogno complessivo di energia elettrica dell'Italia che nel 2003 è stato di 320,7 TWh (l'offerta di energia rinnovabile era nel 2004 inferiore al 15% della richiesta).

Oltre un terzo del biogas proviene dal trattamento dei rifiuti solidi urbani nelle discariche (89 impianti per circa 128 MW di potenza installata); 257 sono gli impianti alimentati a biomasse o rifiuti collegati alla rete elettrica censiti all'inizio del 2004 da Grtn (il gestore del sistema elettrico), con una crescita del 21,8% rispetto all'anno precedente.

Tra questi vi sono solo 10 impianti da biogas alimentati con deiezioni animali (per una potenza efficiente netta di 3,4 MW). È una minima quota rispetto alle potenzialità del nostro Paese. Nel 1999 questi impianti erano infatti già 72 (Piccinini, 2004), di cui 5 centralizzati e 67 aziendali (suddivisi tra semplici impianti a freddo e impianti a temperatura controllata). Quasi la totalità è localizzata nelle regioni del Nord (39 in Lombardia, 7 in Emilia-Romagna, 12 in Trentino-Alto Adige).

Rispetto al 2003 -2004 i dati aggiornati contano a 358 gli impianti operativi in Italia di cui :

197 alimentati con effluenti zootecnici scarti organici e colture energetiche;121 con fanghi di depurazione civili;10 con FORSU;30 con reflui agro-industriali .

Recupero biogas da discariche RU:141 impianti con circa 210 Mwe

3 QUADRO NORMATIVI ED INCENTIVI A SOSTEGNO DELLE ENERGIE RINNOVABILI

3.1 Incentivi a sostegno delle energie rinnovabili

Il biogas è indicato dall'U.E. tra le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas) che possono garantire non solo autonomia energetica, ma anche la riduzione graduale dell'attuale stato di inquinamento dell'aria e quindi dell'effetto serra. Per il 2010 il Parlamento Europeo ha proposto per l'U.E. l'obiettivo che le fonti energetiche rinnovabili coprano il 15% dell'energia utilizzata. Allo stato attuale le fonti energetiche rinnovabili sono meno del 6% con un tasso di crescita molto basso. La produzione di energie rinnovabili al fine del raggiungimento degli obiettivi fissati gode di molti incentivi che attualmente sono riassunti in quattro meccanismi fondamentali:

I certificati verdi (CV) „sistema che recentemente ha avuto una serie di novità introdotte dal Collegato alla Finanziaria 2008" (D.L. 159/07 come modificato dalla legge di conversione 222/07), dalla Finanziaria stessa (L244/07), dal D.M. 18/12/08 e dalla legge 23/7/09 n°99; per le energie da biomasse;

Conto energie per il solare fotovoltaico e termodinamico; contributi comunitari, nazionali e regionali, emessi prevalentemente a favore di applicazioni innovative e con varie modalità;

RECS e marchi di qualità, ossia certificazioni volontarie che in Italia sono in fase di avvio.

3.1.1 Certificati verdi

I certificati verdi sono dei veri e propri titoli negoziabili sul mercato elettrico, emessi e controllati dal gestore della rete di trasformazione nazionale (GRTN), aventi lo scopo di incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attestanti la provenienza di tale energia da impianti alimentati da fonti rinnovabili quali: il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Il sistema dei Certificati Verdi è nato con il decreto Bersani (d.l.79/99) che ha imposto a tutti i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, e che immettono in rete

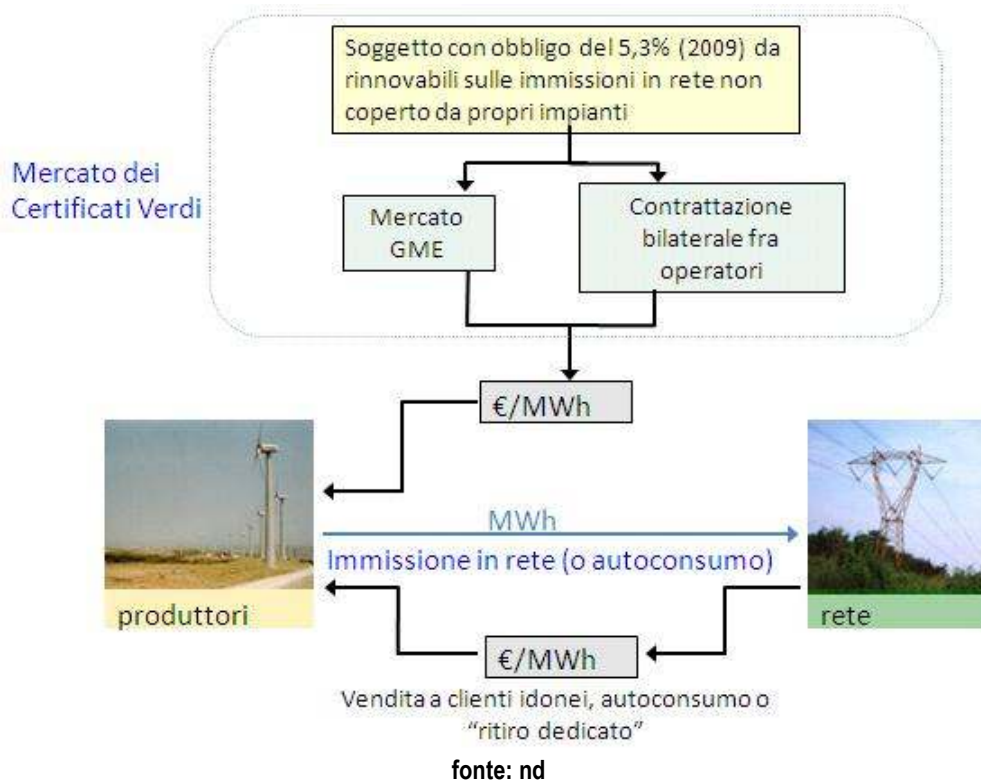
più di 100 kWh/anno, l'obbligo di immettere una quota di energia elettrica prodotta da impianti ad energie rinnovabili pari al 2% a decorrere dal 2001, incrementato dell' 0,35% dal 2004 al 2006

e, con al legge finanziaria 2008 (L. 244/07) dello 0,75% dal 2007 al 2011. Alla fine del periodo si dovrà arrivare ad una quota del 7,55%.

anno	% d'obbligo
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55

La Legge 99/09 trasferisce tale obbligo sui soggetti che concludono con Terna contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo. Per raggiungere tale quota, i produttori di energia da fonte convenzionale acquistano i CV dai produttori di energia rinnovabili. E' nato così un mercato o

Borsa dei CV



La quota di 7.55% sicuramente rappresenta un traguardo difficilmente raggiungibile da parte dei produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili che si vedranno costretti ad acquistare CV da

produttori di energia da FER (fonte di energia rinnovabile)

La regolamentazione dei certificati verdi (CV) ha subito un ulteriore adeguamento con l'approvazione del collegato alla finanziaria 2008, D.lgs. 159/2007. Le principali modifiche riguardano due condizioni per il rilascio dei CV: la prima si riferisce alla provenienza delle biomasse, queste infatti devono essere prodotti o sottoprodotti agricoli, zootecnici o forestali; la seconda cerca di favorire le filiere corte e le intese di filiera.

I contratti di fornitura delle biomasse impongono di non superare i 70 km di distanza fra l'origine della biomassa e l'impianto a biogas. In questo modo, si cerca di massimizzare i benefici ambientali ed economici nei territori dove si realizzano le colture e gli impianti agrienergetici. Verificate le condizioni agronomiche, si ha diritto ad altri incentivi: se l'impianto è superiore a 1 MW, ai fini del riconoscimento del numero dei CV, è possibile moltiplicare per 1,8 l'energia elettrica prodotta nell'anno precedente; se l'impianto è di piccola scala, si può scegliere una tariffa di 0,30 €/kWh comprensiva della vendita energia e dei CV.

La tariffa omnicomprensiva è stata portata a 0.28€/kWh dal precedente 0.30 dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha modificato anche il coefficiente per le biomasse

diverse da quelle da “filiera corta”, portandolo da 1,10 a 1,30. tale legge ha anche eliminato il vantaggio delle dette “filiera corta”

Attualmente dunque, non vi è nulla di vigente e operativo rispetto alla filiera corta. Sia nel caso della Tariffa onnicomprensiva (possibile per gli impianti fino a 1MW), che nel caso dei Certificati Verdi (obbligatorie oltre il MW), tutti gli impianti a biomassa rientrano nella categoria generale delle biomasse: tariffa 28 euro/cent per kWh, coefficiente Certificati Verdi 1,30.

La durata del certificato è stata portata a 15 anni per impianti entrati in esercizio dopo il 2008 e consente l’accumulo degli incentivi pubblici, a condizione che questi non superino il 40% dell’investimento. Il principio sancito dalle leggi finanziarie (L.n. 266/2005 e L.n. 296/2006), che equipara la produzione e la vendita di energia da parte degli agricoltori all’attività agricola connessa, ha generato ulteriori semplificazioni anche nelle autorizzazioni urbanistiche.

Gli impianti a biogas sono considerati a tutti gli effetti tecnologie agricole e pertanto possono sorgere in zone agricole, nel rispetto delle normative proprie di questa tipologia d’area. Tuttavia, la costruzione di un impianto a biogas può richiedere, sotto il profilo amministrativo, l’accordo o il benestare di vari soggetti istituzionali con competenze esclusive sulla gestione del territorio e dei beni sottoposti a vincolo. La loro azione può generare alcune interferenze che possono essere all’origine di variazioni di richieste al progetto, con il conseguente allungamento dei tempi di esecuzione. In Veneto, grazie all’introduzione dello sportello unico regionale, i tempi di attivazione di un impianto si sono ridotti a circa 100giorni.

3.1.2 Qualifica IAFR degli impianti a biogas.

Per quanto riguarda le connessioni fra le politiche a favore delle rinnovabili e i certificati verdi, la garanzia di origine e la qualifica IAFR ,riportiamo di seguito la situazione aggiornata, con le modifiche introdotte dalla Finanziaria 2008, dal D.M. 18/12/08 e dalla legge 23/7/09 n°99, in attesa dei decreti e disposti attuativi dei quali sono stati incaricati ministeri, AEEG e GSE.

Possono ricevere la qualifica IAFR dal GSE quelli impianti che sono entrati in esercizio o entreranno in esercizio in data successiva al 4 aprile 1999 in seguito a potenziamento /ripotenziamento; rifacimento;riattivazione, nuova costruzione; ecc. il GSE provvede all’esame e al riconoscimento della qualifica IAFR attraverso un’apposita commissione di qualificazione.

Una volta che l’impianto è stato qualificato ,il GSE emette 1 certificato verde corrispondente a un quantitativo di energia pari a 50MWh o(multiplo) su comunicazione del produttore circa la produzione da fonte rinnovabile dell’anno precedente, o relativamente alla producibilità attesa nell’anno successivo. Vedremo in seguito come la convenienza economica di un impianto di produzione di biogas dipende molto dalla presenza e dal prezzo dei certificati

3.2 Quadro normativo di riferimento per le filiere a biogas

3.2.1 Principali norme comunitarie:

- Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.
- Direttiva 2003/30/CE sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti.
- Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- Direttiva 2001/80 concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione.
- Regolamento CE n. 1774/2002 del Parlamento europeo recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano.
- Regolamento CE n. 208/2006 della Commissione che modifica gli allegati VI e VIII del regolamento CE n. 1774/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto concerne le norme di trasformazione relative agli impianti di produzione di biogas e di compostaggio e i requisiti applicabili allo stallatico.

3.2.2 Principali norme nazionali:

- Legge finanziaria 2006 (L. 266/2005) e Legge finanziaria 2007 (L. 296/2006).
- Decreto ministeriale 7 aprile 2006 - "Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152".
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 – "Norme in materia ambientale" meglio conosciuto come Testo Unico Ambientale.
- Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – "Attuazione della direttiva 2001/77 relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- Decreto Legislativo 387/2003 "Misure per le tecnologie rinnovabili".
- Decreto Legislativo 217/06 "Revisione della disciplina in materia di fertilizzanti".

3.2.3 Principali norme regionali:

- L.R. 13 aprile 2001 n° 11 Modifica capo VIII dal titolo Energia.
- L.R. 21 gennaio 2000 n° 3 "Nuove norme in materia di gestione dei rifiuti".
- Piano di Sviluppo Rurale deliberazione del 6 febbraio 2007, n. 205 in attuazione del Regolamento (CE) 1698/2005.

3.3 Quadro normativo di riferimento per le energie rinnovabili

- Decreto legislativo 16/3/1999, n. 79: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”.
pubblicato nella "Gazzetta Ufficiale" n. 75 del 31 marzo 1999
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27/9/2001: "sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"
pubblicato sulla "Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee" del 27 ottobre 2001
- Decreto Legislativo 29/12/2003 n°387: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"
pubblicato sul supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale " n. 25 del 31 gennaio 2004 - serie generale
- Decreto del Ministero delle Attività Produttive e dell'Ambiente e Tutela del Territorio 24/10/2005: “Aggiornamento delle direttive per l’incentivazione dell’energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell’articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”
pubblicato nel supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 265 del 14 novembre 2005 - serie generale
- Legge 27/12/2006 n. 296: “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato”. (Legge Finanziaria 2007) estratto articolo 1, commi da 1117 a 1120
pubblicato nella "Gazzetta Ufficiale" n. 299 del 27/12/2006 S.O.
- Decreto legislativo 02/02/2007 n. 26: “Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell’energia elettrica” estratto articolo 1
pubblicato nella "Gazzetta Ufficiale" n. 68 del 23/03/2007 S.O. n. 77/L
- Legge 29/11/2007 n. 222: “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1/10/2007, n.159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l’equità sociale” (Collegato alla Legge Finanziaria 2008), estratto articolo 26 comma 4 – bis
pubblicata nella "Gazzetta Ufficiale" n. 279 del 30/11/2007, S. O. n. 249/L
- Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21/12/2007: “Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi”
pubblicato nella "Gazzetta Ufficiale" n. 16 del 19/1/2008 S.O. n. 1
- Legge 24/12/2007 n. 244: “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato”. (Legge Finanziaria 2008), estratto articolo 2, commi da

136 a 161

pubblicata nella "Gazzetta Ufficiale" n. 300 del 28/12/2007 S.O.

- Legge 2/8/2008, n. 129 “*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 3 giugno 2008, n.97, recante disposizioni urgenti in materia di monitoraggio e trasparenza dei meccanismi di allocazione della spesa pubblica, nonché in materia fiscale e di proroga dei termini*”, estratto articolo 4-bis, comma 7
pubblicata nella "Gazzetta Ufficiale" n. 180 del 02/08/2008
- Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 18/12/2008: “*Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n.244*”
pubblicato nella "Gazzetta Ufficiale" n. 1 del 02/01/2009 - serie generale
- Legge 30 dicembre 2008, n. 210 “*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 novembre 2008, n.172 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania, nonché misure urgenti di tutela ambientale*” pubblicato nella “*Gazzetta Ufficiale*” n. 2 del 03/01/2009
- Legge 23/07/2009 n. 99 “*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*”, estratto articoli 27, 30 e 42
pubblicata nella "Gazzetta Ufficiale" n. 176 del 31/07/2009 S.O n.136/L.

Fonte :www.gse.it

PARTE II : ANALISI ECONOMICA DÌ IMPIANTI A BIOGAS

In questa parte del lavoro si intendono descrivere gli indicatori considerati per valutare gli effetti macroeconomici e la convenienza economica di impianti o filiere a biogas. Tuttavia tali filiere agri-energetiche, per la loro ancora relativamente limitata diffusione ,generano effetti abbastanza limitati.

4 Effetti macro-economici generati dagli impianti a biogas

Tra gli effetti generati dagli impianti a biogas e filiere di biogas quelli di maggiore interesse derivano da: gestione e costi di smaltimento dei reflui con relativi effetti sull'ambiente; maggiore reddito del settore; occupazione; la sostituzione del gasolio equivalente; la riduzione di immissione di CO₂

4.1 Gestione e costi di smaltimento dei reflui con i relativi effetti sull'ambiente.

L'impatto dei reflui zootecnici sull'ambiente deriva non tanto dalle loro caratteristiche chimiche, quanto dalla modalità di smaltimento e riutilizzo agronomico. Il monitoraggio degli impianti di digestione anaerobica a servizio delle aziende agricole dimostra come questi possono contribuire al mantenimento o al ripristino di un corretto rapporto zootecnia-ambiente, principalmente attraverso la valorizzazione energetica dei liquami prodotti negli allevamenti zootecnici e, secondariamente, con il controllo delle emissioni maleodoranti e con la stabilizzazione dei reflui zootecnici (CRPA, 2008).

Al termine del processo di digestione anaerobica si ottiene un sottoprodotto che può trovare un interessante riutilizzo agronomico tal quale, o come compost, e che può essere più facilmente stoccato e trasportato. Il trattamento anaerobico non riduce significativamente il carico di azoto dei reflui zootecnici; anzi, laddove si integra il rifornimento del digestore anaerobico con colture energetiche dedicate, si va incontro ad un aumento nel residuo organico.

Pertanto, i benefici apportati dalle filiere del biogas influiscono soprattutto nella gestione dei reflui, che, dopo essere stati trattati anaerobicamente, possono essere riutilizzati in agricoltura al posto dei fertilizzanti chimici. Indagini svolte sulla gestione dei reflui zootecnici attraverso la digestione anaerobica (tabella 1) hanno

dimostrato come questa incida positivamente sul conto economico delle aziende zootecniche.

Lo smaltimento del liquame suinicolo ha un costo che può incidere considerevolmente su quello finale della carne e tale onere è determinato soprattutto dalle spese di trasporto del liquame, che tende ad aumentare al crescere della distanza tra la stalla e i luoghi di spargimento. infatti ci sono molti vantaggi nell'attivare filiere corte (distanza tra luogo di produzione delle biomasse da avviare alla digestione anaerobica e l'impianto digestione inferiore a 70km.)

Tipo trattamento	Liquame trattato(€/m ³)	Carne prodotta(€/kg)
Rimozione biologica dell'azoto In impianto(SBR)	6.0	0.18
Rimozione biologica dell'azoto In impianto assistito da un trattamento di Digestione anaerobico della frazione addensata	2.4	0.07

Tabella 1 - Incidenza del costo di smaltimento dei liquami suinicoli per chilogrammo di carne prodotta

Fonte: Bonazzi (CRPA, 2003).

4.2 Maggiori redditi del settore zootecnico

Il settore zootecnico, grazie alla riforma delle politiche agricola, energetica ed ambientale, trae numerosi vantaggi dalla filiera del biogas, consentendo di integrare il reddito agricolo convenzionale con la produzione di energia.

Un impianto a biogas a servizio di un'azienda agricola genera numerosi benefici economici, come evidenziato nella tabella 2.

Benefici economici	€/KWh
Autoconsumo aziendale di energia elettrica Mancati costi	0,1355
Vendita energia elettrica alla rete elettrica nazionale ¹ - Produzione energia < 500 kWh/anno - Produzione di energia compresa fra 500 kWh/anno e 1 MWh/anno - Produzione energia > 1MWh/anno	0,0964 0,0812 0,0712
Vendita del certificato verde ²	0,137
Utilizzo aziendale dell'energia termica Mancati costi: - Metano - Gasolio - GPL	0,062 0,083 0,130
Vendita energia termica tramite rete di teleriscaldamento	0,025

Tabella 2 - Benefici economici generati dalle filiere a biogas (anno di riferimento: 2007)

Fonte: GSE,2008

L'energia prodotta da fonti rinnovabili, attualmente su richiesta del produttore, viene ritirata dai gestori di rete al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta dall'acquirente unico alle imprese distributrici, quindi le possibili destinazioni dell'energia prodotta sono le seguenti:

1) Al mercato:

- vendendo l'energia ad un cliente finale idoneo o un grossista tramite contratto bilaterale
- vendendo l'energia in borsa

2) Richiedere **al gestore di rete** cui l'impianto è connesso il ritiro dell'energia elettrica prodotta. Esiste una precisa convenzione stipulata da Federenergia, Enel Distribuzione, GSE, Acquirente Unico e associazione dei produttori che ha lo scopo di definire le modalità tecniche, economiche e contrattuali per il ritiro dell'energia elettrica.

Tale convenzione è di durata annuale e rinnovabile e per il proprio territorio il produttore cede al gestore di rete tutta l'energia elettrica prodotta al netto di quella autoconsumata.

4.3 Occupazione

L'espansione, avvenuta solo di recente, delle filiere a biogas in Italia non consente di avere informazioni dirette e consolidate sulle ricadute che tali filiere generano in termini occupazionali. Tuttavia, è logico aspettarsi un aumento dell'occupazione nei settori agro-zootecnico e delle industrie a valle, come è avvenuto negli altri paesi d'Europa che vantano una più lunga esperienza nel

biogas. Per la Germania (dati del 2007) si è stimata, per gli oltre 3.000 impianti collegati a filiere zootecniche ed agri-energetiche, una potenza installata di circa 700 MW. Le ricadute sull'occupazione per questo paese sono state calcolate in 6.000 addetti impiegati, pari a 8,5 occupati per MW installati (Piccinini, 2008); nel settore operano circa 250 imprese prevalentemente di piccole-medie dimensioni (2,8 MW/impresa) I dati aggiornati al 2008 stima il numero di impianti operativi a oltre 3700 con una potenza installata i circa 1270MW stima inoltre a circa 450 il numero di piccole medie imprese operante nel settore con circa 10000 addetti impiegati pari a 7.8 occupati per MW installato.

Nell'ambito di una ricerca finalizzata allo studio dei progetti sulle bioenergie in Europa, l'*International Energy Agency* (IEA) ha effettuato una stima del

fabbisogno occupazionale generato dalle filiere bioenergetiche che consente un'interessante comparazione tra le diverse rinnovabili. Dalla figura 1 si evince che il biogas genera 20 posti di lavoro ogni 100 GWh. La tipologia di impiego

tiene in considerazione tutti i processi necessari per la realizzazione e il funzionamento degli impianti: dalla progettazione, alla costruzione, funzionamento ordinario fino alla manutenzione.

Al di là dei risultati delle stime che possono essere effettuate sulla scorta di queste fonti informative, va sottolineato che i benefici occupazionali di queste filiere si concentrano nelle aree rurali e consentono un'occupazione non stagionale in agricoltura, settore che registra un progressivo invecchiamento e una flessione nel numero degli occupati

4.4 La sostituzione gasolio equivalente

La tabella 3 proposta dal Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), agenzia tedesca che si occupa delle materie prime rinnovabili, evidenzia che il metano ottenuto dalla purificazione del biogas (processo di *upgrading*) è il combustibile per autotrazione con le migliori rese energetiche in termini di biocarburante, superiore di oltre tre volte quelle degli altri tipi di carburanti. Questo dato conferma i benefici economici ed ambientali portati dalle filiere del biogas.

Tipo di carburante	Resa annuale in carburante per ha (MWh/ha/a)	Gasolio e benzina equivalente (litri)
Olio vegetale	14,3	1.420
biodiesel	14,3	1.410
bioetanolo	15,1	1.690
biometano	49,8	4.980

Tabella 3 - Resa annuale di carburante per ettaro

4.5 riduzione di immissione di CO₂

Uno dei vantaggi dell'uso del biogas deriva dal fatto che la CO₂ prodotta dalla combustione del metano ricavato dalla sua produzione permette quasi di pareggiare il bilancio dell'anidride carbonica emessa in atmosfera: infatti, la CO₂ emessa dalla combustione del biogas è la stessa CO₂ fissata dalle piante (o assunta dagli animali in maniera indiretta tramite le piante), al contrario di quanto avviene per la CO₂ emessa ex-novo dalla combustione dei carburanti fossili(carbone,gas naturali).

Ulteriore vantaggio ecologico nell'utilizzo del biogas, è quello di impedire la diffusione nella troposfera del metano emesso naturalmente durante la

decomposizione di carcasse e vegetali: il metano è infatti uno dei gas-serra più potenti ed è quindi auspicabile la sua degradazione in CO₂ e acqua per combustione. L'emissione di 1 kg di CH₄, in un orizzonte temporale di 100 anni, equivale ad emettere 21 kg di CO₂.

La realizzazione dei digestori anaerobici e la conseguente valorizzazione energetica del biogas contribuisce in maniera concreta a risolvere alcuni problemi che gravano sulle aziende agricole, perché la digestione anaerobica abbatte i cattivi odori e facilita la gestione dei reflui zootecnici. Inoltre rappresenta una delle “fonti rinnovabili” più utilizzate per la produzione di energia elettrica e calorica. (Analisi_ economico-ambientale_impianati).

5.1 Definizione

Una filiera a biogas può essere definita come una rete di aziende organizzate attorno ad un o più impianti a biogas ciascuna avendo una funzione ed un obiettivo specifico. Come detto nel capitolo precedente un impianto a biogas o una filiera a biogas ,offre alle aziende del settore agricolo e zootecnico un modo sicuro per : ridurre significativamente i costi di produzione della carne; diventare autosufficiente nella produzione di energia elettrica e termica ; integrare il reddito aziendale vendendo la quantità di energia in più alla rete elettrica locale o nazionale. Le filiere a biogas attivabili sono tante e dipende molto dagli obiettivi delle aziende e dalla disponibilità delle biomasse da avviare a digestione. Le filiere a biogas sono divise in 2 grandi categorie:

la filiera corta(le biomasse da avviare a digestione sono prodotte in un raggio di 70 chilometri dal l'impianto); la filiera lunga.

Sulla base di alcune ricerche svolte è possibile affermare che un' azienda zootecnica che vorrà organizzare i propri fattori produttivi al fine di attivare con successo una filiera a biogas potrà basarsi su tre modelli gestionali:

1. Rifornendo un impianto di digestione anaerobica esterno all'azienda agricola,
2. Realizzando un impianto semplificato a biogas che funzioni con gli scarti aziendali ,
3. Organizzando l'azienda con lo scopo di massimizzare la produzione e la vendita di energia.

5.2 Possibili filiere attivabili

La produzione di energia rinnovabile dal recupero di substrati organici, fino a poco tempo fa, è stata marginale nella realtà agro-zootecnica, e le relative competenze venivano demandate soprattutto alle grandi industrie produttrici di impianti. Negli ultimi anni, però, lo scenario si è modificato radicalmente soprattutto a seguito dell'introduzione del concetto della *co-digestione*, ovvero la miscelazione di biomasse dedicate e/o scarti agroindustriali con effluenti zootecnici, e dei significativi incentivi dati sulle energie rinnovabili.

Ciò ha comportato un notevole impulso per la realizzazione di impianti di digestione anaerobica e un rinnovato interesse per le applicazioni idonee alle aziende agro-zootecniche. Gli scenari che possono essere attuati sono molteplici, ed ognuno può portare a risultati economici ed a conseguenze diverse sull'assetto organizzativo dell'azienda.

5.2.1 Il modello del conferimento delle biomasse ad un impianto di biogas esterno all'azienda

In questo caso l'azienda agricola gioca un ruolo secondario nella filiera a biogas; l'agricoltore non realizza l'investimento, ma attraverso un accordo concertato con il gestore di un impianto a biogas vicino, conferisce al digestore gli scarti agro-zootecnici. Il vantaggio economico di questo modello è legato alla riduzione dei costi di smaltimento degli scarti agricoli e dei reflui zootecnici. La diffusione di accordi di questo tipo potrebbe generare positive ricadute ambientali, soprattutto nelle aree sensibili al problema dello spargimento dei reflui zootecnici.

Per favorire la diffusione di queste filiere occorre prevedere una semplificazione burocratica, in modo da facilitare il trasporto della biomassa e la realizzazione di accordi fra i diversi soggetti della filiera. Gli impianti che raccolgono gli scarti possono avere dimensioni superiori a 1 MW di potenza ed essere alimentati con fanghi di depurazione civile, con la frazione organica dei rifiuti solidi urbani e con scarti delle lavorazioni agro-industriali e zootecniche. In Europa sono diffusi numerosi impianti di questo tipo e in molti casi gli stessi agricoltori in forma associata si fanno promotori della costruzione dei digestori anaerobici.

5.2.2 Il modello dell'impianto semplificato al servizio dell'azienda agricola

In questo caso ci si pone l'obiettivo di valorizzare gli scarti delle produzioni agricole attraverso la realizzazione di un impianto a biogas con caratteristiche tecniche tali da non prevedere elevati investimenti e non provocare sconvolgimenti nella struttura aziendale. Il modello organizzativo si basa su una modifica delle coperture delle vasche di stoccaggio dei reflui zootecnici o, dove questo non sia possibile, sulla realizzazione di digestori anaerobici di modeste dimensioni. In questo modo, anche

se non è ottimale il processo digestivo e i sistemi di coibentazione riducono le rese dell'impianto, l'agricoltore è in grado di migliorare la gestione dei reflui zootecnici e di differenziare la produzione agricola. L'energia elettrica prodotta da impianti di piccola taglia (da 30 a 100 kW) consente ugualmente la produzione di certificati verdi, garantisce l'autosufficienza energetica per l'azienda e permette la vendita dell'energia in eccesso.

5.2.3 Il modello dell'azienda agri-energetica

Il terzo modello proposto implica una forma di specializzazione produttiva da parte dell'agricoltore che deve esplicitamente orientare le produzioni agricole verso quelle energetiche. Per fare questo, occorre rifornire correttamente il digestore anaerobico, in modo da massimizzare la produzione di energia, i cui ricavi servono a recuperare gli elevati investimenti iniziali. Per stabilizzare ed aumentare la produzione del biogas si pratica la codigestione dei reflui zootecnici con altri substrati organici, quali le colture energetiche e/o gli scarti industriali.

L'interesse che spinge gli operatori verso questo modello di filiera è costituito principalmente dal fatto che la vendita di energia elettrica e termica, unitamente ad eventuali introiti ricevuti dai produttori del rifiuto organico utilizzato come cosubstrato, può portare ad un reddito netto che in alcuni casi supera quello dell'attività agricola. La tecnologia disponibile è affidabile ma molto costosa e richiede la presenza in azienda di personale adeguatamente formato.

I rischi principali per l'agricoltore sono legati al fatto che la remuneratività dell'investimento è sensibile alle variazioni di alcuni voci di costo (prezzo dei cereali insilati) e di alcune voci di ricavo (prezzo dell'energia elettrica e prezzo dei certificati verdi). La scelta di operare in codigestione, per massimizzare e stabilizzare le rese produttive, porta in molti casi ad un aumento del carico azotato e dei relativi costi per smaltire il digestato in maniera adeguata.

A questi modelli se ne aggiunge un quarto, quello del bio-metano. Il biogas può essere anche "purificato" attraverso il processo di *upgrading* per ottenere biometano che successivamente viene utilizzato come carburante o come combustibile per uso domestico. Attualmente gli impianti di questo tipo sono diffusi solo nel nord Europa, dove si segnalano filiere corte gestite direttamente dagli agricoltori.

In Italia esistono qualche impianto di questo tipo; ad esempio la diffusione della rete del metano in Veneto e l'incremento delle vendite di vetture metanizzate portano a non escludere questo tipo di filiera dalla strategia di diffusione delle rinnovabili. (Analisi_economico-ambientale_impianti)

5.3 Costi e ricavi di impianto o filiere di biogas

Il punto di partenza di qualunque analisi economica di progetti sta nel capire quali

sono i flussi di cassa che genera. I flussi di cassa o cash-flows generati da un impianto a biogas saranno il risultato della differenza tra i suoi costi e ricavi

5.3.1 I costi

I costi di un impianto di biogas sono divisi in costi d'investimenti iniziali e in costi di gestione

I costi di investimento iniziali

Il costo sostenuto inizialmente per costruire un impianto di biogas dipende dalle caratteristiche e dal tipo di impianto (di tipo semplificato, completamente miscelato, coibentato e riscaldato ecc.)

variano tra 250 e 700 €/m³ di digestore anaerobico, oppure tra 2500€/kWe e 7000€/kWe installato in cogenerazione.

I costi di gestione

I costi di gestione sono quelli sostenuti durante la vita utile dell'impianto sono suddivisi in costi di gestione ordinaria e costi di gestione straordinaria.

- I costi di gestione straordinari sono periodici e sono necessari al aggiornamento, ripotenziamento del impianto; dipendono anche essi dalle caratteristiche e dal tipo di impianto.
- I costi di gestione ordinaria sono quelli sostenuti durante la normale gestione dell'impianto. Dipendono come gli altri dalle caratteristiche dell'impianto, ma anche dal materiale avviato a digestione (solo effluenti zootecnici, effluenti zootecnici + colture energetiche e/o scarti agroindustriali ecc.).

5.3.2 I ricavi

I ricavi ottenuti da un impianto a biogas provengono dalla vendita dell'energia elettrica al GSE;

dipendono quindi dal prezzo di mercato dell'energia che dal prezzo di mercato dei CV oppure volendo dal prezzo della tariffa omnicomprensiva.

Un'altra fonte di ricavi potrebbe provenire dalla vendita dell'energia termica, da contributi per colture energetiche.

6 ANALISI ECONOMICA

L'analisi economica di un progetto d'investimento consiste nel determinare alla luce dei fattori più caratteristici se è conveniente oppure non realizzare il progetto. I criteri più significativi e maggiormente utilizzati per l'analisi economica di progetti d'investimenti sono: il VAN; il TIR; il BREAK EVENT POINT o tempo di ritorno dell'investimento.

6.1 Criteri di analisi economica

VAN o valore attuale netto

Rappresenta il valore attualizzato, scontato secondo il tasso di interesse e il tempo dei redditi futuri (cash-flows) al netto dell'investimento iniziale. Rappresenta, in sostanza, il capitale totale che rimane all'imprenditore, in un periodo di tempo stabilito dopo aver pagato tutti i costi di produzione e d'investimento, attualizzato al momento dell'investimento. L'importanza del VAN va vista prima come indicatore semplificato che permette di confrontare l'investimento con il profitto; poi come indicatore corretto quando vi è molta incertezza sullo sviluppo futuro di fattori rilevante del progetto

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(\text{redditi}_t)}{(1 + \alpha)^t}$$

α rappresenta il costo opportunità del capital (tasso di rendimento richiesto dagli investitori ad un titolo finanziario che abbia come attività sottostante un'attività simile a quella del progetto in questione.)

TIR o tasso interno di rendimento,

Rappresenta il principale indicatore di redditività e esprime l'interesse al quale l'operazione remunera la somma investita. In realtà il TIR indica anche la propensione al rischio dell'imprenditore. È il tasso di sconto dei redditi futuri che rende nullo il VAN.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(\text{redditi}_t)}{(1 + TIR)^t} = 0$$

BREAK EVENT POINT o tempo di ritorno,

rappresenta il tempo necessario per vedere l'investimento ripagato.

In condizioni di certezza gli investitori cercano di massimizzare il profitto scegliendo progetti con VAN più alto calcolato scontando i cash flow futuro al tasso di interesse privo di rischio. In condizione di certezza il tasso risk-free rappresenta quindi il costo opportunità del capitale per quei investitori. Lo stesso metodo posso essere adottato quando anche quando gli investimenti sono rischiosi (quando vi è incertezza) purché si interpreti il concetto di investimenti comparabili nel senso di investimento appartenente alla stessa classe di rischio.

Ma quando la rischiosità è molto alta agli investitori non basta più scegliere progetti con VAN più alto. Succede che scelgano invece di abbandonare progetti con VAN positivo; investire in progetti con VAN negativo oppure posticipare la decisione di investimento. Nel agire in questo modo sicuramente hanno sicuramente un qualche metodo alternativo. Il metodo di valutazione alternativo si chiama opzione reale.

Le opzioni reali rappresentano l'opportunità di prendere una decisione di investimento dopo aver osservato gli sviluppi futuri della situazione.

Il concetto di Opzione reale viene approfondito di seguito.

6.2 L'APPROCCIO DELLE OPZIONI REALI.

Definizione

Il termine "opzione reale" è stato coniato da Stewart Myers, per definire la sostanziale differenza tra la pianificazione strategica d'impresa e la finanza intesa in senso stretto." La pianificazione strategica ha bisogno dei metodi della finanza. Il calcolo del valore attuale è necessario per verificare l'analisi strategica e viceversa. Tuttavia, le tecniche convenzionali del flusso di cassa scontato tendono a sottovalutare il valore di opzione inerente a linee di attività con redditività crescente.

È necessario estendere la teoria della finanza d'impresa in modo tale da ricomprendervi il trattamento delle opzioni reali[...] (Meyers, 1984). L'approccio delle opzioni è, quindi, l'estensione della teoria delle opzioni finanziarie. Alle attività reali (non finanziarie). Gli investimenti reali sono caratterizzati da "irreversibilità" e "ritardabilità" in maniera del tutto analoga a quanto avviene per gli investimenti finanziari.

L'irreversibilità è dovuta sia alla peculiarità del capitale rispetto ai fattori in cui viene impiegato, sia all'esistenza di vincoli di natura istituzionali: le spese necessarie per realizzare un investimento una volta sostenute, non sono più recuperabili o, quanto meno, lo sono solo in parte.

L'irreversibilità rende l'investimento sensibile non solo all'incertezza sui valori futuri delle variabili decisionali (tassi di interesse, costi operativi, prezzi di mercato dei beni prodotti e degli input necessari alla loro produzione e tempi di investimento), ma anche al grado di stabilità e di credibilità della politica economica.

Gli investimenti caratterizzati da un alto grado di irreversibilità richiedono infatti un'approfondita analisi preliminare per le ingenti immobilizzazioni tecniche e vengono spesso gestiti differendo l'esecuzione di un progetto finché l'incertezza non sia in buona parte risolta, oppure suddividendo l'investimento in più fasi. La ritardabilità dell'investimento, intesa come la possibilità di procrastinare una decisione di investimento, anche se non realizzabile, rappresenta in buona sostanza un costo opportunità: ritardare una decisione potrebbe favorire le azioni dei concorrenti ma, al tempo stesso, permettere di acquisire nuove informazioni sulle variabili chiave.

In tal senso, l'irreversibilità e la ritardabilità rendono una opportunità di investimento molto simile ad una call option finanziaria che garantisce il diritto di procrastinare la decisione di acquisto in attesa dell'evoluzione del mercato. L'esercizio di una call option inoltre è un'azione irreversibile: una volta esercitata, l'opzione stessa ed il premio pagato non sono più recuperabili.

Le attività reali ed in particolare le decisioni di investimento sono generalmente molto complesse e verosimilmente si attuano nell'area di interdipendenza strategica tra scelte multiple e singoli progetti: le opzioni finanziarie da sole non sono in grado di fornire una rappresentazione della realtà strategica d'impresa.

Gli odierni mercati richiedono di prendere importanti decisioni d'investimento in condizioni di forte incertezza. Coloro che sono chiamati a prendere tali decisioni dovrebbero analizzare i mercati in termini di genesi e di evoluzione dell'incertezza e aprire il più possibile il cono dell'incertezza, poiché l'incertezza crea opportunità e, quindi, valore (Amram e Kalatulaka, 1999).

In un mercato soggetto a continui e spesso repentini cambiamenti e caratterizzato dall'incertezza e dall'interazione competitiva fra più soggetti, i flussi di cassa realizzati potrebbero differenziarsi in modo significativo da quelli che il decisore o l'analista, avevano preventivato inizialmente.

Nel momento in cui giungono nuove informazioni e l'incertezza relativa alle condizioni di mercato può considerarsi risolta, la gestione dell'investimento potrebbe "cambiare rotta" e la "flessibilità strategica" potrebbe essere presa in considerazione al fine di garantire rendimenti più elevati o di limitare le perdite. Il tradizionale calcolo del valore attuale netto non può essere considerato la rappresentazione più significativa del valore di un progetto nel caso in cui il contesto sia mutevole e la tecnologia sia flessibile.

"In pratica sembra che molti decisori si rendono già conto che vi è qualcosa di sbagliato nella semplice regola del valore attuale netto (*NPV*) così come viene comunemente intesa, si rendono cioè che l'attesa di ulteriori informazioni può creare valore e che questo valore non viene riflesso dal calcolo tradizionale del valore

attuale netto. spesso ,in effetti, i manager non si accontentano di un mero valore positivo valore attuale netto[...] .può accadere che i manager si rendono conto che le opzioni di un impresa sono preziose e che è opportuno tenerle aperte”(Dixit e Pindyck,1995).

6.3 Potenziale delle opzioni reali

“la pianificazione strategica ha bisogno dei metodi della finanza. Il calcolo del Valore attuale è necessario per verificare l’analisi strategica e vice versa. Tuttavia, le tecniche convenzionali del flusso di cassa scontato tendono a sottovalutare il valore d’opzione inerente a linee di attività con redditività crescente. E necessario estendere la teoria della finanza d’impresa in modo da ricomprendervi il trattamento delle opzioni reali.(Myers,1984,pag13)

In senso stretto ,l ‘approccio delle opzione reali è l’estensione della teoria delle opzione finanziarie sulle attività reali.”un opzione(CALL) è il diritto, ma non l’obbligo,di fare una certa cosa (investire) in futuro. Le opzioni hanno valore quando vi è INCERTEZZA. ad esempio un’opzione negoziata nel mercato finanziario dà al compratore l’opportunità di acquistare un titolo azionario al prezzo specificato a una data specificata e sarà ESERCITATA soltanto se a quella data il prezzo del titolo supera quello specificato dal contratto d’opzione.”

Mentre le opzione finanziarie sono specificate dettagliatamente nel contratto,le opzioni reali incorporate in investimenti strategici devono essere individuate e specificate.

Molti investimenti strategici danno luogo alla possibilità di cogliere successive e ulteriori opportunità di investimento. In quanto gli odierni mercati richiedono di prendere importanti decisioni di investimento in condizioni di forte incertezza su molti parametri rilevanti. coloro che sono chiamati a prendere tali decisioni dovrebbero analizzare i mercati in termini di genesi e di evoluzione dell’incertezza e aprire il più possibile il cono dell’incertezza,poiché l’incertezza crea opportunità e quindi valore.

In un mercato soggetto a continui e spesso repentini cambiamenti e caratterizzato dall’incertezza e dall’interazione competitiva fra più soggetti, il flussi di cassa che si realizzano potrebbero differenziarsi in maniera significativa da quelli che il decisore o l’analista, avevano preventivato inizialmente.

Nel momento in cui giungono nuove informazioni e l’incertezza relativa alle condizioni di mercato può considerarsi risolta, la gestione dell’investimento potrebbe “cambiare rotta” e “la flessibilità strategica “potrebbe essere presa in considerazione al fine di garantire rendimenti più elevati o di limitare le perdite.

Il tradizionale calcolo del valore attuale netto non può essere considerato la rappresentazione più significativa del valore di un progetto nel caso in cui il contesto sia mutevole e la tecnologia sia flessibile, ovvero qualora l’intervento manageriale

possa aver luogo senza aumentare in maniera significativa i costi di produzioni

Quindi l'opportunità d'investimento iniziale può essere vista come una sequenza di flussi di cassa (cash flows)+ un insieme di opzioni.

L'approccio delle opzioni reali fornisce ai responsabili della gestione un strumento di decisione e di valutazione il cui impiego rappresenta una buona gestione del progetto. "[...] è un modo di pensare e fa parte di una grande ondata di cambiamenti che investe i mercati finanziarie dei prodotti in genere e impone ai dirigenti di creare valore tramite la gestione degli investimenti strategici in un mondo incerto[...]"(Amram Kulatilaka,1999).

Ragionare in termine di opzioni, è fondamentale quando si progettano investimento e si sviluppa una visione strategica d'impresa: permette di riflettere sulla aleatorietà e sull'influenza che essa esercita sulle valutazioni al trascorrere del tempo, tenendo conto della natura della natura dell'incertezza e della opportunità di decisioni contingenti.

La teoria delle opzioni reali crea delle connessioni fra le analisi a livello di progetto degli investimento e la versione strategica d'impresa, fornendo un quadro integrato che mette in relazione il valore di un progetto con il valore di mercato dell'impresa. A livello di progetto la teoria delle opzioni reali fornisce il framework all'interno del quale aggregare il valore del progetto, il rischio e la struttura necessaria per gestire l'esposizione al rischio(gli eventi esterni si possono tradurre in profitti e in perdite).tale aggregazione è in grado di porre in evidenza il modo in cui l'incertezza può influenzare il valore del progetto.

Gli investimenti strategici pongono al decisore una serie di quesiti relativi da un lato, alle tipologie di opzioni che possono contraddistinguere un progetto e dall'altro alle condizioni che devono verificarsi perché abbia senso continuare a investire, ampliare o abbandonare il progetto.

Le opzioni reali forniscono un metodo di valutazione degli investimenti coerenti con la prassi, ormai consolidata, delle valutazioni effettuate nei mercati finanziari e si avvale degli input e dei concetti propri dei mercati finanziari(ad esempio la Contingent Claim Analysis e il modello di Blake and Scholes) per valutare payoff di natura complessa, relativi alle attività reali. La teoria delle opzioni reali, fornisce, in tal senso ,uno strumento valido per la creazione, la valutazione e l'attuazione di una strategia disciplinata , che rifletta pienamente le informazioni e le opportunità create dei mercati finanziari.

Le opzioni reali consentono, inoltre,una stima più oggettiva del rischio. Il rischio rilevante è espresso dalla volatilità dei rendimenti dell'attività sottostante e tale parametro è desumibile direttamente dal mercato. Il metodo delle opzioni reali pone l'accento sul rischio totale. Altri strumenti finanziari quali, il *DCF* o il *NPV* , adottano un tasso di sconto aggiustato per tener conto del rischio sistematico dell'investimento. Il rischio sistematico tuttavia è, solo una componente del rischio totale, somma del rischio sistematico e del rischio specifico o privato , ed è costituito dalla correlazione fra il valore di un attività e il sistema economico in

generale(CAPM,Capital Asset Pricing Model).

6.4 Categorie di opzioni

Le opzioni reali ,in base al tipo di flessibilità che generano , possono essere suddivise in quattro grande categorie:

6.4.1 Le opzione di investimento e disinvestimento

possono modificare anche sensibilmente, la configurazione di un attività(espansione,contrazione) fanno riferimento ai tempi di investimento e sono responsabili delle modifiche da apportare all'insieme delle strategie imprenditoriali.

a)Le opzioni di differimento

L' opzione di differimento attiene alla decisione relativa al momento in cui attuare effettivamente il progetto di investimento. Tale opportunità può sorgere quando si ritiene che l'inizio di un progetto d'investimento, cioè la sua implementazione ,possa essere posticipato nel tempo senza, per questo mettere a repentaglio la fattibilità tecnica o la posizione di mercato dell'impresa.

Tale opzione offre a l'impresa la possibilità di utilizzare in futuro risorse già attivate e permette di differire nel tempo la realizzazione di una iniziativa, senza per questo perdere l'opportunità creatasi; per questo è assimilabile ad una opzione call americana l'opzione di differimento può essere interpretata come un'estensione del concetto di costo opportunità del capitale: la decisione di investire al tempo $t=0$ implica , di fatto la rinuncia alla possibilità di intraprendere un simile investimento e di posticipare l'attuazione del particolare progetto di investimento in un momento futuro,considerato economicamente più vantaggioso.

In quel modo, la decisione "uccide " la possibilità di conoscere l'evoluzione delle variabile incerte. La flessibilità di differire un investimento o di decidere il momento in cui iniziare la realizzazione di un progetto,una volta raccolte ulteriori informazioni, ha un valore positivo che determina un valore attuale esteso, nel senso sopra definito ($VAN + OPZIONE$),anche qualora il progetto, se intrapreso immediatamente ,avesse un valore attuale netto statico negativo.

Questo tipo di flessibilità garantisce infatti al decisore la possibilità di attendere , nell'attesa che parte dell'incertezza sia risolta, e che effettuare l'investimento (e quindi esercitare la propria opzione) solo nel caso in cui il valore del progetto risulti essere superiore al costo di investimento,evitando di incorrere in perdite qualora lo scenario evolvesse in maniera sfavorevole .

6.4.2 Le opzioni operative

Sono le opzioni che determinano la flessibilità necessaria per reagire all'incertezza durante l'utilizzazione o la gestione di una risorse

a)Le opzioni di espansione

L'opzione di espansione è la possibilità di aumentare la "scala" di un progetto di investimento, e viene esercitata soltanto se i futuri sviluppi di mercato si rivelano (o si ipotizzano) essere positivi. ad esempio nel caso del lancio di un nuovo prodotto sul mercato, il management potrebbe decidere di aumentare il tasso di produzione del bene e, quindi, di espandersi a fronte dell'avvenuta diminuzione del costo delle materie prime.

L'opzione di espansione conferisce il diritto, ma non l'obbligo, di attuare ulteriori investimenti qualora si presentino condizioni di mercato sfavorevoli, allo scopo, ad esempio, di accrescere il livello di produzione. È chiaro, conseguentemente che il valore di un progetto che gode di questa opportunità è superiore a quello di un che ne è privato (Copeland, Murrin e Koller, 1998).

L'opportunità di investimento che si genera con un'opzione di espansione può essere considerata, pertanto, come la somma del valore di base del progetto (il suo valore attuale netto) e di una opzione call sugli investimenti futuri. La sua esistenza assume un'importanza strategica nel caso in cui il suo esercizio permetta all'azienda di autofinanziarsi con i proventi derivati dallo sfruttamento delle opportunità future

b)L'opzione di conversione

L'opzione di conversione è la possibilità di scegliere tra modi di operare alternativi nel corso della vita utile di un progetto di investimento. Si tratta di scegliere il miglior uso alternativo che il progetto può avere, realizzando il massimo tra il valore del progetto nel suo uso attuale ed il valore dello stesso nello stato d'uso alternativo (Micalizzi, 1997). In alternativa si può presentare al management l'opportunità di cambiare gli attuali input a favore di input economicamente più vantaggiosi, come nel caso della scelta di fonti energia alternativa. L'esercizio di questo tipo di opzione può risultare cruciale qualora l'azienda voglia adottare una strategia ottimale degli usi alternativi delle risorse a disposizione

6.4.3 Le opzioni strategiche in un contesto competitivo;

sono le opzioni relative alla scelta strategica del momento di adozione di nuove tecnologie, in grado di creare una barriera d'entrata per potenziali concorrenti.

6.4.4 Le opzioni contrattuali.

Sono clausole specifiche che modificano il profilo del rischio che grava sul

possessore del attività.

a)Le opzioni di abbandono

L'opzione di abbandono evidenzia l'importanza di un atteggiamento attivo da parte del management, che deve essere in grado di cogliere tutti gli elementi di flessibilità che la struttura e le caratteristiche del progetto presentano. Durante la fase iniziale di valutazione del progetto di investimento è necessario che il management riconosca e valuti correttamente il valore rappresentato dall'opportunità di recuperare parte dell'investimento nel caso di abbandono del progetto. Le opzioni di abbandono fanno riferimento, pertanto, alla possibilità estrema di dismettere il progetto di investimento in corso di opera.

Generalmente, per esercitare le opzioni di abbandono, è necessario che il progetto abbia generato degli assets vendibili a terzi. Le opzioni di abbandono devono essere esercitate quando, ad esempio, si verifica la mancata convenienza a proseguire la gestione dell'iniziativa progettuale, in modo da evitare di continuare a sostenere elevati costi fissi.

b)L'opzione di sospensione temporanea

L'opzione di sospensione temporanea è un'opzione alternativa tra l'opzione di abbandono e quella di differimento. Essa si manifesta quando è tecnicamente fattibile ed economicamente conveniente sospendere temporaneamente la produzione o l'attuazione di determinati processi, nell'attesa che si presentino più favorevoli condizioni di mercato, senza compromettere la possibilità di riavviare tale attività. L'opzione di sospensione assume un ruolo fondamentale nelle strategie di ottimizzazione e nei di ricerca e sviluppo.

La scadenza di tale opzione non è stabilita a priori e il suo esercizio dipende dalla tipologia di investimento, dall'evoluzione del mercato e delle variabili di stato incerte. Va ricordato che l'impresa nel ritardare il momento di abbandono del progetto, incorre in alcune perdite limitate nel breve periodo, lasciandosi, tuttavia, aperte la possibilità (quindi l'opzione) di ricavare profitti qualora si ristabilissero condizioni di mercato favorevoli.

6.5 Quando impiegare le opzioni reali

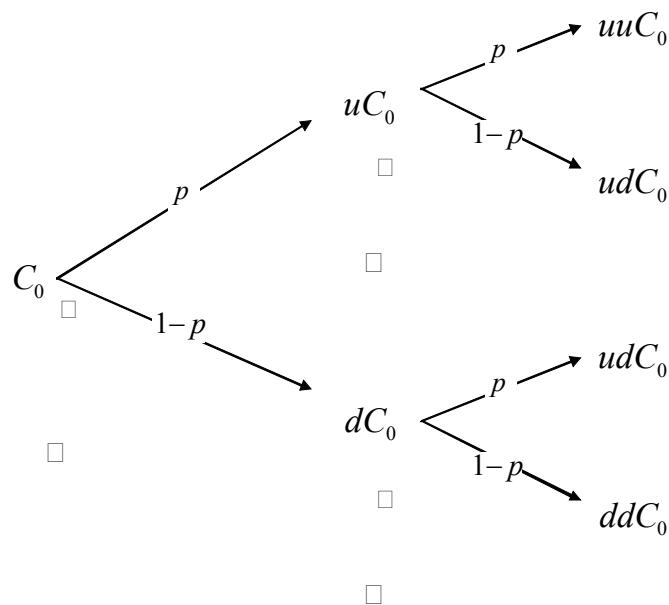
Le opzioni reali sono impiegate:

- quando vi è una decisione d'investimento contingente (variabile);
- quando l'incertezza è talmente elevata da rendere importante l'attesa di ulteriori informazioni prima di effettuare investimenti irreversibili.
- Quando sembra che il valore del progetto venga catturato da possibili opzioni futuri di crescita anziché dal flusso di cassa corrente. (*DCF* o *VAN*).
- Quando l'incertezza è talmente elevata da costringere di prender in considerazione la flessibilità.

- Quando vi sono aggiornamenti di progetti e rettifiche di strategia in corso di opera.

6.6 Modello

Il modello sotto descritto è un modello idoneo al trattamento delle opzioni di differimento in tempo discreto. Per semplicità si ipotizza un arco temporale di 1 anno. si vuole decidere se investire in un determinato progetto (ad esempio un impianto a biogas) il quale genera flussi di cassa aleatori e descritti dal seguente albero binomiale



C_T sono i cash flow generati dal progetto nel corso del tempo. Dove $u > 1$ e $d < 1$ rappresentano l'incremento e il decremento che nel futuro possono avere i cash flows rispetto al valore del periodo precedente, e p , $1-p$ è la distribuzione di probabilità di questi due eventi.

C_0 rappresenta il valore dei cash flows al tempo $t=0$.

Il valore atteso dei cash flow è :

$$E(C_t) = (pu + (1-p)d)^t C_0 = \alpha^t C_0$$

α_t è il tasso di sconto aggiustato per il rischio

I_0 costo iniziale dell'investimento.

Se investo oggi t=0

Il valore del progetto realizzato oggi vale:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(C_t)}{(1 + \hat{\alpha})^t} - I_0$$

$\hat{\alpha}$ rappresenta il costo opportunità del capitale; ossia quanto si guadagnerebbe investendo in progetto appartenente alla stessa classe di rischio.

$E(C_t)$ sono i cash-flows futuri attesi del progetto.

La regola di investimento risulta, investi se e soltanto se

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(C_t)}{(1 + \hat{\alpha})^t} - I_0 > 0$$

Investo dopo 1 anno

Dopo un anno so esattamente con probabilità p o $(1-p)$ in quale punto dell'albero mi trovo

Sono quindi in grado di scegliere in base agli stati di natura se investire e valutare se è stato conveniente differire il progetto.

Dopo 1 anno con probabilità p e $(1-p)$ rispettivamente si otterrà due possibili valori del VAN ;

$p = \frac{(1+r)-d}{u-d}$, rappresenta la probabilità neutrale al rischio.

$$W^+ = \max(VAN(C_0, p), 0)$$

$$W^- = \max(VAN(C_0, (1-p)), 0)$$

Il valore oggi del progetto realizzato dopo un anno ($EVAN$ o $ENPV$) è pari a:

$$ENPV = \frac{pW^+ + (1-p)W^-}{(1 + \hat{\alpha})}$$

E il valore d'opzione ad aspettare 1 anno è pari a:

$$OV = \max((ENPV - VAN), 0)$$

7.1 Ipotesi per l'analisi economica.

Per semplicità di analisi delle convenienza economica di impianti a biogas è opportuno fissare alcune ipotesi ; le più significative sono:

- La produzione di energia elettrica è costante durante la vita utile del progetto ;
- Si utilizza per tutta la vita dell'impianto gli stessi input nelle stesse quantità ;
- gli impianti funzionano alla massima capacità;
- Impianti sotto analisi sono collocati in Italia ed appartengono alle filiere corte;
- impianti sotto analisi hanno potenza inferiore ad 1MWe ,e scelgono la tariffa omnicomprensiva come alternativa a quella determinata dal prezzo di mercato dell'energia + il prezzo di mercato dei CV
- l'analisi è condotta utilizzando 3 anni come possibile periodo di differimento. Risulta infatti che per gli investimenti in biogas i 3 anni sono ragionevole per osservare qualche cambiamento significativo.
- I risultati seguenti sono ottenuti dall'analisi economica di due tipi di impianto per la produzione di biogas: Il primo impianto produce biogas utilizzando solo reflui zootecnici, in tal caso la redditività del progetto dipende soprattutto dal prezzo di mercato dell'energia elettrica e dei CV; il secondo impianto produce biogas utilizzando sia reflui zootecnici che colture energetiche ; anche in questo caso
- La redditività dell'impianto no dipende più soltanto dal prezzo di mercato dell'energia ceduta ma dipende anche dal costo di acquisto o di produzione delle colture energetiche.

7.2 ESEMPIO 1

BIOGAS DA AZIENDA ZOOTECNICA CON SOLI LIQUAMI E LETAMI

In seguito illustriamo un esempio di dimensionamento e analisi di sostenibilità economica di un impianto di produzione di biogas realizzato in un'azienda zootecnica. La potenzialità biometanigena dei soli liquami è, infatti, molto spesso già sufficiente per raggiungere potenze elettriche installate significative. Nel caso illustrato si raggiunge una potenza elettrica di circa 100Kwe.

Impianto è di tipo semplificato: è costituito da digestore anaerobico per la cogenerazione; regime termico mesofili; Tecnica di digestione: Wet (umido)

7.2.1 Descrizione

L'azienda è a carattere zootecnico con produzione di latte alimentare (250 vacche presenti di cui 200 in lattazione e 190 capi in rimonta) e carne suina (250t di peso vivo mediamente presente). La produzione di carne suina avviene ingrassando animali da circa 60-70kg di peso fino a 160kg.

Il dimensionamento dell'impianto è stato fatto considerando di utilizzare tutto il liquame e il letame prodotti. L'azienda dispone già di vasche di miscelazione preliminare al carico, platee, separazione solido-liquido e stoccaggi finali. Tutta l'energia elettrica prodotta viene ceduta al gestore dei servizi elettrici (GSE) e valorizzata con i parametri dalle leggi finanziarie del 2008 con 0,30€/kwh omnicomprensivi per 15 anni, e 2009 con 0,28€/kwh omnicomprensivi per 15 anni.

Matrici utilizzate

matrici	Quantità(t/a)	Sostanza organica	
		t/a	%
Liquame suino	11.952	467	42,2%
Liquame bovino	4.672	548	49,6%
Letame bovino	1.059	90	8,2%
totale	17.683	1.105	100

Caratteristiche del digestore e del biogas prodotto

Volume digestore(m ³)	Carico organico volumetrico (kg Sv/m ³ /gg)	Tempo di ritenzione(gg)	Resa specifica biogas (m ³ /kgSv/gg) ⁽¹⁾	Quantità biogas prodotto (m ³ /anno) ⁽²⁾
1.723	2,0	31	0,41	452.409

⁽¹⁾SV: solidi volatili

⁽²⁾ si considera una percentuale del 63% di metano.

Converzione energetica del biogas prodotto.

Rendimento elettrico (%)	Potenza elettrica installata(kw)	Produzione lordaEE(kwh/a)	autoconsumoEE ausiliari ⁽¹⁾ (kwh/a)	consumoEE digestore ⁽²⁾ (kwh/a)	Produzione EE ceduta alla rete(kwh/a)
32	108	776.870	11.653	62.150	703.068

⁽¹⁾:UENZE elettriche necessarie al funzionamento del cogeneratore.tale produzione non gode del riconoscimento dei CV.

⁽²⁾:Consumi imputabili al carico, ala miscelazione ,allo scarico e alla separazione solido-liquido

Investimenti sostenuti

	Importo(€)	Via utile(anni)	Costo specifico(€/kwe)	Incidenza(%)
Opere civili	184.598,93	20	1.715,61	39
Opere elettromeccaniche	170.481,63	10	1.584,40	36

cogeneratore	111.836,74	8	1.039,38	23
Spes tecniche+imprevisti	11.672,93		108,48	2
totale	478.590,23		44.47,87	100

Costo totale d'investimento 480.000€

Costi di gestione

Costi annuali	Importo(€)	Incidenza(%)
Service cogeneratore	19.421,76	49,4
Manutenzione ordinaria impianto	5.114,45	13,0
Gestione ordinaria impianto	55.955,23	15,1
Analisi chimico fisico	1.200,00	3,2
Spese generali	7.651,25	19,4
Totale	39.342,70	100

Costi di gestione circa l'8,5% dell'investimento iniziale

Manutenzioni straordinarie

Manutenzioni straordinarie	Importo(€)	Annualità
Cogeneratore	55.918,37	8
Impiantistica	85.240,81	10
Totale	141.159,18	

Ricavi annuali	Importo(€)	incidenza
Vendita EE(0.28€/KWh)	196.858,9653	100

7.2.2 Risultati

Lo scopo dell'analisi è cercare di capire se è conveniente investire in un progetto simile a quello precedente.

IL progetto genera flussi di cassa certi

Il primo passo dell'analisi consiste nel valutare la convenienza dell'impianto quando i flussi di cassa da essi generati sono certi per tutta la vita utile.

I_0 è il costo iniziale del progetto

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$$

$$CF_t = \sum_{i=1}^n Q_{ti} \times P_{ii}$$

CF_t sono i cash- flows futuri del progetto.

La regola di investimento risulta, investi se e soltanto se

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 > 0$$

Dalle caratteristiche dell'azienda e dal tipo di impianto in esame, l'unica fonte di rischio per il progetto è determinata dalla variabilità della tariffa omnicomprensiva. Si ipotizza che la tariffa rimanga fissa per tutta la durata del progetto. fissa la tariffa anche i cash flow futuri sono fissi.

$I_0 = 478590,23$ costo iniziale o di start-up del progetto.

$T=15$ anni

$P_0 = 0,28$ rappresenta il prezzo oggi della tariffa omnicomprensiva alla quale viene ceduta l'energia prodotta .

TAB1

Risk-free	0,05	0,04	0,03
VA (€)	1.621.241,78	1.740.768,65	1.874.142,27
VAN (€)	1.142.651,55	1.262.178,42	1.395.552,04

Dai risultati in TAB1 ,Il VAN del progetto risulta positivo , è più elevato in corrispondenza di un tasso risk-free basso. Quindi in queste condizioni è conveniente per l'azienda costruire subito l'impianto a biogas.

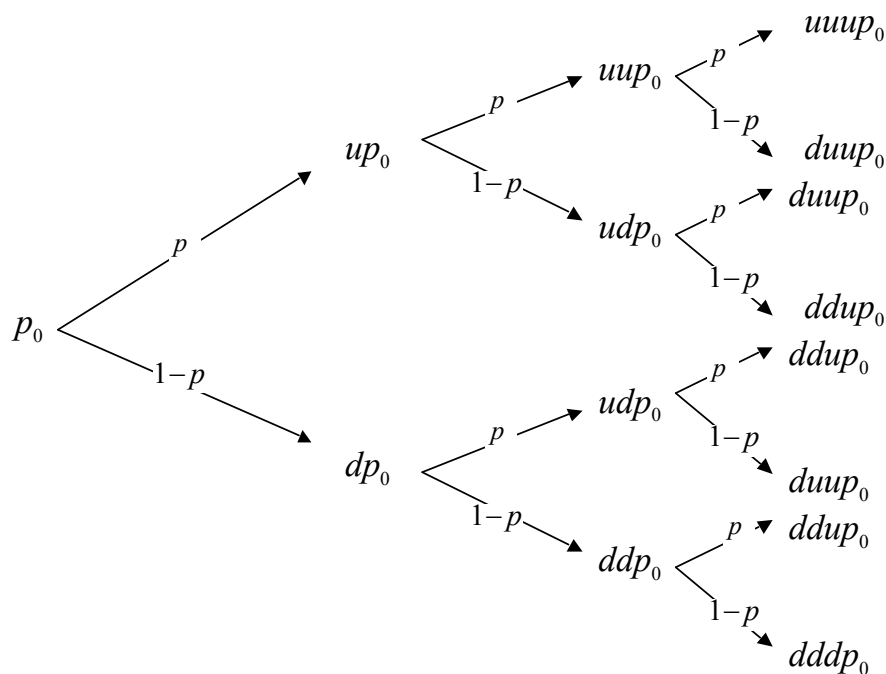
IL progetto genera flussi di cassa incerti

L'incertezza dei flussi generati dal progetto induce l'azienda o il singolo investitore a prendere in considerazione 2 strategie: la prima potrebbe essere di investire subito senza aspettare, e la seconda investire dopo un certo tempo quando almeno in parte l'incertezza viene risolta.

Investo Subito

Come secondo passo della nostra analisi cerchiamo di tener conto dal fatto che i cash flows generati dall'impianto sono incerti. L'incertezza dei cash flow dipende da quella della tariffa omnicomprensiva. Dalle ricerche effettuate, abbiamo trovato che il prezzo della tariffa omnicomprensiva a subito qualche variazione nel corso degli anni. Infatti fino al 2009 era fissa $0,30\text{€}/\text{kW}$ ($0,22\text{€}/\text{kW}$ per le filiere lunghe) di energia elettrica prodotta e ceduta in rete, Con la legge di aprile 2009 è stata portata a $0,28\text{€}/\text{kW}$ ($0,18\text{€}/\text{kW}$). Quindi la variazione è stata del circa 3,55%.

Dato la situazione e le politiche sulle rinnovabili non possiamo sapere che cosa riserva il futuro, il valore della tariffa potrebbe aumentare, oppure potrebbe continuare a diminuire. Il fatto che in futuro ci sia la possibilità che la tariffa vari di nuovo ci porta a prendere in considerazione una componente di aleatorietà per la tariffa descritta dal seguente albero binomiale (P_0, u, d, p) :



Dove $u > 1$ e $d < 1$ rappresentano l'incremento e il decremento che nel futuro può avere la tariffa rispetto al valore del periodo precedente, e p , $1 - p$ è la distribuzione di probabilità di questi due eventi.

P_0 rappresenta il prezzo della tariffa omnicomprensiva al tempo $t = 0$.

Il valore atteso del prezzo futuro della tariffa (P_t) all'istante $t = 0$ è

$$E(P_t) = (pu + (1 - p)d)^t P_0 = \alpha^t P_0$$

α_t è il tasso di sconto aggiustato per il rischio

La limitatezza dei dati a disposizione non permette un stima consistente di u e d per costruire l'albero, tali valori sono stati fissati e pari alla variazione subita durante gli anni dalla tariffa.

$$p = \frac{(1 + r)P_0 - P^+}{P^+ - P^-} \quad \text{probabilità neutrale al rischio.}$$

$$P^+ = uP_0$$

$$P^- = dP_0$$

Il valore atteso al $t = 0$ dei cash-flows futuri è

$$VA(P_0, p) = \sum_{t=0}^T \frac{E(CF_t)}{(1 + r)^t}$$

$$CF_t = \sum_{i=1}^n Q_{ti} \times P_{ti}$$

(n) rappresenta tutti i fattori che determinano i cash-flows

$$E(CF_t) = E(P_t) \times Q_t$$

dove P_t varia secondo il processo descritto dall'albero binomiale.

Il valore attuale netto del progetto calcolato come:

$$NPV = VAN(P_0, p) = \sum_{t=0}^T \frac{E(CF_t)}{(1 + r)^t} - I_0$$

La regola decisionale è, investi se e soltanto se

$$NPV = VAN(P_0, p) = \sum_{t=0}^T \frac{E(CF_t)}{(1 + r)^t} - I_0 > 0$$

$$E(CF_t) = E(P_t) \times Q_t$$

dove P_t varia secondo il processo descritto dall'albero binomiale1.

Il valore attuale netto in questo caso è calcolato non più con i cash flows certi ma con quelli attesi. E si investe se e soltanto se il NPV risulta positivo.

$$NPV = \max(NPV(p), 0)$$

TAB2

tasso	0,05	0,04	0,03
alpha	0,95	0,955	1,08
VAN	€ 580.807,87	€ 745.347,09	€ 947.866,07

I risultati in TAB2 ci portano a pensare che anche se la tariffa in essere oggi dovesse variare nel modo descritto dall'albero binomiale1 sarebbe comunque conveniente costruire subito l'impianto. La convenienza comunque è minore rispetto a quando i flussi di cassa sono certi.

Che cosa succede se decidiamo di aspettare 3 anni ad esempio?

Dalla variazione subita dalla tariffa(3,5%) uno potrebbe chiedersi se fosse ragionevole differire la decisione di investimento. Infatti una tale variabilità non è molto rilevante se si considera il tempo.

Investo dopo tre anni

Cosa succede se decidesse di aspettare 3 anni prima di investire. Dopo tre anni, quando si sarà risolta in parte l'incertezza circa il prezzo della tariffa omnicomprensiva, avrò quattro possibili stati di natura con determinate probabilità.

$$VAN = \sum_{t=3}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - I_0$$

T=15 anni

Dopo tre anni quando l'incertezza sarà risolta, mi troverò sicuramente con una certa probabilità in uno dei possibili casi corrispondente a ogni ramo dell'albero binomiale (1).

Ogni ramo corrisponde ad un certo valore della tariffa. In base ai valori della tariffa e al fatto che questo progetto ne dipende completamente posso sviluppare la mia strategia ottimale.

L'albero binomiale dopo tre anni produce 4 valori diversi della tariffa. Partendo da quelli valori e ipotizzando che la tariffa rimanga aleatoria calcolo quanto vale in ogni ramo il progetto dopo tre anni.

La strategia dopo tre anni sarà di investire se soltanto se il valore attuale netto risulta positivo.

$$W^{3+} = \max(VAN(P_0^{3+}, p), 0)$$

$$W^{2+-} = \max(VAN(P_0^{2+-}, p), 0)$$

$$W^{+2-} = \max(VAN(P_0^{+2-}, p), 0)$$

$$W^{3-} = \max(VAN(P_0^{3-}, p), 0)$$

Dove

$VAN(P_0^{3+}, p)$, è il valore del progetto se dopo tre anni con probabilità p il prezzo della tariffa fosse aumentato 3 volte

$VAN(P_0^{2+-}, p)$, è il valore se durante i 3 anni il prezzo la tariffa fosse aumentata per 2 volte e diminuita 1 volta

$VAN(P_0^{+2-}, p)$, è il valore se il prezzo della tariffa fosse diminuito per 2 volte e cresciuto 1 volta

$VAN(P_0^{3-}, p)$, è il valore se durante i 3 anni il prezzo della tariffa fosse diminuita per 3 volte

Quando ho calcolato tutti questi valori, calcolo quanto vale oggi il progetto se aspettasse tre anni prima di investire

Il valore attuale netto atteso ($EVAN$ o $ENPV$) al tempo $t=0$ sarà pari a:

$$ENPV = \frac{p^3 W^{3+} + 3(1-p)p^2 W^{2+-} + 3(1-p)^2 p W^{2-+} + (1-p)^3 W^{3-}}{(1+r)^3}$$

Nota bene $d < r < u$ per fare sicché il modello funzioni.

Calcoleremo il valore d'opzione ad aspettare 3 anni come la differenza tra il *VAN* del progetto realizzato a $t=0$ ed il *EVAN* dello stesso ma differito di tre anni se maggiore di zero

$$OV = \max(ENPV - VAN, 0)$$

Risk-free	0,03		
<i>NPV</i> (€)	variazione	VA	NPV
	$u^3 P_0$	1.435.057,68	956.467,45
	$u^2 d P_0$	1.303.885,27	825.295,04
	$u d^2 P_0$	1.181.457,68	702.867,45
	$d^3 P_0$	1.067.191,94	588.601,71
<i>ENPV</i> (€)	373406,2045		
<i>OV</i> (€)	0		

Dai risultati in TAB3 opzione di aspettare tre anni affine di aver maggior informazione non vale niente. Questo potrebbe trovare come possibile spiegazione la scarsa variabilità della tariffa omnicomprensiva che in questo determina il progetto e quindi l'inadeguatezza della valutazione con l'approccio delle opzioni reali.. Sarebbe più ragionevole differire l'investimento se la variabilità del valore della tariffa fosse molto più grande.

L'analisi condotta evidenzia la dipendenza del valore del progetto da tasso di sconto privo di rischio ; potrebbe essere interessante valutare il suo effetto sulla decisione di investire subito piuttosto che dopo qualche tempo.

In breve, per un'azienda che vuole investire nella costruzione di impianto simile è meglio investire subito senza aspettare nuove informazioni sugli sviluppi futuri del prezzo omnicomprensivo dell'energia.

7.3 ESEMPIO 2

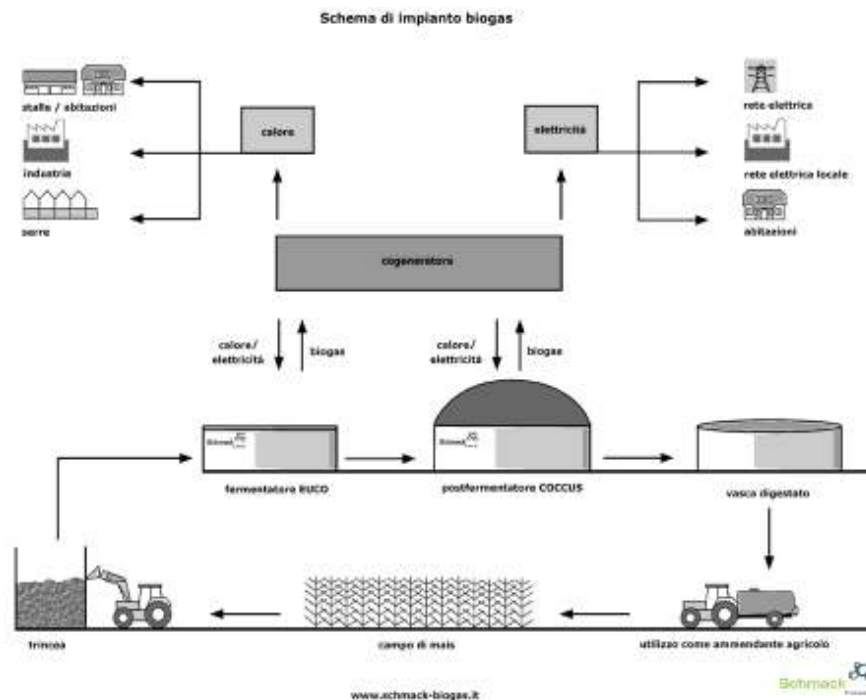
BIOGAS DA AZIENDA CERALICOLA CON LIQUAMI; BIOMASSE E SOTTOPRODOTTI.

Impianto costituito da 2 digestori anaerobici per la cogenerazione di energia elettrica (potenza installata 972KWe) ed energia termica. Regime termico: mesofillo ; tecnica di digestione :Wet (umido)

7.3.1 Descrizione

L'impianto è costruito a l'interno di un'azienda agricola italiana che dispone di circa 350 ha di terreno da destinare alla coltivazione di colture energetiche. l'impresa dispone anche di diverse tipologie di biomasse: effluenti zootecnici acquistati da aziende zootecniche vicine ,biomasse dedicate e sottoprodotti dell'agroindustria. per l'approvvigionamento dei liquami(30-40t/giorno) è stato considerato un costo di conferimento per il trasporto pari a5€/t. i 350 ha di proprietà dell'azienda vengono destinati alla produzione sorgo zuccherino(75ha) con un costo di produzione di circa 25€/t. Si ipotizza altresì , di avere una disponibilità di scarti dell'agroindustria costituiti da polpe di barbabietola(3650t/anno) e scarti di mais dolce(1.825t/anno) con un costo di conferimento di 5€/t. l'azienda inoltre acquista sul mercato tutto il silo mais necessario .

Tutta l'energia prodotta viene ceduta al GSE e valorizzata con i parametri della legge finanziaria 2009 con 0.28€/kwh omnicomprensivi per 15 anni.



Matrici utilizzate

matrici	Quantità(t\ a)	Sostanza organica		Costo(€)	
		t\ a	%		
Liquiletame bovino	14.600	934	12,9	5	73.000
silos mais	14.600	4.529	62,2	25	365.000
silos sorgo	3650	1029	14,1	25	91.250
Polpe di barbabietola	3650	482	6,6	5	18.250
Scarti di mais dolce	1.825	306	4,2	5	9.125
totale	38.325	7.280	100		556.625

Caratteristiche del digestore e del biogas prodotto

Volume digestore(m^3)	Carico organico volumetrico ($kg\ Sv/m^3/gg$)	Tempo di ritenzione(gg)	Resa specifica biogas ($m^3/kgSv/gg$) ⁽¹⁾	Quantità biogas prodotto ($m^3/anno$) ⁽²⁾
6.542	3.9	39	0,55	4.037.834

(¹)SV: solidi volatili

(²) si considera una percentuale del 53% di metano.

Conversione energetica del biogas prodotto.

Rendimento elettrico (%)	Potenza elettrica installata(kW)	Produzione lorda EE(kwh/a)	autoconsumoEE ausiliari ⁽¹⁾ (kwh/a)	consumoEE digestore ⁽²⁾ (kwh/a)	Produzione EE ceduta alla rete(kwh/a)
38	972	6.926.609	103.899	692.661	6.103.049

⁽¹⁾:Utenze elettriche necessarie al funzionamento del cogeneratore. Tale produzione

non gode del
riconoscimento dei CV.

(²):Consumi imputabili al carico, alla miscelazione ,allo scarico e alla separazione solido-liquido

Investimenti sostenuti

	Importo(€)	Vita utile(anni)	Costo specifico(€/kWe)	Incidenza(%)
Opere civili	1.445.309,94	20	1.486,71	44
Opere elettromeccaniche	1.132.617,21	10	1.165,06	35
Cogeneratore	621.910,07	8	639,72	19
Spese tecniche+imprevisti	79.995,93		82,29	2
Totale	3.279.833,14		3.373,77	100

Costo totale d'investimento 3.280.000€

Costo d'investimento per kWh prodotto 3.373,77.

Rispetto al caso precedente osserviamo che l'aumento della potenza installata riduce significativamente i costi marginali d'investimento.

Costi di gestione

Costi annuali	Importo(€)
Produzione e conferimento matrici	(nd)
Service cogeneratore	125.371,63
Manutenzione ordinaria impianto	33.978,52
Gestione ordinaria impianto	50.408,33
Analisi chimico fisico	8000,00
Spese generali	65.294,95
Totale	(nd)

(nd) non determinato

Costi di gestione circa il 26 % dell'investimento iniziale

Manutenzioni straordinarie

Manutenzioni straordinarie	Importo(€)	annualità
cogeneratore	310.955,03	8
impiantistica	566.308,60	10
totale	877.263,64	

Ricavi

Ricavi annuali	Importo(€)	incidenza
Vendita EE(0.28€/kWh)	1.716.413,757	99
Contribuito per colture energetiche	14.235,00	1

Si riceve circa 1,28€/t di colture energetiche.

NB i costi di conferimento delle matrici sono stati calcolati ipotizzando che l'azienda produce tutto il silo mais e silo sorgo ma acquista da aziende vicine i reflui zootecnici e gli scarti agroalimentari.

Durante la valutazione sottostante, ipotizzeremo che tutto il silo mais viene comprato sul mercato mentre per le altre matrici valgono le condizioni precedenti.

Azienda agricola con impianto a biogas alimentato da silo sorgo prodotto in azienda e da alcune biomasse(reflui zootecnici, silo mais etc.) comprate a terzi in un raggio di 70 km rispetto all'azienda.

Noi vogliamo valutare se risultare conveniente costruire un impianto di biogas simile a quello dell'azienda agricola di cui al punto precedente.

Siamo di fronte ad un impianto di grande dimensione. per poter alimentarlo, l'azienda produce una parte delle biomasse necessarie ma acquista sul mercato il rimanente. la redditività di questo impianto sicuramente dipenderà dal prezzo di mercato delle biomasse da avviare a digestione(quantità molto grande) ma anche dal prezzo di mercato dell'energia prodotta e ceduta in rete.

7.3.2 Risultati

IL progetto genera flussi di cassa certi

Dato il tipo di impianto che stiamo valutando, i flussi generati saranno certi durante la vita utile dell'impianto se e soltanto se tutti i fattori che ne determinano la redditività rimangono invariati.

Ipotizziamo quindi che sia il costo di conferimento delle biomasse sia quello della l'elettricità rimangono invariati durante la vita del progetto.

Prezzo oggi del silo mais 40€/tonnellata

Prezzo tariffa omnicomprensiva 0,28€/kW

T=15anni

Quanto vale il progetto oggi? calcoliamone il valore oggi in corrispondenza a diversi valori del risk-free.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - I_0$$

$$CF_t = \sum_{i=1}^n Q_{ti} \times P_{ti}$$

n corrisponde al numero delle diverse biomasse .

TAB3

Tasso r	0,1	0,5	0,45	0,4	0,3
VAN	€ 1.218.755,66	€ 2.877.904,94	€ 3.095.827,34	€ 3.325.864,10	€ 3.825.699,50

I risultati in TAB3 fanno pensare che in condizione di certezza sui prezzi delle biomasse e dell'energia, l'investimento è conveniente ; anche di fronte ad un tasso di sconto elevato ed impossibile nella realtà(10%), il VAN risulta elevato. In queste condizioni, l'investimento è conveniente.

Ma se si pensa alle politiche sulle rinnovabili, e dall'effetto della maggiore domanda delle colture energetiche,

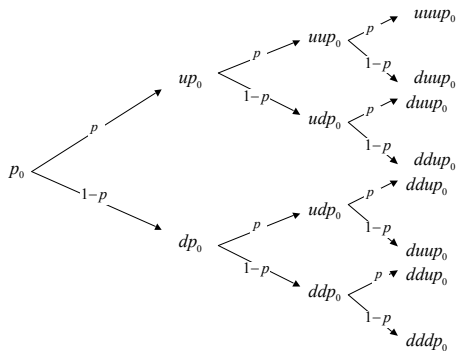
Non è ragionevole pensare che un tale impianto che si approvvigiona in materie prime sul mercato e non fissa i prezzi del 'output(energia) possa generare flussi di cassa certi. la ragione dipende dal fatto che sia gli input(silo mais, scarti ecc.), sia l'output(energia elettrica) rispettivamente sono comprati e venduti sul mercato. Ed è il mercato a fissare i prezzi.

IL PROGETTO GENERA FLUSSI INCERTI

1. Incertezza solo sul prezzo del silo mais

Solo il prezzo del silo mais è variabile; e la variabilità è descritta dall'albero binomiale².

ALBERO2



a) Investo oggi

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - I_0$$

$E(CF_t) = E(P_t) \times Q_t$ dove P_t (prezzo futuro del silo mais) varia secondo il processo

descritto dall'albero binomiale²

$$E(P_t) = (pu + (1-p)d)^t P_0 = \alpha^t P_0$$

$$p = \frac{(1+r)P_0 - P^-}{P^+ - P^-} \text{ probabilità neutrale al rischio.}$$

u tasso di crescita

d tasso di decrescita

DATI

Anno	2007	2008	2009	2010
P (€/t)	25	30	30	40

Da questi dati, possiamo vedere che il prezzo del silo mais è cresciuto molto negli anni.

Circa del 60% dal 2007 al 2010.

Dal 2007 al 2008 20%; abbastanza costante durante il 2008 e inizio 2009 ; e del 33% dal 2009 e 2010.

Non siamo in grado dato la ridotta dimensione dei dati disponibili di condurre una analisi approfondita del fenomeno.

La cosa più adatta è determinare quali sono gli estremi rispetto alla media .

Media=31,25

$d = 25 / 31,25$

$u = 40 / 31,25$

TAB4

r	0,1	0,5	0,45	0,4	0,3
p	0,625	0,520	0,510	0,5	0,479
α	1,1	1,05	1,045	1,04	1,03
VAN	€ (2.367.492,30)	€ 778.062,11	€ 1.201.994,69	€ 1.651.456,20	€ 2.634.212,93

Quando l'incertezza dei flussi di cassa del progetto è determinata soltanto dal prezzo di acquisto delle biomasse(silo mais) è comunque conveniente investire; anche se il valore del progetto si riduce significativamente rispetto al caso in cui non ci sia aleatorietà.

b) Aspetto 3 anni prima di investire

$$VAN = \sum_{t=3}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - I_0$$

T=15 anni

Dopo tre anni in base ai possibili stati di natura corrispondenti a ogni ramo dell'albero binomiale (1) otteniamo 4 valori del prezzo della tariffa omnicomprensiva. Quindi ad ogni possibile valore del prezzo della tariffa corrisponderà un VAN.

La regola decisionale dopo tre anni è di investire se soltanto se il valore attuale netto corrispondente ad ogni ramo dell'albero risulta positivo.

$$W^{3+} = \max(VAN(P_0^{3+}, p), 0)$$

$$W^{2+-} = \max(VAN(P_0^{2+-}, p), 0)$$

$$W^{3-} = \max(VAN(P_0^{3-}, p), 0)$$

Il NPV atteso o ENPV al tempo t=0 sarà pari a:

$$ENPV = \frac{q^3 W^{3+} + 3(1-q)q^2 W^{2+-} + 3(1-q)^2 q W^{2-+} + (1-q)^3 W^{3-}}{(1+r)^3}$$

Calcoleremo il valore d'opzione ad aspettare 3 anni come la differenza tra il NPV del progetto realizzato a tempo $t=0$ ed il NPV atteso dello stesso differito di tre anni.

$$OV = \max((ENPV - VAN), 0)$$

TAB5

<i>r</i>	0,1	0,05	0,04	0,03				
α	11	105	104	103				
<i>p</i>	0,625	0,520	0,5	0,479				
Risultati	%	NPV	%	NPV	%	NPV	%	NPV
	$u^3 P_0$	-7342367,426	$u^3 P_0$	-4708622,493	$u^3 P_0$	-3994158,826	$u^3 P_0$	-3198807,375
	$u^2 dP_0$	-1914556,749	$u^2 dP_0$	977655,3585	$u^2 dP_0$	1746794,774	$u^2 dP_0$	2597883,638
	$ud^2 P_0$	1477824,923	$ud^2 P_0$	4531579,016	$ud^2 P_0$	5334890,774	$ud^2 P_0$	6220815,522
	$d^3 P_0$	3598063,469	$d^3 P_0$	6752781,301	$d^3 P_0$	7577450,774	$d^3 P_0$	8485147,949
<i>ENPV</i>	435313,6714	2375435,253	3202888,018	4169939,717				
<i>OV</i>	2802805,967	1597373,141	1551431,822	1535726,787				

% rappresenta il tipo di variazione subito dal prezzo del mais durante i tre anni di attesa.

Alla luce di questi risultati risulta che se il prezzo del mais varia a seconda del albero binomiale precedente qualunque sia il valore risk-free, è preferibile differire l'investimento. Infatti il valore atteso oggi del progetto realizzato al tempo $t=3$ è maggiore di quello dello stesso realizzato al tempo $t=0$.

TAB6

<i>r</i>	0,1	0,5	0,4	0,03
<i>VAN</i> (€)	(2.367.492,30)	778.062,11	1.651.456,20	3.825.699,50
<i>ENPV</i> (€)	435.313,6714	2.375.435,253	3.202.888,018	4.169.939,717
<i>OV</i> (€)	435.313,6714	1.597.373,141	1.551.431,822	1.535.726,787

I valori tra() sono negativi e considerati pari a zero nei calcoli.

2. Incertezza sul prezzo del silo mais e sul prezzo della tariffa omnicomprensiva.

Il prezzo di acquisto del silo mais e la tariffa in cui viene venduta l'energia variano secondo processi descritti rispettivamente dagli alberi binomiali 2 e 1.

TAB7

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$E(P_t^m)$	40	42,4	44,944	47,64064	50,49908	53,52902	56,74076	60,14521	63,75392	67,57916	71,63391	75,93194	80,48786	85,31713	90,4
$E(P_t^v)$	0,28	0,2632	0,247408	0,232564	0,21861	0,205493	0,193164	0,181574	0,170679	0,160439	0,150812	0,141763	0,133258	0,125262	0,117

a) Investo oggi

TAB8

r	0,1	0,05	0,045	0,04	0,03
VAN	-€ 7.560.234,65	-€ 4.120.652,23	-€ 3.523.075,84	-€ 2.854.795,46	-€ 1.269.160,48

In questo caso non risulta per niente costruire l'impianto, infatti se il prezzo dell'energia continua diminuire mentre sul mercato il prezzo di acquisto del silo mais cresce non c'è nessun vantaggio a sostenere il costo iniziale per realizzare il progetto. I risultati in TAB8 lo dimostra. Infatti il progetto in queste condizioni a un NPV pari a zero, anche per tassi di sconti molto basso. In questo caso non è per niente conveniente investire oggi. Se avessi la possibilità di differire il mio progetto che cosa otterrò domani?

Supponiamo di aspettare 3 anni per vedere se l'incertezza circa alcune variabili si risolve.

Dopo tre anni avrò 16 possibili stati di natura con determinate probabilità congiunte

$$VAN = \sum_{t=3}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - I_0$$

La prima cosa da fare in questo caso è cambiare variabile

Prezzo silo mais: C_t

Prezzo tariffa: P_t

A t=3

Possibile prezzo mais a t=3	Possibile prezzo tariffa a t=3
$C^{3+} = uuuP_0^{sm} = aP_0^{sm}$	$P^{3+} = uuuP_0^{to} = eP_0^{to}$
$C^{2+-} = uudP_0^{sm} = bP_0^{sm}$	$P^{2+-} = uudP_0^{to} = fP_0^{to}$
$C^{+2-} = uddP_0^{sm} = cP_0^{sm}$	$P^{+2-} = uddP_0^{to} = gP_0^{to}$
$C^{3-} = dddP_0^{sm} = dP_0^{sm}$	$P^{3-} = dddP_0^{to} = hP_0^{to}$

Avrò 16 possibili valori del progetto (NPV) con probabilità congiunte data nella tabella seguente.

Probabilità congiunte	NPV
ae (1 volta)	$W^{ae} = \max(NPV(P^{3+}, C^{3+}), 0)$
af (3 volte)	$W^{af} = \max(NPV(P^{3+}, C^{2+-}), 0)$
ag (3 volte)	$W^{ag} = \max(NPV(P^{3+}, C^{+2-}), 0)$
ah (1 volta)	$W^{ah} = \max(NPV(P^{3+}, C^{3-}), 0)$
be (3 volte)	$W^{be} = \max(NPV(P^{2+-}, C^{3+}), 0)$
bf (9 volte)	$W^{bf} = \max(NPV(P^{2+-}, C^{2+-}), 0)$
bg (9 volte)	$W^{bg} = \max(NPV(P^{2+-}, C^{2+}), 0)$
bh (3 volte)	$W^{bh} = \max(NPV(P^{2+-}, C^{3-}), 0)$
ce (3 volte)	$W^{ce} = \max(NPV(P^{2+}, C^{3+}), 0)$
cf (9 volte)	$W^{cf} = \max(NPV(P^{2+}, C^{2+-}), 0)$
cg (9 volte)	$W^{cg} = \max(NPV(P^{2+}, C^{2+}), 0)$
ch (3 volte)	$W^{ch} = \max(NPV(P^{2+}, C^{3-}), 0)$
de (1 volta)	$W^{de} = \max(NPV(P^{3-}, C^{3+}), 0)$
df (3 volte)	$W^{df} = \max(NPV(P^{3-}, C^{2+-}), 0)$
dg (3 volte)	$W^{dg} = \max(NPV(P^{3-}, C^{2+}), 0)$
dh (1 volta)	$W^{dh} = \max(NPV(P^{3-}, C^{3-}), 0)$

Quanto varrà il progetto differito al tempo t=3 oggi a t=0.

$$ENPV = \frac{aeW^{ae} + 3afW^{af} + 3agW^{ag} + ahW^{ah} + 3beW^{be} + 9bfW^{bf} + 9bgW^{bg} + 3bhW^{bh} + 3ceW^{ce} + 9cfW^{cf} + 9cgW^{cg} + 3chW^{ch} + deW^{de} + 3dfW^{df} + 3dgW^{dg} + dhW^{dh}}{(1+r)^3}$$

Risk-free	0,03	
Risultati	%	<i>NPV</i>
	3+,3+	-730 7669,764
	3+,2+	2 1119 53,133
	3+,2+-	-15 10 978,75
	3+,-,-	4376285,56
	2+,-,3+	-100 89 157,67
	2+,-,2+	9 68 26 1,0 44 1
	2+,-,2+-	-2654 670,839
	2+,-,3-	3232593,471
	2-+,3+	-10 55134 1,93
	2-+,2+	-11317 19,032
	2-+,2+-	-4 754 650,916
	2-+,3-	11326 13,395
	3-,3+	-10 515090,69
	3-2+	-10 95467,792
	3-,2+-	-4 718 399,676
3-,3-	116 886 4,635	
<i>ENPV</i>	124 74 53,407	
<i>OV</i>	25 166 13,889	

Da quest'ultimo risultato ci viene da concludere che in una situazione di grande variabilità come quella sopra descritta (dove sia il prezzo del silo mais sia quello della tariffa omnicomprensiva sono aleatori, in cui le politiche sulle rinnovabili sono instabili e cambiano continuamente,) è meglio per un potenziale investitore differire la costruzione dell'impianto a biogas.

i risultati in TAB9 evidenziano il fatto che in condizioni di forte incertezza è meglio differire la decisione di investimento e aspettare nuove informazioni.

Conclusione

All'origine il recupero del biogas per la produzione di energia era marginale ai paesi del terzo mondo; il biogas, prodotto della digestione anaerobica delle biomasse presenta molti vantaggi in termini ambientali. Negli anni 90, la produzione di biogas viene adottata anche dai paesi sviluppati, soprattutto dalle aziende zootecniche. I vantaggi della digestione anaerobica per la produzione di biogas non si fermano all'integrazione di reddito derivante dalla produzione di energia; infatti il sistema contribuisce ad un miglioramento della sostenibilità ambientale degli allevamenti e riduce i problemi legati alle emissioni in atmosfera di gas serra e agli odori. Il boom osservato nella costruzione degli impianti a biogas nasce dopo i numerosi incentivi offerti dai singoli governi per sostenere la produzione di energie da fonte rinnovabili affine di fare fronte a varie problematiche (cambiamenti climatici, esaurimento delle fonti energetiche tradizionali, aumento del prezzo del petrolio).

Sulla base di quanto detto in precedenza, è possibile presentare un quadro di sintesi sulla convenienza economica degli impianti di biogas fatta con la teoria delle opzioni reali; opzioni reali perché gli investimenti in impianto a biogas dipendono molto dalle politiche sulle rinnovabili e dal mercato delle colture energetiche. Due casi sono stati esaminati: il primo riguarda l'analisi della convenienza economica di un impianto di biogas interno ad una azienda zootecnica e alimentare esclusivamente con reflui prodotti in azienda. Il biogas prodotto dall'impianto viene trasformato in energia e ceduto in rete. L'unica fonte di rischio per la redditività del progetto è determinata dalla variabilità della tariffa omnicomprensiva alla quale viene ceduta l'energia. La bassa variabilità del valore della tariffa non rende conveniente differire l'investimento. Il fatto che la tariffa abbia variabilità molto bassa porta l'azienda nella direzione di investire subito; infatti investire subito in un impianto a biogas che produce energia utilizzando solo reflui è molto conveniente rispetto a aspettare.

Il secondo caso riguardava un'azienda agricola che desidera costruire un impianto di biogas di dimensione abbastanza significativa. Tale azienda acquista e vende nel mercato rispettivamente gli input e gli output. Il progetto in questo è molto incerto

perché dipende dal mercato. In questo caso i risulta molto conveniente differire l'investimento e aspettare l'arrivo di nuove informazioni sulle condizioni di mercato.

Quindi si potrebbe concludere che in situazione di certezza il semplice metodo del *VAN* per decidere della convenienza economica di un progetto funziona bene e porta a risultati ragionevoli. In condizioni di forte incertezza il medesimo criterio da solo non è più sufficiente e necessita forme di integrazione per tenere conto della componente di incertezza.

Le politiche sulle rinnovabili, e le condizioni di mercato rendono gli investimenti in impianti a biogas molto convenienti. Una domanda che uno potrebbe farsi è che cosa succederà in futuro ad esempio cambiasse le politiche sulle rinnovabili, se invece di incentivare le energie rinnovabili i singoli governi preferissero ad esempio le energie nucleari?

Bibliografia

- [1] Myers S. (1984), Finance Theory and Financial Strategy, Interfaces vol.14, gennaio-febbraio, pp.126-127.
- [2] Dixit A.K e Pindyk R.S., (1994), Investment under uncertainty, Princeton University Press: Princeton NJ.
- [3] Trigeorgis L.(ed.) (1995),Real Option in Capital Investments: Models, Strategies and Applications, Westport Conn.: Praeger.
- [4] Amram M e Kulatilaka N (,1999), Real Options, Managing Strategic Investment in a Uncertain World, Harvard Business Scholl Press: Boston MA.
- [5] Micalizzi A. e Trigeorgis L. (ed) (1999), Real Options Applications, EGEA-Edizioni Giuridiche Economiche Aziendali Dell'Università Bocconi e Giuffrè editori: Milano I
- [6] Jeffrey R. Stokes, Rekha M. Rajagopalan, and Spiro E. Stefanou .” Investment in a Methane Digester: An Application of Capital Budgeting and Real Options”. *Review of Agricultural Economics—Volume 30, Number 4—Pages 664–676*
- [7] Carey, J., and D. Zilberman. “A Model of Investment under Uncertainty: Modern Irrigation Technology and Emerging Markets in Water.” *Amer. J. Agri. Econ.* 84(February 2002):171–83.
- [8] Chiara D'alpaos e Michele Moretto :Università di Padova: Un modo Per Dare Valore All'Incertezza Dei Mercati.(2006)

www.real-option.com

www.gse.it

www.crupa.it

www.enel.it/attivita/ambiente/energy/terra05_hp/terra05/produzione

www.agriforenergy.com/Downloads/booklet_biogas.pdf

www.qualetariffa.it/definizione-biogas/

www.df.unibo.it/divulgazione/risparmio-energetico/dizionario-risparmio-energetico.html

www.nextville.it/index/559

www.terredelsud.org/kyoto.php

[www.nextville.it/temi-utili/18 tutto sui cv](http://www.nextville.it/temi-utili/18_tutto_sui_cv)

www.european-biogas.eu/

www.resitalia.org/biogas.html

www.qualetariffa.it/definizione-biogas