



ANALISI TECNICO-ECONOMICA DELLA FILIERA DEL BIOGAS A SEGUITO DEL D.M. 6 LUGLIO 2012

Opportunità e limiti per l'impresa zootecnica

Student: **Donatella Banzato**
Supervisor: **Giuseppe Stellan**

INDICE

Premessa

Capitolo 1

ENERGIE RINNOVABILI: UN INQUADRAMENTO GENERALE

1.1 L'energia e le sue fonti	5
1.2 Economia verde e sostenibilità.....	6
1.3 La situazione energetica attuale.....	8
1.3.1 Cambiamento climatico e politiche di intervento.....	8
1.3.2 Sicurezza energetica.....	10
1.3.3 Domanda di energia primaria e fonti di energia rinnovabili.....	10
1.3.4 Politica energetica europea.....	12
1.3.5 Sistema energetico in Italia---.....	15
1.4 Produzione da fonti di energia rinnovabile in Italia.....	15
1.5 La produzione di biogas in Italia.....	20

Capitolo 2

BIOGAS

2.1 La digestione anaerobica.....	23
2.2 Dal biogas all'energia.....	23
2.3 Composizione del biogas.....	25
2.3.1 Contaminanti nel biogas.....	26
2.3.1.1 Composti solforati.....	26
2.3.1.2 Composti alogenati.....	26
2.3.1.3 Siloxani.....	27
2.3.1.4 Ammoniaca.....	27
2.3.1.5 Polveri e particolato.....	27

Capitolo 3

ADEGUAMENTO ALLA DIRETTIVA NITRATI: UN PROBLEMA PER LA FILIERA ZOOTECNICA

3.1 Analisi dei costi di adeguamento alla Direttiva Nitrati (DM 7 aprile 2006).....	29
---	----

Capitolo 4

RIFERIMENTI NORMATIVI PER L'AGROENERGIA (biogas)

4.1 Figura dell'imprenditore agricolo.....	37
4.2 Procedura autorizzativa.....	39
4.2.1 Semplice comunicazione.....	39
4.2.2 Dichiarazione inizio attività.....	40
4.2.3 Autorizzazione unica.....	41
4.2.4 Connessione alla rete elettrica.....	42
4.2.5 Sicurezza.....	43
4.3 Fiscalità dell'attività di produzione di energia.....	43
4.4 Sottoprodotti di origine agronomica.....	44
4.5 Incentivi della filiera agro-energetica.....	46
4.5.1 Incentivi validi fino al 31 dicembre 2012.....	46
4.5.2 Incentivi a partire dal 1 gennaio 2013.....	48

Capitolo 5	
LA RISPOSTA ALLE ENERGIE RINNOVABILI DALL'AGRICOLTURA: UN APPROCCIO ESTIMATIVO	
5.1 Indicazioni teoriche per la valutazione.....	55
5.2 Le imprese agro-zootecniche e la filiera energetica.....	61
Capitolo 6	
ANALISI ECONOMICA DELLA FILIERA BIOGAS	
6.1 Obiettivi e caratteristiche del modello di analisi.....	65
6.2 La biomassa.....	70
6.3 Costo colturale.....	71
6.4 Prezzo di mercato.....	74
6.5 Premium price.....	76
6.6 Costo di trasporto della biomassa.....	79
6.7 Il biogas e l'energia.....	80
6.8 Il digestato.....	86
Capitolo 7	
SCENARI A CONFRONTO	
7.1 Confronto tra impianti di diversa potenza e dieta.....	95
7.2 Considerazioni conclusive.....	100
BIBLIOGRAFIA.....	105

ABSTRACT

L'impostazione dello studio condotto nel presente lavoro di tesi si basa su tre elementi fondamentali che stanno caratterizzando lo sviluppo della sostenibilità ambientale ed energetica nei principali Paesi dell'Unione Europea.

In primo luogo, il conseguimento di un settore energetico sicuro, competitivo e tendente ad emissioni "zero" è la strada intrapresa fin dalla definizione degli obiettivi 20-20-20 per il 2020 (si ricorda la riduzione del 20% delle emissioni inquinanti, la riduzione del 20% dei consumi finali e l'incremento del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili). Ora la Commissione europea cerca di migliorare gli obiettivi andando oltre il 2020 e lancia la proposta dell'Energy Roadmap 2050, presentata nel dicembre 2011.

In secondo luogo, negli ultimi anni a livello mondiale si sta registrando un crescente interesse per la tutela dell'ambiente dall'effetto inquinante generato dal settore agro-zootecnico; in particolare, preoccupa il destino dell'azoto presente negli effluenti degli allevamenti utilizzati nei terreni agricoli. Tale problema è molto sentito nelle aree con elevate densità di capi, dove è diventato necessario riequilibrare il rapporto tra carico di animali e terreno disponibile per lo spandimento dei liquami. Si osserva, peraltro, che in molti casi l'impatto negativo deriva non solo dalle caratteristiche degli effluenti, quanto da poco razionali modalità di gestione, di trattamento e di impiego finale, spesso non sostenibili nel sistema territoriale complessivo che ospita l'attività zootecnica. In Italia il recepimento finale della cosiddetta Direttiva Nitrati (Dir. 91/676/CEE) ha reso ancora più difficoltosa tale situazione; oltre all'indubbia questione sorta in merito alla definizione in termini generali delle Zone Vulnerabili ai Nitrati (dove si possono spandere al massimo 170 kg/ha di azoto) e Zone Non Vulnerabili ai Nitrati (dove il limite sale a 340 kg/ha), si ricorda che i valori di azoto prodotto in stalla utilizzati dalle Regioni fino all'entrata in vigore del Decreto Ministeriale, non corrispondevano a quelli in adozione negli altri Paesi dell'UE.

In terzo luogo, nel passato, le principali direttive comunitarie, prima, con gli aiuti a sostegno dei prezzi e, poi, con i contributi a superficie coltivata (dopo la Riforma di Mac Sharry del 1992), hanno indirizzato gli agricoltori a concentrare i loro sforzi al fine di incrementare l'efficienza delle tecniche agricole per migliorare le rese unitarie e la produzione finale soprattutto di commodities e beni ad esclusiva destinazione alimentare.

Con la riforma della politica agricola comunitaria dei primi anni del 2000 e l'introduzione del disaccoppiamento, gli agricoltori sono stati in parte liberi di fare le proprie scelte imprenditoriali valutando attentamente il mercato, il proprio territorio, le tecnologie a disposizione ed i finanziamenti per lo sviluppo aziendale, ad esempio, attraverso le indicazioni e le risorse dei Piani di Sviluppo Rurale regionali del secondo pilastro della PAC. Ora si è in attesa di ulteriori profondi cambiamenti con la nuova riforma che avrà avvio nel 2014, che sembra ancora di più (da quanto scaturisce dalle proposte della Commissione

europa) indirizzata verso la tutela dell'ambiente e di un ruolo di "servizio" delle attività dell'impresa agricola. Di fronte ad un cambiamento così radicale dello scenario di riferimento, si sono ridisegnate nuove possibili strategie di medio-lungo periodo per l'azienda agricola, combinando risorse e capitali e verificando l'adattabilità degli stessi agricoltori alle scelte future di indirizzo, secondo un approccio multifunzionale.

Gli agricoltori, pertanto, hanno l'opportunità di ripensare e di modificare il loro ruolo per il futuro: da quello esclusivo agricolo a quello di imprenditori per attività anche di servizio, con tutti i requisiti che questa funzione sottende; è necessario però anche un riposizionamento funzionale ed efficiente degli attori dell'intera filiera agro-zootecnica, privati e pubblici, che condizionano ed interagiscono con le attività dell'impresa. Da quanto premesso si può affermare che anche la produzione energetica potrebbe rappresentare per l'imprenditore agricolo un'importante opportunità per differenziare la propria attività, allargando le prospettive e gli scenari per l'azienda.

Il presente studio, osservate tali complesse questioni, vuole proporre un'analisi che valuti gli effetti sulle scelte future dell'imprenditore alla luce, anche, delle nuove indicazioni presenti nel Decreto ministeriale del 6 luglio 2012 *"Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici"* confrontando vari scenari con il sistema d'incentivazione valido fino al 31 dicembre 2012.

ABSTRACT

The setting of the study conducted in this thesis is based on three key elements that have characterized the development of environmental and energy sustainability in the main countries of the European Union.

First, to achieve a secure energy sector, competitive emissions and the development of "zero" is the path taken since the definition of the 20-20-20 targets for 2020 (remember the 20% reduction of pollutant emissions, reduction of 20% of final consumption and an increase of 20% of energy produced from renewable sources). Now the European Commission seeks to improve the objectives going beyond 2020, and his proposal of the Energy Roadmap 2050, submitted in December 2011.

Second, in recent years the world is experiencing a growing interest in the environmental pollutant effect generated by the agro-livestock, in particular, are concerned about the fate of the nitrogen in farm effluents used in land agricultural. This problem is strongly felt in areas with high stocking density, where it became necessary to rebalance the relationship between the load of animals and land available for spreading manure. It should be noted, however, that in many cases the negative impact derives not only from the characteristics of the effluent, as recently rational management procedures, treatment and end use, are often not sustainable in the territorial system hosting the activity overall livestock. In Italy, the final implementation of the so-called Nitrates Directive (Directive 91/676/EEC) has made it even more difficult this situation; over unquestionable issue that has arisen regarding the definition in general terms of the Nitrate Vulnerable Zones (where you can spread the up to 170 kg / ha of nitrogen) and Nitrate Vulnerable zones not (where the limit is raised to 340 kg / ha), please note that the values of nitrogen stable product used by the Regions until the entry into force of the Ministerial Decree, not correspond to those adopted in other EU countries.

Third, in the past, the main EU directives, first, with the help of price support, and then, with contributions to agricultural land (after the MacSharry reform of 1992), have addressed the farmers to concentrate their efforts to increase the efficiency of agricultural techniques to improve crop yield and the final production especially of commodities and goods with exclusive food destination.

With the reform of the common agricultural policy of the early 2000s and the introduction of decoupling, farmers were partly free to make their own business decisions carefully assessing the market, its territory, the technology available and the funding for the business development, for example, through the guidance and resources of the regional Rural Development Plans of the second pillar of the CAP. Now you are waiting for more profound changes with the new reform that will start in 2014, which seems even more (from what originated as a proposal of the European Commission) directed towards the protection of the environment and the role of "service" of activities of the farm. Faced with such a radical change in the reference scenario, they redesigned new possible strategies for medium to long term for the farm,

combining resources and assets and verifying the adaptability of the farmers themselves to future choices of direction, a second approach multifunctional.

Farmers, therefore, have the opportunity to rethink and change their role in the future than merely that of agricultural entrepreneurs to also service activities, with all the requirements that this feature underlies. It is necessary, however, a repositioning functional and efficient actors entire agro-livestock, private and public, which affect and interact with the activities of the company. From the foregoing it can be said that energy production could represent an important opportunity for the farmer to diversify its business, expanding perspectives and scenarios for the company.

The study observed these complex issues, wants to propose an analysis of the implications on the future choices of the entrepreneur to light, even, new indications in the Ministerial Decree of July 6, 2012 "Implementation of Art. 24 of the legislative decree of 3 March 2011, no. 28 establishing incentives for the production of electricity from renewable sources other than solar "by comparing the different scenarios with the incentive scheme will run until 31 December 2012.

Capitolo 1

ENERGIE RINNOVABILI: UN INQUADRAMENTO GENERALE

Da qualche anno i concetti di sostenibilità, risparmio energetico e fonti alternative sono oggetto di articoli, dibattiti, studi, ricerche, discussioni. Ne sentiamo parlare un po' ovunque. I prefissi "bio" ed "eco" vengono usati quasi in automatico. Il materiale disponibile in rete su questi argomenti è immane, anche se difficilmente confrontabile.

Il fenomeno della green economy nasce in seguito ad una necessità dunque, o più propriamente ad un'emergenza, quella da un lato di sfruttare fonti alternative di energia di fronte ad una richiesta in aumento da parte di una popolazione mondiale in costante crescita e di Paesi emergenti letteralmente "affamati" di energia e dall'altro di trovare, ideare e sfruttare tecnologie che consentano e accrescano il risparmio energetico.

1.1 L'ENERGIA E LE SUE FONTI

La parola energia deriva dal tardo latino *energĭa*, che a sua volta deriva dal greco *ἐνέργεια* (*energheia*), termine usato da Aristotele per esprimere un'azione efficace, composta da *en*, particella intensiva, ed *ergon*, capacità di agire. In fisica l'energia è definita come la capacità di un corpo o di un sistema di compiere lavoro.

Tutti gli organismi viventi hanno bisogno di energia per vivere. La principale fonte di energia è il Sole che da solo fornisce più del 90% di tutta l'energia che è disponibile sulla Terra. Tutto ciò che produce energia viene chiamato risorsa o fonte energetica. Le risorse energetiche della terra vengono classificate in due gruppi:

1. risorse non rinnovabili, destinate cioè ad esaurirsi, come il carbone, il petrolio, il gas naturale e gli elementi radioattivi da cui si ricava l'energia nucleare,

2. risorse rinnovabili, che, come indica il termine stesso, si rinnovano continuamente e quindi non si esauriscono, chiamate anche risorse alternative in quanto si propongono come alternativa alle risorse tradizionali (non rinnovabili). Il Sole è una risorsa rinnovabile, produce un'energia, sottoforma di luce che viene utilizzata per produrre calore con gli impianti fotovoltaici. Un impianto fotovoltaico è in grado di trasformare la luce del sole in energia elettrica sfruttando le proprietà di alcuni materiali semiconduttori come il silicio che, opportunamente trattati, producono energia elettrica quando sono colpiti da radiazioni solari.

Dal Sole derivano anche quasi tutte le altre risorse rinnovabili esistenti, come l'energia idroelettrica, l'energia eolica, l'energia derivante dal moto ondoso delle acque e l'energia proveniente dalle biomasse.

Il Sole infatti aziona il ciclo dell'acqua cioè il suo passaggio costante dall'idrosfera all'atmosfera. Con l'evaporazione l'energia del sole si accumula nelle nuvole e quando l'acqua ricade al suolo con le precipitazioni, questa energia si trasforma in energia cinetica che a sua volta, nelle centrali idroelettriche, viene trasformata in energia elettrica. Anche l'acqua del mare possiede energia, quella cinetica che si manifesta con le onde provocate dal vento, ma ad oggi lo sfruttamento di energia dalle acque marine è ancora poco diffusa.

Anche l'energia eolica, deriva dal Sole perché questo provoca lo spostamento di masse d'aria da zone di alta pressione a zone di bassa pressione, dando origine ai venti. Essi vengono sfruttati per produrre energia elettrica mediante apparecchi, detti aerogeneratori, costituiti da pale, che catturano il vento e trasformano, tramite un generatore, la sua energia cinetica in energia elettrica. Infine è sempre il Sole che, grazie alla fotosintesi, consente la formazione delle molecole organiche che generano le biomasse. Le biomasse sono fonti di biogas, una miscela di gas composta principalmente da metano e anidride carbonica che si forma attraverso la decomposizione microbica di sostanze organiche, in assenza di aria (digestione anaerobica). Il biogas può essere trasformato in corrente elettrica e calore tramite cogeneratori, oppure può essere purificato per produrre biometano che può essere stoccato e trasportato all'interno della rete del gas.

L'unica risorsa rinnovabile che non deriva dal Sole è il calore proveniente dal centro della Terra che produce energia geotermica. All'interno della Terra è contenuta una quantità enorme di calore, ma esso può essere sfruttato solo in quelle zone dove si trovano rocce calde, cioè nelle zone vulcaniche.

Qui nel sottosuolo, è presente acqua riscaldata dal magma, con opportune perforazioni essa viene raggiunta e il vapore viene inviato alla turbina, collegata all'alternatore, che produce energia elettrica.

1.2 ECONOMIA VERDE E SOSTENIBILITÀ

Con il termine economia verde, detta anche green economy, ci si riferisce oggi ad un modello teorico di sviluppo economico che, oltre ai benefici economici (aumento del Prodotto Interno Lordo) di un certo regime di produzione, prende in considerazione anche l'impatto ambientale inteso come la stima dei potenziali danni ambientali prodotti dall'intero ciclo di trasformazione delle materie prime (estrazione, trasporto, trasformazione, consumo, eliminazione, smaltimento). Tali danni spesso si ripercuotono, in un meccanismo tipico di retroazione negativa, sul PIL stesso, diminuendolo.

In quest'ottica diventa auspicabile proporre misure economiche, legislative, tecnologiche e di educazione pubblica in grado di ridurre i consumi di energia e di risorse naturali, limitando i danni ambientali. Si parla in pratica di un modello di sviluppo "sostenibile" grazie all'aumento dell'efficienza energetica e produttiva e alla riduzione di emissioni di gas serra e dell'inquinamento locale e globale.

L'obiettivo di istituire una vera e propria economia sostenibile a scala globale e duratura si può perseguire in diversi modi, che dovrebbero essere tra loro integrati:

a) produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (idrica, eolica, solare, geotermica, da biomasse). Le fonti rinnovabili permettono di ridurre la dipendenza da idrocarburi, gas metano e carbone nella produzione di energia elettrica, riducendo notevolmente le emissioni di anidride carbonica nell'ambiente;

b) architettura a basso impatto ambientale;

c) agricoltura biologica, che considera l'intero ecosistema agricolo, sfrutta la naturale fertilità del suolo favorendola con interventi limitati, promuove la biodiversità dell'ambiente in cui opera ed esclude l'utilizzo di prodotti di sintesi (salvo quelli specificatamente ammessi dal regolamento comunitario) e di organismi geneticamente modificati;

d) aree protette e turismo sostenibile, che ha l'obiettivo di rispettare e preservare nel lungo periodo le risorse naturali, culturali, artistiche e sociali, contribuendo in maniera positiva ed equa al miglioramento della qualità della vita e al lo sviluppo di altre attività sociali ed economiche dell'area;

e) acquacoltura ecocompatibile, per ristabilire un equilibrato rapporto tra uso economico delle risorse e la loro conservazione affrontando il binomio pesca-acquacoltura in un'ottica di sistema che integri risorse acquatiche e pianificazione territoriale tenendo conto delle relazioni esistenti tra pesca, acquacoltura e gestione del territorio;

f) biotecnologie sostenibili, finalizzate alla produzione di prodotti transgenici ecocompatibili, cioè che non comportino rischi superiori a quelli delle coltivazioni naturali;

g) gestione integrata dei rifiuti urbani; la differenziazione dei rifiuti solidi urbani è condizione imprescindibile per la valorizzazione ed il recupero dei rifiuti stessi, riducendo sprechi ed inquinamento ambientale.

Quando si parla di economia verde ci si riferisce a due concetti fondamentali: quello di energia verde, basato sull'utilizzo delle energie rinnovabili come sostituti dell'energia da combustibili fossili, e quello di risparmio energetico, basato sull'aumento dell'efficienza energetica. Non si parla soltanto di innovazioni di prodotto e di produzione dunque, ma anche di un nuovo stile di vita per tutti, dalla casalinga all'imprenditore, dal turista allo studente. Si ritiene che l'economia verde, tramite la diffusione e la crescita di tutte le tecniche, le metodologie e gli strumenti orientati allo sviluppo dei concetti di cui sopra, nonché allo sviluppo di una "mentalità verde" nella popolazione mondiale, sarà in grado di creare i cosiddetti "lavori verdi" (green jobs) ed assicurare una crescita economica reale e sostenibile, prevenendo problematiche ambientali quali l'inquinamento ambientale, il riscaldamento globale, l'esaurimento delle risorse (minerarie ed idriche), ed il degrado ambientale.

E' un fatto ormai che il futuro delle società umane dipende da quanto esse sono sostenibili. La sostenibilità è la caratteristica di un processo o di uno stato che può essere mantenuto ad un certo livello indefinitamente. Affinché un processo sia sostenibile, esso deve utilizzare le risorse naturali ad un ritmo tale che esse possano rigenerarsi naturalmente.

Da molti anni l'umanità vive con comportamenti non sostenibili, perché consuma le limitate risorse naturali della Terra più rapidamente di quanto essa sia in grado di rigenerarle. Di conseguenza riuscire ad adattare il consumo umano di tali risorse entro un livello di sviluppo sostenibile, è una questione di capitale importanza per il presente ed il futuro dell'umanità.

La prima volta che venne introdotto il concetto di sviluppo sostenibile fu in occasione del rapporto Brundtland, documento rilasciato nel 1987 dalla Commissione mondiale sull'ambiente e lo sviluppo (WCED) secondo cui «lo Sviluppo sostenibile è uno sviluppo che soddisfa i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni». Questa definizione mette in luce un importante principio etico: la responsabilità da parte delle generazioni d'oggi nei confronti delle generazioni future. Vengono toccati dunque almeno due aspetti dell'ecosostenibilità: il mantenimento delle risorse e quello dell'equilibrio ambientale del nostro pianeta.

1.3 LA SITUAZIONE ENERGETICA ATTUALE

Per delineare il panorama del sistema energetico internazionale bisogna tenere in considerazione tre principali questioni tra loro correlate:

- a) l'impatto in termini di emissioni di gas serra da usi energetici,
- b) la sicurezza energetica per i Paesi importatori ed esportatori,
- c) la sostenibilità economica del soddisfacimento del fabbisogno energetico.

Secondo le analisi dei dati storici e degli scenari tendenziali sviluppate dall'International Energy Agency e dall'Energy Information Administration, il sistema energetico internazionale non dimostra comportamenti rilevanti verso la sostenibilità, pertanto si rendono necessari interventi di policy che favoriscano lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative.

1.3.1. Cambiamento climatico e politiche di intervento¹

Nel corso degli ultimi anni il trend planetario del riscaldamento globale è continuato senza mostrare segni di rallentamento, evidenziando al contrario una significativa accelerazione, come dimostrano molti casi di previsioni effettuate con l'utilizzo di modelli – come ad esempio quelle contenute nell'ultimo Fourth Annual Report dell'Intergovernmental Panel of Climate Change – che si sono rivelate errate per difetto.

I dati del NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) relativi agli anni più recenti (fino all'agosto 2010), mostrano in modo inequivocabile il trend del processo di global warming.

Tale processo non è stato purtroppo accompagnato da una risposta adeguata ad opera dei negoziati internazionali e degli impegni politici ed economici finalizzati a contrastarlo.

¹ Informazioni tratte da “Rapporto Energia e Ambiente. Analisi e scenari 2009” di ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile).

L'ultima Conference of the Parties 15 (COP), tenutasi a Copenaghen nel dicembre 2009, si è risolta con il radicamento di Unione Europea, gruppo BASIC ², gruppo AOSIS ³ e USA in quattro posizioni diverse e poco o per nulla conciliabili.

Soltanto due elementi concreti sono scaturiti dall'accordo: il limite del surriscaldamento climatico fissato a 2°C e le promesse finanziarie, fissate a 30 miliardi di dollari per il triennio 2010-2012 ed a 100 miliardi di dollari per anno, negli anni successivi al 2012 e fino al 2020.

Un altro risultato positivo scaturito dalla COP 15 è stato il dialogo instauratosi tra USA e Cina sul clima, coinvolgendo anche altri Paesi emergenti come India, Brasile e Sudafrica, che ha di fatto riconosciuto l'esistenza dei problemi posti dai cambiamenti climatici, nonché dimostrato la volontà di risolverli, cosa mai accaduta in passato.

Successivamente alla conferenza i negoziati sono ripresi nel corso del 2010, ma rimangono sostanzialmente alcune posizioni cristallizzate che, senza voler sminuire la grave complessità della situazione, potrebbero essere così sintetizzate:

- Cina e alcuni Paesi emergenti chiedono di attuare il principio della responsabilità comune, purché "differenziata" sulla base della responsabilità storica di inquinamento del pianeta;

- l'Europa è favorevole ad un programma unico che valga per tutti e che preveda per gli impegni di breve periodo obblighi di riduzione quantificata delle emissioni ad opera dei Paesi industrializzati e azioni di riduzione dell'intensità delle emissioni o piani di sviluppo pulito per i Paesi in via di sviluppo;

- il gruppo AOSIS chiede garanzie sul raggiungimento dei risultati attesi sia in termini di contenimento del surriscaldamento climatico che in termini di cooperazione internazionale tra Paesi industrializzati e Paesi poveri;

- infine gli USA si differenziano dagli altri per la posizione meno vincolante, preferendo un unico trattato di lungo termine, contenente eventuali obiettivi di breve periodo, purché non legalmente vincolanti.

Le strategie e le azioni che ciascun Paese è chiamato a svolgere devono rimanere libere scelte per concorrere volontariamente al raggiungimento degli obiettivi globali prefissati e condivisi.

Secondo il Comitato Intergovernativo delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico, al fine di contenere il surriscaldamento globale medio tra i 2°C e i 2,4°C, così come stabilito nell'ultima COP, sarà necessaria, entro il 2050, una riduzione di emissioni globali di CO₂ di almeno il 50% rispetto ai livelli del 2000, ma purtroppo il sistema energetico internazionale non mostra segnali promettenti in questo senso.

La crescita delle emissioni è causata in particolare da due tendenze: l'aumento della domanda di energia nelle economie basate sul carbone e delle centrali elettriche alimentate a carbone, in risposta alla crescita dei prezzi di petrolio e gas. La crescente dipendenza dai combustibili fossili continuerebbe a

² Gruppo costituito da: Cina, India, Brasile, Sudafrica, Arabia Saudita.

³ Alliance of Small Island States

sostenere non solo le emissioni di CO₂ ma anche i prezzi degli stessi combustibili, oltretutto a rendere i Paesi importatori di petrolio e gas naturale sempre più dipendenti da importazioni di combustibili provenienti da un ristretto numero di Paesi, aumentando il livello di rischio energetico e l'instabilità della crescita economica.

1.3.2. Sicurezza energetica

Sicurezza energetica significa assicurare una sufficiente offerta di energia a prezzi adeguati. Ciò implica, per i Paesi importatori, un rafforzamento dei mercati energetici con il conseguente aumento del numero di fornitori ed appiattimento della domanda. Per i Paesi esportatori significa invece maggiori garanzie di accesso ai mercati e adeguato livello dei prezzi per le proprie risorse energetiche, nonché consistenti investimenti per le realizzazioni delle infrastrutture di estrazione e produzione.

Per analizzare il livello di sicurezza energetica di un Paese si utilizzano alcuni indicatori come:

- a) la diversificazione del mix energetico, ossia la varietà di fonti energetiche di cui dispone quel Paese,
- b) la dipendenza energetica, cioè quanto l'economia e lo sviluppo di quel Paese dipendono dall'energia importata,
- c) l'ammontare assoluto delle importazioni.

Dagli ultimi bilanci IEA risulta che in Giappone, USA e Unione Europea il petrolio costituisce la fonte energetica di maggiore importanza, mentre in Cina e India tale ruolo è ricoperto dal carbone.

Questi dati però vanno affiancati a quelli sulle importazioni da cui traspare che la quasi totalità del petrolio consumato in Unione Europea è importato, così come lo è più della metà del petrolio consumato in USA e India e metà di quello consumato in Cina. Il Giappone per esempio ha un'elevatissima dipendenza per tutte le materie prime energetiche. L'Unione Europea attualmente importa il 55% dell'energia consumata e potrebbe raggiungere il 70% nei prossimi 20-30 anni.

1.3.3. Domanda di energia primaria e fonti di energia rinnovabili

Secondo l'ultima edizione del World Energy Outlook 2009, pubblicato dall'International Energy Agency ⁴, il 2009 ha visto, per la prima volta dal 1981, una riduzione della domanda di energia primaria causata dalla crisi economica. La crisi ha causato una riduzione della domanda di energia da parte del settore industriale e domestico, prezzi più bassi e rallentamento negli investimenti.

Il petrolio è la fonte di energia primaria che contribuisce più di tutte al soddisfacimento della domanda mondiale (33% nel 2008 secondo Renewable Energy Information 2010), seguito dal carbone con una quota del 27% nel 2008, dal gas con una quota del 21% e dal nucleare con il 6%.

⁴ L'International Energy Agency (IEA) o Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) è un'agenzia autonoma istituita nel novembre del 1974 con il compito di promuovere la sicurezza energetica tra i Paesi membri attraverso una risposta collettiva ad eventuali interruzioni nella fornitura di petrolio ed indirizzare i Paesi membri verso una politica energetica solida. I Paesi membri dell'AIE sono: Australia, Austria, Belgio, Canada, Corea (Repubblica di), Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Spagna, Stati Uniti, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria.

Nel 2009 la domanda di tutte queste fonti di energia primaria è diminuita a causa della crisi economica: la domanda mondiale di petrolio per esempio è scesa del 3% circa e quella del gas, nonostante l'inverno più freddo degli ultimi 20 anni, è calata in Europa del 9% rispetto al 2008.

Le fonti di energia rinnovabile (FER) sono cresciute dal 1990 ad oggi con un tasso medio annuo dell'1,9%, arrivando a contribuire all'offerta mondiale di energia primaria per una quota del 12,8% nel 2008, essenzialmente attraverso la biomassa solida (9,1%). L'apporto delle rinnovabili alla produzione elettrica mondiale nel 2008 corrisponde invece al 18,5% del totale e la gran parte proviene dall'idroelettrico (15,9%)⁵.

I Paesi leader nella produzione di energia da FER sono Cina, Brasile, seguiti da Stati Uniti ed Europa (Tabella 1.1).

Tabella 1.1 - Paesi leader nello sviluppo dell'energia rinnovabile

Energia da FER	Paesi
Idroelettrico (piccoli impianti)	Cina, Giappone, Usa, Italia, Brasile
Eolico	Germania, Spagna, Usa, Italia, Cina, India, Danimarca
Biomasse	Usa, Brasile, Filippine, Germania, Svezia, Finlandia, Ungheria
Geotermico	Usa, Filippine, Messico, Indonesia, Italia
Solare Fotovoltaico (*)	Germania, Giappone, Usa, Spagna, Italia
Solare termoelettrico	Usa, Spagna
Etanolo	Brasile, Usa, Cina, Spagna, India
Biodisel	Germania, Francia, Italia, Usa, Repubblica Ceca

(*) dati relativi all'installazione di impianti fotovoltaici.

Fonte: Commissione europea (2010)

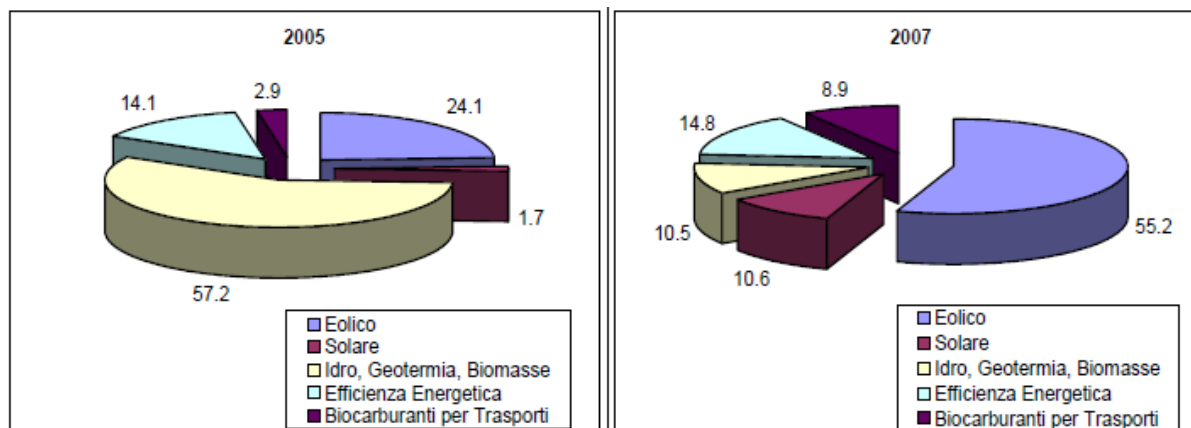
Considerando gli investimenti a livello mondiale nei diversi comparti delle FER tra il 2005 e il 2007, si nota che tutte le nuove FER hanno registrato un aumento degli investimenti, in particolare l'eolico (Figura 1.1).

L'evoluzione degli investimenti si riflette anche sull'occupazione. Dai dati dell'United Nations Environment Programme (UNEP) risulta che nel 2006 l'occupazione mondiale diretta del settore delle FER contava 2.4 milioni di persone con prospettive di crescita. Secondo la Commissione Europea l'industria ambientale, ampiamente definita, nell'Unione Europa a 27 paesi (EU27) impiegava complessivamente già nel 2005 più di 3.4 milioni di persone.

⁵ *Renewables Informations 2010*. International Energy Agency.

Per l'Italia si stimavano al 2005 circa 100 mila addetti tra occupati diretti (che lavorano direttamente alla realizzazione e manutenzione degli impianti) e indiretti (legati all'indotto economico del settore delle FER).

Figura 1.1- Distribuzione degli investimenti mondiali in FER per comparto (dati espressi in percentuale)



Fonte: GSE 2009.

In UE i consumi di energia primaria da FER sono arrivati nel 2008 a quota 8,2% del totale, con la biomassa solida che è sempre la fonte principale (66,1% del totale di energia da FER). Nel settore elettrico le rinnovabili incidono per una quota pari al 16,4% del consumo lordo, sempre grazie all'idroelettrico.

Gli anni 2008 e 2009 sono stati due anni che hanno visto una tappa molto importante per le rinnovabili: per due anni consecutivi infatti la nuova capacità installata da FER è stata superiore al 50% del totale delle nuove installazioni in UE, superando quindi quella delle fonti tradizionali.

1.3.4. Politica energetica europea

Il 16 dicembre del 2008 il Consiglio Europeo dei 27 paesi membri ha reso vincolante il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20⁶ con gli obiettivi da raggiungere entro l'anno 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra; portare al 20% il risparmio energetico; aumentare al 20% il consumo energetico da fonti di energia rinnovabile.

Nel documento "EUROPE 2020 A strategy for smart, sustainable and inclusive growth" della Commissione Europea si afferma come il soddisfacimento degli obiettivi strategici di politica energetica comporterebbe 60 miliardi di euro in meno spesi nelle importazioni di petrolio e gas al 2020. Ulteriori progressi nell'integrazione dei mercati energetici europei potrebbero produrre un aumento del PIL pari allo 0,6-0,8%. L'obiettivo del 20% di consumi energetici da fonti rinnovabili avrebbe il potenziale di creare 600.000 nuovi posti di lavoro, che diventerebbero 1 milione aggiungendo il target del 20% sull'efficienza energetica.

⁶ Dati EurObserv'ER.

Tabella 1.2. Confronto tra quota di energia da fonti rinnovabili nei Paesi dell'Europa nell'anno 2005 e quota obiettivo stabilita dal Parlamento Europeo al 2020 (dati espressi in percentuale).

Paesi	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia (2005)	Quota obiettivo di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia (2020)
Belgio	2,2	13
Bulgaria	9,4	16
Repubblica Ceca	6,1	13
Danimarca	17,0	30
Germania	5,8	18
Estonia	18,0	25
Irlanda	3,1	16
Grecia	6,9	18
Spagna	8,7	20
Francia	10,3	23
Italia	5,2	17
Cipro	2,9	13
Lettonia	32,6	40
Lituania	15,0	23
Lussemburgo	0,9	11
Ungheria	4,3	13
Malta	---	10
Olanda	2,4	14
Austria	32,3	34
Polonia	7,2	15
Portogallo	20,5	31
Romania	17,8	24
Slovenia	16,0	25
Slovacchia	6,7	14
Finlandia	28,5	38
Svezia	39,8	49
Regno Unito	1,3	15

Fonte: Parlamento Europeo, Consiglio dell'Unione Europea, Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successive abrogazioni delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, G.U.U.E. L140 del 05/06/2009.

Secondo quanto previsto dall'art. 4 della Direttiva, ogni stato membro adotta un Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili con cui si fissano gli obiettivi del singolo Stato per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore trasporti, elettricità, riscaldamento e raffreddamento nel 2020 (**Tabella 1.2**).

Per l'Italia la quota obiettivo di energia da fonti rinnovabili sul totale lordo dell'energia consumata da raggiungere entro l'anno 2020 è pari al 17% (**Tabella 1.3**). Inoltre, in base all'art. 3, è stata fissata la quota di copertura dei consumi nel settore dei trasporti da fonti rinnovabili al 10%, ma per ora il nostro Paese è ben lontano dal raggiungimento di questo obiettivo e le cause principali sono da riscontrarsi principalmente, secondo l'IEA, nelle complesse procedure autorizzative a livello locale per la costruzione di impianti e di consolidamento della rete.

Tabella 1.3- Quota di energia da FER in Italia nell'anno 2008 e quota obiettivo da raggiungere entro il 2020.

<i>Energia da FER</i>	<i>Quota di energia da FER sul consumo finale di energia (2008)</i>	<i>Quota obiettivo di energia da FER sul consumo finale di energia (2020)</i>
Elettricità	16,6	29,0
Calore	5,5	15,8
Trasporti	1,7	6,4
Totale	6,8	17,0
Trasporti ai fini dell'ob. 10%	2,4	10,1

Fonte: Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili – 11 giugno 2010

Il Pacchetto 20-20-20 è il punto di arrivo di un percorso - finalizzato alla razionalizzazione dei consumi elettrici e alla riduzione dell'emissione dei gas serra - già iniziato in Europa alla metà degli anni Novanta. Nel 1997, nel Libro Bianco, la Commissione Europea aveva elaborato le politiche di indirizzo per accrescere entro il 2010 la percentuale di energia derivante da FER fino al 12% del totale del mix energetico. Tale percentuale rappresentava un raddoppio rispetto ai livelli del 1997 (pari al 6%). Questa soglia intermedia veniva corredata da obiettivi di più lungo periodo che dovevano assicurare nel 2020 un contributo delle FER sul totale della produzione elettrica pari al 33%. Da allora ad oggi nei paesi europei la produzione di energia elettrica da FER è aumentata del 55%, ma tale incremento rimane insufficiente per assicurare gli obiettivi del 2020: verosimilmente con uno scenario immutato l'incidenza delle FER sul totale non supererà il 10% a quella data.

1.3.5. Sistema energetico in Italia

Rispetto alla media dei 27 Paesi dell'Unione Europea nei consumi di energia primaria, l'Italia si differenzia per un maggior ricorso a petrolio e gas (rispettivamente 41% e 36%), per un import strutturale di elettricità (5%), per un ridotto contributo del carbone (9%) e per il mancato ricorso alla fonte nucleare.

Negli ultimi anni l'Italia ha manifestato una tendenza alla contrazione della domanda di fonti fossili, un andamento stabile delle importazioni di energia elettrica e la dinamica crescente delle rinnovabili. La dipendenza del sistema energetico italiano dall'estero si conferma sostanzialmente invariata rispetto alla quota dell'85% di energia importata negli ultimi anni.

L'Italia è al quarto posto tra i Paesi europei membri dell'IEA per consumo di energia elettrica dopo Germania, Francia e Regno Unito. Nel 2007 il volume di energia elettrica importata, soprattutto da Francia e Svizzera, ha permesso di colmare il divario tra produzione e domanda. In seguito ai gravi black out verificatisi nel 2003, il Governo ha adottato misure per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e far affluire ulteriori investimenti verso questo settore.

La percentuale di mercato controllata dal Governo si è ridotta così dal 60% nel 2003 al 31,2%.

Secondo l'esame dell'Italia che l'IEA ha effettuato nel 2009, l'offerta totale di energia primaria (TPES) nel 2008 ammontava a 174,5 milioni di tonnellate di equivalente petrolio con un aumento del 19% dal 1990.

I combustibili fossili rappresentano la quasi totalità dell'approvvigionamento energetico italiano, in particolare petrolio e gas che, nel 2008, rappresentavano quasi l'80% dell'offerta totale di energia primaria.

Nello stesso anno l'energia proveniente da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura della TPES per l'8,2%, valore inferiore del 9,4% rispetto alla media dei Paesi europei dell'OCSE. La maggior parte delle fonti di energia rinnovabile in Italia è rappresentata dall'energia idroelettrica e geotermica, che insieme costituivano il 63,5% del totale dell'energia da fonti rinnovabili prodotta nel 2008.

Nel 2009 il consumo interno lordo da FER in Italia è aumentato del 16% rispetto all'anno precedente. Fonti non tradizionali come eolico, fotovoltaico, rifiuti e biomasse presentano in termini percentuali l'incremento più significativo e incidono per una quota pari al 32% del totale. Nel 2009 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è cresciuta del 17% rispetto all'anno precedente e risulta pari al 20% del consumo interno lordo di energia elettrica.

L'idroelettrico rappresenta la principale fonte con il 72% circa della produzione elettrica nazionale da FER, seguito dal geotermico e dall'eolico. Più limitati gli apporti elettrici di biomassa biogas e rifiuti solidi urbani e quello del settore fotovoltaico che però mostra l'incremento maggiore di tutte le FER.

1.4 LA PRODUZIONE DA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE IN ITALIA

La spinta delle fonti rinnovabili sta cambiando lo scenario energetico italiano con una velocità e dei caratteri difficili da comprendere se non si guarda al territorio. La prima grande novità è quella di una

generazione sempre più distribuita: oltre 400mila impianti di grande e piccola taglia, diffusi ormai nel 95% dei Comuni italiani, da nord a sud, dalle aree interne ai grandi centri e con un interessante e articolato mix di produzione da fonti differenti. E' una novità che ribalta completamente il modello energetico costruito negli ultimi secoli intorno alle fonti fossili, ai grandi impianti, agli oligopoli. La portata di questi processi è tale che in molti faticano a capirla, e tale la loro diffusione da risultare persino difficile da monitorare.

E' il contributo delle fonti rinnovabili ai fabbisogni di energia che evidenzia i dati, forse, più interessanti in un periodo di crisi economica. Nel 2011 in Italia la produzione da energie pulite ha apportato un contributo superiore al 26% per i consumi elettrici e del 14% sui consumi complessivi. Dal 2000 ad oggi 32 TWh da fonti rinnovabili si sono aggiunti al contributo dei "vecchi" impianti idroelettrici e geotermici. La progressione nella crescita di questi dati è costante da anni e sta a dimostrare come gli impianti oggi siano sempre più affidabili e competitivi.

Oggi diventa fondamentale capire come dare forza a questa prospettiva, puntando su una generazione sempre più distribuita, rinnovabile ed efficiente. E per farlo diventa necessario considerare la domanda di energia in modo da capire le specifiche esigenze e, soprattutto, dare risposta alle grandi questioni che sono al centro del dibattito sull'energia nel nostro Paese: costi crescenti in bolletta, dipendenza dall'estero e sicurezza degli approvvigionamenti, emissioni di CO₂ e inquinamento prodotti. Dare risposta a queste sfide attraverso un modello energetico sostenibile oggi è possibile. E un Paese come l'Italia, che continua a importare ogni anno milioni di barili di petrolio e milioni di tonnellate di carbone, ha tutto l'interesse a percorrere questa direzione di cambiamento.

Il rapporto di Legambiente Comuni Rinnovabili fornisce, dal 2006, una fotografia dello sviluppo delle fonti rinnovabili, elaborando informazioni e dati ottenuti attraverso un questionario inviato ai Comuni e incrociando le risposte con numeri e rapporti che provengono dal GSE, dall'Enea, da Itabia e Fiper, dall'ANEV e con le informazioni provenienti da Regioni, Province e aziende.

Quest'anno, la crescita degli impianti installati sul territorio italiano è impressionante. Sono 7.986 i Comuni dove si trova almeno un impianto, con una progressione costante nel tempo: erano 6.993 nel 2010, 3.190 nel 2008. In pratica, le fonti pulite che fino a 10 anni fa interessavano con il grande idroelettrico e la geotermia le aree più interne, e comunque una porzione limitata del territorio, oggi sono presenti nel 95% dei Comuni. Ed è significativo che aumenti la diffusione per tutte le fonti – dal solare fotovoltaico a quello termico, dall'idroelettrico alla geotermia ad alta e bassa entalpia, agli impianti a biomasse e biogas integrati con reti di teleriscaldamento e pompe di calore – e per tutti i parametri presi in considerazione. Grazie a questi cambiamenti, insieme a quelli sull'efficienza energetica, il bilancio energetico italiano non solo sta diventando più pulito e meno dipendente dall'estero, ma anche più moderno perché distribuito sul territorio.

Nella fotografia elaborata dal Rapporto di Legambiente (**Tabella 1.4**), su un totale di 8.092 Comuni presenti nel nostro Paese, i Comuni del solare in Italia sono 7.837. Un numero in crescita (erano 7.273 nel

censimento dello scorso anno) che evidenzia come con il sole si produca oggi energia nel 95% dei Comuni. Per quanto riguarda i Comuni della bioenergie (oggetto del presente lavoro di tesi) sono 1.248 per una potenza installata complessiva di 2.117 MW elettrici e 731,7 MW termici ma anche di 50 kW frigoriferi termici. Questo tipo di impianti si sta sempre più diffondendo e articolando, e va diviso tra quelli che utilizzano biomasse solide, gassose e liquide. In particolare quelli a biogas sono in forte crescita e hanno raggiunto complessivamente 692,9 MWe installati e 112,5 MWt e 50 kWf. Gli impianti a biomasse, nel loro complesso, hanno consentito nel 2010 (dati GSE) di produrre 11,3 TWh pari al fabbisogno elettrico di oltre 4,5 milioni di famiglie. In forte crescita sono anche gli impianti a biomasse e biogas collegati a reti di teleriscaldamento, che permettono alle famiglie un significativo risparmio in bolletta (fino al 30-40% in meno) grazie alla maggiore efficienza degli impianti. Sono 319 i Comuni in cui gli impianti di teleriscaldamento utilizzano biomasse “vere” (ossia materiali di origine organica animale o vegetale provenienti da filiere territoriali), che riescono a soddisfare larga parte del fabbisogno di riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Tabella 1.4- Quota Censimento dei “comuni rinnovabili” in Italia (dal 2006 al 2012)

Anno	Solare termico	Solare Fotovoltaico	Eolico	Mini idroelettrico	Bioenergie(biomassa-biogas-bioliquidi)	Geotermia
2006	108	74	118	40	32	5
2007	268	287	136	76	73	9
2008	390	2.103	157	114	306	28
2009	2.996	5.025	248	698	604	73
2010	4.064	6.311	297	799	788	181
2011	4.384	7.273	374	946	1.136	290
2012	6.256	7.708	450	1.021	1.248^(*)	334

(*) Sono 621 i Comuni in cui è installato almeno un impianto a biogas (alimentato da Forsu e agrozootecnica), per una potenza complessiva è di 792,8 MWe.

Fonte: Rapporto comuni rinnovabili 2012 Legambiente

In questi anni il sistema energetico italiano è cambiato ma, per ridurre l'impatto climatico e ambientale, dovrà essere ridefinito ancora più profondamente. Per capire la direzione da prendere bisogna guardare con attenzione ad alcuni cambiamenti già avvenuti nel modo di produrre energia nel nostro Paese che, se non compresi, rischiano di generare (com'è già successo) ricette sbagliate.

Il primo cambiamento riguarda la produzione da fonti energetiche rinnovabili, cresciuta non solo sul piano della diffusione nei territori, ma soprattutto in termini di potenza installata e di contributo alla produzione. Nel 2011 sono aumentate le installazioni per tutte le fonti rinnovabili: oltre 9.532 MW di fotovoltaico, 950 MW di eolico, 135 MW di mini idro, 65 MW di impianti a biomassa, 962 MW di geotermia. Ma ancora più importante è sottolineare come stia crescendo il contributo in termini di produzione, che nel 2011 ha raggiunto il **26,6% dei consumi elettrici complessivi italiani** (eravamo al 23% nel 2010), e il

14% dei consumi energetici finali (eravamo all'8% nel 2000). **In un anno la produzione è passata da 76,9 TWh a 84,1**, secondo i dati del GSE, e malgrado il contributo dell'idroelettrico sia sceso (da 51 TWh a 47), perché intanto sono cresciute tutte le altre fonti, aumenta la produzione da eolico, che ha contribuito con 10,1 TWh (+11,4% rispetto al 2010), ma soprattutto da fotovoltaico (10,7 TWh, +462% rispetto allo scorso anno) e da biomasse, biogas e bioliquidi (arrivati a 11 TWh). Un incremento del 5,6% si è registrato anche nella geotermia, con 5,6 TWh prodotti, e malgrado in questi computi non venga preso in considerazione quello dei tanti e diffusi impianti a bassa entalpia. Per capire il contributo delle diverse fonti rispetto alla torta dei consumi complessivi si può stimare per l'idroelettrico un contributo del 14,7%, per l'eolico il 3,2%, per il fotovoltaico il 3,4 %, per le biomasse il 3,5%, per la geotermia l'1,8%.

La crescita delle fonti rinnovabili sta già producendo risultati che vanno sottolineati:

1. **Si riduce la produzione da termoelettrico**, ossia quella degli impianti più inquinanti, che in un quadro di consumi fermi vede ogni anno diminuire il proprio spazio proprio per il contributo crescente delle rinnovabili. Tra il 2007 e il 2011 sono 45TWh in meno di produzione richiesti a questi impianti.

2. **Diminuiscono le importazioni dall'estero di fonti fossili**, in particolare di petrolio e gas. E in un anno in cui l'aumento dei prezzi delle materie prime ha portato la spesa per la fattura energetica italiana (ossia l'acquisto di materie prime dall'estero) a 63 miliardi di euro (10 in più rispetto al 2010, con 35 miliardi di sola bolletta per il greggio), è una delle poche buone notizie che si possono raccontare.

3. **Si riducono le emissioni** di CO₂, con vantaggi per il clima, ma anche economici perché l'Italia (secondo i calcoli del Kyoto Club) ha accumulato un debito per il mancato rispetto degli obiettivi di Kyoto che la produzione di elettricità verde ha ridotto di 590 milioni di euro.

4. **Comincia ad abbassarsi il costo dell'energia nel mercato elettrico**, proprio perché la produzione di questi impianti - e in particolare quelli fotovoltaici che producono energia di giorno, al picco della domanda - permette di tagliare fuori l'offerta delle centrali più costose.

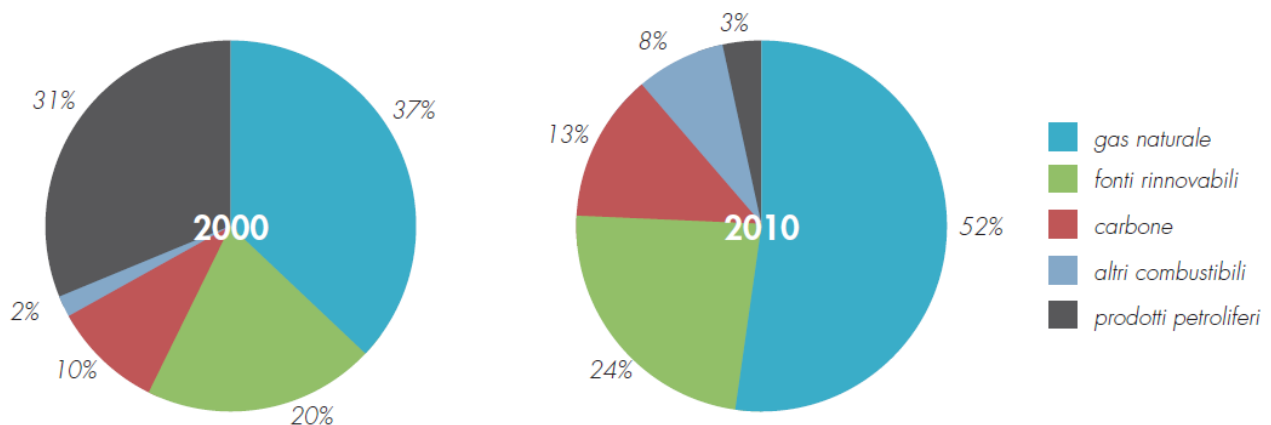
5. **Crescono gli occupati nelle fonti rinnovabili**, in un periodo di crisi economica si sono creati oltre 100mila nuovi posti di lavoro e le prospettive sono rilevanti. Secondo uno studio del Consiglio Nazionale degli Ingegneri in Italia si potrebbe arrivare nel 2020 a 250mila occupati nelle energie pulite e a 600mila nel comparto dell'efficienza e riqualificazione in edilizia. E' proprio nei Comuni rinnovabili che, grazie a questi impianti, si sono creati nuovi posti di lavoro, portati servizi, riqualificato edifici e creato nuove prospettive di ricerca applicata oltre, naturalmente, a maggiore benessere e qualità della vita.

In questi anni, molti hanno sostenuto che questi risultati erano semplicemente impossibili da realizzare. Ma ora che si dimostra la forza di questo scenario, occorre guardare più avanti, dare una prospettiva a questi processi così significativi, per rendere più efficiente e pulito il sistema di generazione.

Il secondo cambiamento da valutare con attenzione riguarda i consumi energetici e, in particolare, quello che sta avvenendo all'interno dei diversi settori e nella produzione per fonte. Il bilancio elettrico per fonte (**Figura 1.2**) evidenzia una quasi completa *uscita dal petrolio* (ridotto oramai al 3%). A sostituire

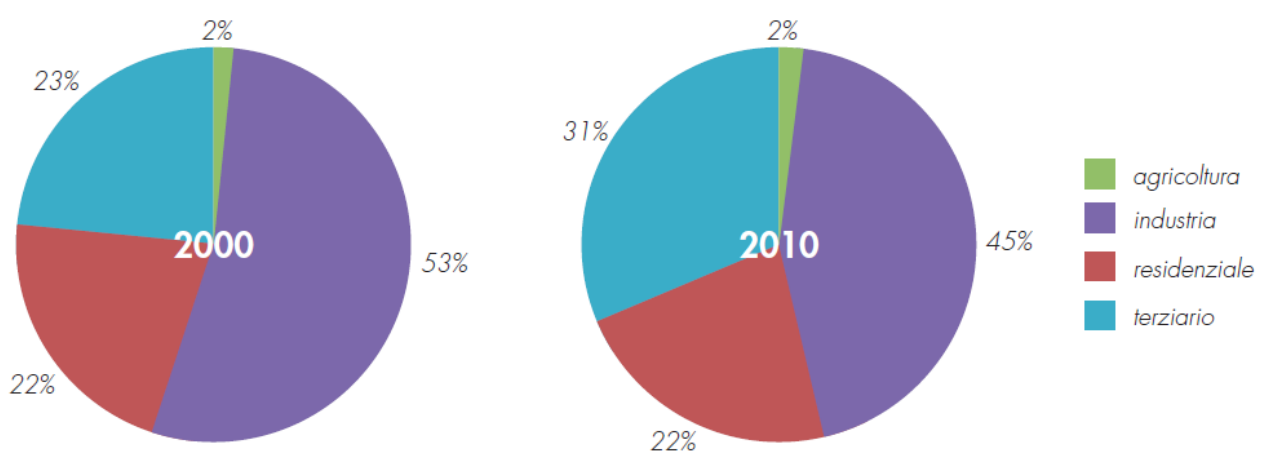
progressivamente questo contributo è innanzitutto il gas, ma cresce il peso delle fonti rinnovabili che rappresentano oggi oltre un quarto della produzione. Nei consumi elettrici per settore (**Figura 1.3**), si nota come si sia spostato il peso dall'industria ai settori residenziale e terziario, che oggi pesano oltre il 53%. Se si guarda, invece, ai consumi complessivi di energia per fonte, il petrolio scende ma ha ancora un peso rilevante, dovuto all'abnorme consumo che se ne fa nel settore dei trasporti. Basti dire che, in assenza di qualsiasi politica di mobilità sostenibile, negli ultimi dieci anni si sono aggiunti altri 5 milioni di autoveicoli (siamo a oltre 37milioni!), ed è cresciuto ancora l'enorme peso del trasporto merci su gomma a scapito di quello ferroviario (il rapporto è 9 a 1). Anche nel bilancio degli usi energetici finali aumenta il peso del gas, per il ruolo che ha sia nei consumi civili (riscaldamento, usi domestici, ecc.) che in quelli per la produzione di energia elettrica. Proprio gli usi civili sono quelli in maggiore crescita se si guarda alla "torta" dei consumi energetici finali divisa per settori. E' significativo che il ruolo delle fonti rinnovabili cresca sia nella produzione elettrica, sia nei consumi complessivi per fonte.

Fig.1.2 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia (GWh)



Fonte: Elaborazione Legambiente su dati Terna

Fig. 1.3- Consumi di energia elettrica per settore in Italia (GWh)



Fonte: Elaborazione Legambiente su dati Terna

1.5 LA PRODUZIONE DI BIOGAS IN ITALIA

Un'altra fonte alternativa in forte sviluppo negli ultimi anni in Europa e nel nostro Paese è il biogas. In Europa la diffusione della digestione anaerobica è cominciata nel settore dei depuratori civili per la stabilizzazione dei fanghi di spurgo e attualmente si stima siano oltre 1.600 i digestori operativi. Allo stato attuale tale tecnologia è considerata una delle migliori per il trattamento delle acque reflue agro-industriali ad alto carico organico, e già nel 1994 erano attivi circa 400 impianti di biogas aziendali e consortili, mentre sono oltre 4.000 i digestori anaerobici operanti su effluenti zootecnici nei Paesi dell'Unione Europea, specie in Germania, Danimarca, Austria, Svezia e Italia.

Il Paese dove negli ultimi 10 anni la digestione anaerobica si è maggiormente sviluppata è la Germania, in particolare nel comparto zootecnico. Merito della politica di incentivazione adottata dal Governo nazionale, che ha visto in esercizio alla fine del 2010 circa 4.200 impianti, per una potenza elettrica installata di circa 2.300 MWe, secondo i dati dell'Associazione Biogas Tedesca (da recenti indagini ancora non pubblicate, si stima per il 2012 una presenza di circa 8.000 impianti in esercizio ed in fase di completamento).

Anche nel nostro Paese si è osservato negli ultimi anni una forte attrazione verso il settore del biogas da parte delle aziende agro-zootecniche: gli allevatori sono alla ricerca di forme diversificate di reddito, e a far crescere l'interesse ha contribuito senza dubbio l'incentivazione omnicomprensiva di 0,28 euro/kWh per l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di taglia non superiore a 1 MWe.

Nell'ambito di un progetto finanziato dalla Regione Emilia-Romagna, il CRPA ha svolto un censimento degli impianti di digestione anaerobica operativi su tutto il territorio nazionale nel settore zootecnico ed agro-industriale, al fine di creare un archivio capace di fornire un quadro completo della dimensione del settore in Italia e delle principali caratteristiche degli impianti. Nel 2011 sono stati registrati 521 impianti distribuiti nel Paese con una produzione di 350 MWe. Si è inoltre stimato di poter arrivare a 700-800 entro la fine dell'anno. Un dato sorprendente è il forte sviluppo del settore negli ultimi anni: dal 2007 al 2011 infatti, gli impianti installati sono aumentati di circa il 240% (**Tabella 1.5**). La maggior parte degli impianti di biogas sono localizzati nel Nord-Italia (**Figura 1.4**): Lombardia, Veneto, Piemonte ed Emilia-Romagna ospitano circa l'80% degli impianti totali presenti nel Paese. L'indagine ha inoltre evidenziato che sul 57% della potenza installata, circa il 70% opera in co-digestione di effluenti zootecnici con colture come il mais e che il 7% usa esclusivamente deiezioni zootecniche.

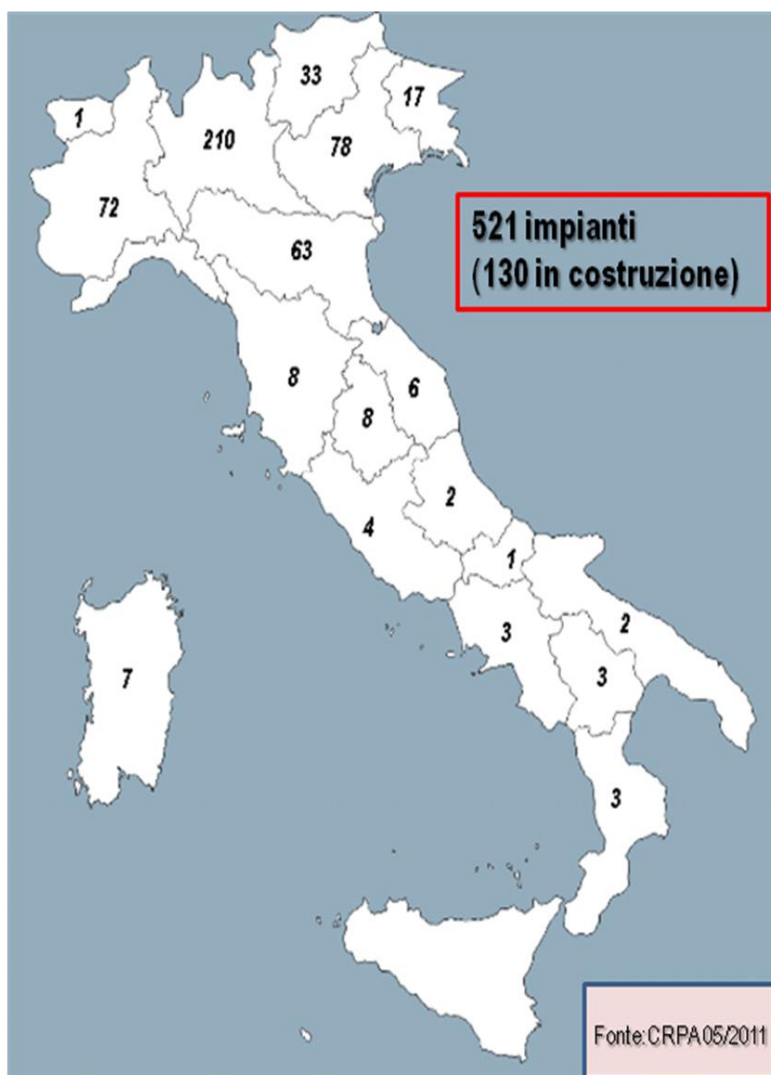
Attualmente si sfrutta solo una piccola parte delle deiezioni potenzialmente disponibili in Italia, che secondo diverse stime si aggirano tra 130 e 150 milioni di tonnellate annue. Quindi allo stato attuale esistono ancora enormi potenzialità per le aziende agro-zootecniche se ci si riferisce alle sole deiezioni zootecniche.

Tabella 1.5 – Numero di impianti biogas per potenza elettrica installata

Classe di potenza elettrica installata (kWe)	Impianti per classi di dimensioname e potenza elettrica installata (n.)						Incremento 2011/2007	Incremento 2011/2010
	Aprile 2007		Marzo 2010		Maggio 2011			
< 100	44	28,6%	49	17,9%	54	10,4%	22,7%	10,2%
101 – 500	28	18,2%	61	22,3%	105	20,2%	275,0%	72,1%
501 – 1.000	19	12,3%	100	36,6%	289	55,5%	1.421,0%	189,0%
> 1.000	14	9,1%	19	7,0%	24	4,6%	71,0%	26,3%
Biogas in caldaia	8	5,2%	10	3,7%	11	2,1%	37,5%	10,0%
Dato non disponibile	41	26,6%	34	12,5%	38	7,3%	---	---
TOTALE	154	100,0%	273	100,0%	521	100,0%	238,3%	90,8%

Fonte: Censimento CRPA 2011

Figura 1.4- Distribuzione impianti biogas in Italia al 2011



Capitolo 2

IL BIOGAS

2.1 LA DIGESTIONE ANAEROBICA

La digestione anaerobica è un processo biologico che in assenza di ossigeno trasforma la sostanza organica in **biogas**, cioè una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica. L'azione di decomposizione avviene in due fasi, la prima ad opera di diversi gruppi di microrganismi in grado di trasformare la sostanza organica essenzialmente in acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno; successivamente i composti organici intermedi vengono trasformati ulteriormente in metano e anidride carbonica dai microrganismi metanigeni.

Il vantaggio del processo è che partendo da materia organica si ottiene energia rinnovabile sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico. Il limite è dato invece dal fatto che i microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e di reazione, ciò significa che per ottenere la massima resa energetica l'ambiente di reazione deve essere mantenuto il più possibile in condizioni ottimali.

La presenza di gruppi di microrganismi diversi porta a cercare un compromesso tra le diverse esigenze di crescita e sviluppo, pertanto l'ambiente di reazione, definito solitamente reattore anaerobico, deve avere un pH intorno a 7-7,5, mentre la temperatura ottimale di processo è di circa 35°C se si opera con i batteri mesofili, o di circa 55 °C se si utilizzano i batteri termofili; con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in psicrofilia, cioè a una temperatura compresa tra 10 e 25 °C.

È opportuno sottolineare che la quantità di azoto contenuta nella biomassa sottoposta a digestione anaerobica sostanzialmente non cambia durante il processo, si avrà però una considerevole mineralizzazione dell'azoto organico ad azoto ammoniacale.

2.2 - DAL BIOGAS ALL'ENERGIA

Il **biogas** è una miscela composta da metano, in genere pari al 55-75%, da anidride carbonica, tracce di idrogeno solforato e umidità elevata, derivante dalla degradazione in ambiente anaerobico (assenza di ossigeno) della sostanza organica.

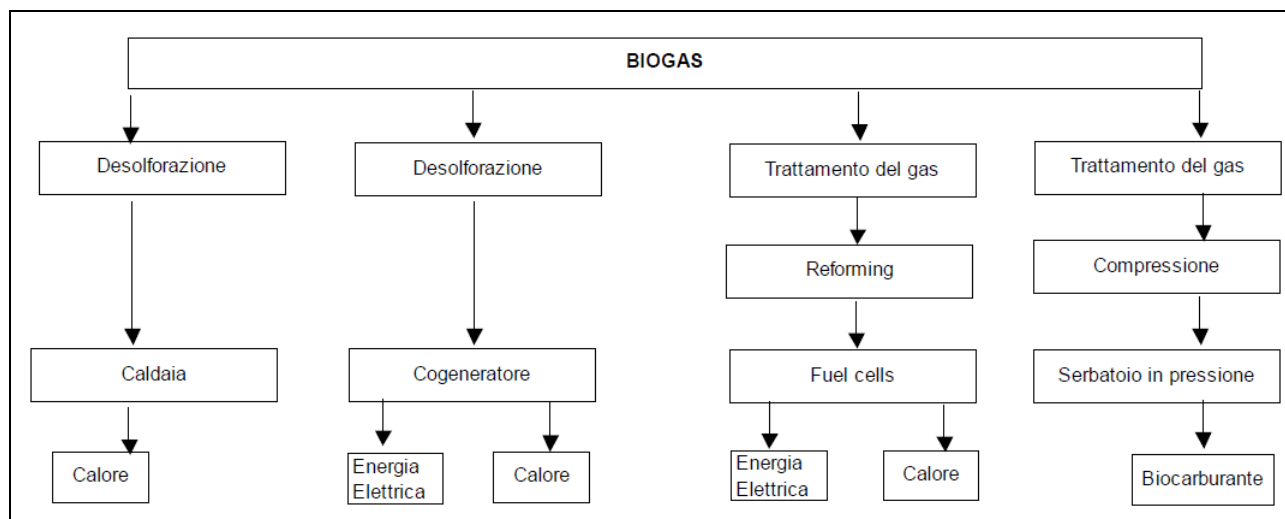
La trasformazione del biogas in energia utilizzabile può avvenire (**Figura 2.1**):

- per combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;
- per combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica;
- per combustione in cogeneratori per la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica. Con 1 m³ di biogas è possibile produrre mediamente 1,8-2 kWh di energia elettrica e 2-3 kWh di energia termica;

- il biogas, dopo essere stato purificato a metano al 95-98%, può anche essere utilizzato per autotrazione e/o immesso nella rete di distribuzione del metano; **tale uso del biogas è l'oggetto del presente studio**, anche se non è attualmente incentivato in Italia, a differenza degli altri biocarburanti, quali biodiesel e bioetanolo;

- il biogas può essere utilizzato anche per alimentare le celle a combustibile (fuel cells), che hanno la potenzialità di diventare le micro centrali elettriche del futuro.

Figura 2.1 – La trasformazione del biogas in energia



La *combustione diretta in caldaia* si presta molto bene per impianti realizzati negli allevamenti suinicoli annessi ai caseifici; questi sono forti consumatori di combustibili, utilizzati per produrre il vapore necessario per la caseificazione, e sono in grado di bruciare tutto il biogas prodotto, realizzando risparmi significativi.

Oltre che per la lavorazione del latte, l'energia termica può avere un impiego, anche se più discontinuo, per il riscaldamento e la preparazione della broda nelle porcilaie, per la preparazione dei pastoni, per il riscaldamento di serre, per l'essiccazione di foraggi e cereali, per usi civili (teleriscaldamento).

Nel caso invece di produzione di sola energia elettrica per autoconsumo il limite è sempre stato rappresentato dalla scarsa convenienza economica a immagazzinare il biogas prodotto in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali.

La *cogenerazione* ha il vantaggio di produrre sia energia termica che elettrica, favorendo un maggiore coefficiente di sfruttamento del biogas a copertura dei vari fabbisogni aziendali (acqua calda ed energia elettrica). Anche in questo caso, però, il consumo di energia termica è quasi sempre disaccoppiato rispetto al consumo di energia elettrica e con carichi molto variabili. In alternativa, ed è il caso più

frequente, si può cedere l'energia elettrica in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali alla rete elettrica nazionale.

2.3 COMPOSIZIONE DEL BIOGAS

Il biogas prodotto negli impianti di digestione anaerobica o nelle discariche, è principalmente composto da metano (CH₄) ed anidride carbonica (CO₂) e da piccole quantità di idrogeno solforato (H₂S) ed ammoniaca (NH₃). Sono occasionalmente presenti tracce di idrogeno (H₂), azoto (N₂), carboidrati saturi o alogenati ed ossigeno (O₂). Il gas, saturo di vapore acqueo, può contenere particelle di polvere e composti organici siliconici (Siloxani). La composizione tipica dei differenti tipi di biogas e del gas naturale è mostrata in **Tabella 2.1**.

Tabella 2.1 - Composizione e parametri del gas proveniente da diverse fonti (IEA Bioenergy)

Parametri	Unità	Gas da discarica	Biogas da DA	Gas naturale del mar del nord	Gas naturale tedesco
Potere calorifico inferiore	MJ/Nm ³	16	23	40	31,6
	kWh/Nm ³	4,4	6,5	11	8,8
	MJ/kg	12,3	20,2	47	38
Densità	kg/Nm ³	1,3	1,2	0,84	0,8
Indice di Wobbe superiore	MJ/Nm ³	18	27	55	43,7
Numero di ottani	-	>130	>135	70	-
Metano	Vol - %	45	63	87	81
Metano (range)	Vol - %	35-65	53-70	-	-
Idrocarburi superiori	Vol - %	0	0	12	3,5
Idrogeno	Vol - %	0-3	0	0	-
Monossido di Carbonio	Vol - %	0	0	0	0
CO ₂	Vol - %	40	47	1,2	1
CO ₂ (range)	Vol - %	15-50	30-47	-	-
Azoto	Vol - %	15	0,2	0,3	14
Azoto (range)	Vol - %	5-40	-	-	-
Ossigeno	Vol - %	1	0	0	0
Ossigeno (range)	Vol - %	0-5	-	-	-
H ₂ S	ppm	<100	<1000	1,5	-
H ₂ S (range)	ppm	0-100	0-10000	1-2	-
Ammoniaca	ppm	5	<100	0	-
Cloro totale (Cl)	mg/Nm ³	20-200	0-5	0	-

Un fattore molto importante da valutare per l'utilizzazione dei gas è l'indice di Wobbe (I_w). È definito come il rapporto tra il Potere calorifico superiore (PCS) e la radice quadrata della gravità specifica del gas (G_s). Viene determinato dalla seguente equazione:

$$I_w = \frac{PCS}{\sqrt{G_s}}$$

Il massimo valore energetico del biogas è determinato dal suo contenuto in metano. La gravità specifica (o densità relativa) è una grandezza adimensionale, definita come il rapporto tra il peso (o la densità) di un corpo e il peso (o la densità) di un volume di acqua pari al volume del corpo stesso alla temperatura di 4°C.

Il numero di ottani del metano è un parametro che descrive il potere antidetonante del gas quando viene bruciato in un motore endotermico. Il metano ha per definizione un numero di ottani pari a 100 e l'H₂ un numero pari a 0. La CO₂ aumenta il numero di ottani perché non è un gas combustibile con un'alta resistenza alla detonazione, quindi il biogas purificato (biometano) ha un numero di ottani superiore a 100.

2.3.1 Contaminanti nel biogas

Il biogas proveniente dalle discariche contiene oltre 500 differenti contaminanti quali gli idrocarburi alogenati, idrocarburi superiori e composti aromatici. Sia il biogas proveniente da discarica che dalla digestione dei fanghi di depurazione, può contenere siloxani che causano problemi in fase di combustione del biogas.

2.3.1.1 Composti solforati

Il biogas, specialmente quello prodotto nelle discariche, può contenere composti dello zolfo quali i solfuri, disolfuri, tioli. Sono corrosivi soprattutto i composti ossidati dello zolfo (solfiti e solfati), in presenza di acqua, perché causano corrosioni nel compressore, nel gasometro e nel motore. Il principale composto solforato presente nel biogas è l'idrogeno solforato. Reagisce con molti metalli e la sua reattività dipende dalla pressione e concentrazione, dalla presenza dell'acqua e dalle elevate temperature.

2.3.1.2 Composti alogenati

I composti alogenati (tetracloruro di carbonio, clorobenzene, cloroformio e trifluorometano) sono spesso presenti nel gas da discarica ma raramente nel biogas proveniente da digestione di fanghi di depurazione o di scarti/rifiuti organici. I composti alogenati vengono ossidati durante il processo di combustione ottenendo dei prodotti corrosivi, soprattutto in presenza di acqua, presenti nelle tubature ed attrezzature a valle dell'impianto. Inoltre questi composti possono favorire la formazione di PCDD e PCDF (diossine e furani) se le condizioni di combustione (temperatura e tempo) sono favorevoli.

Molte specie alogenate nel biogas di discarica sono il risultato di una volatilizzazione diretta dei componenti del rifiuto organico e la loro presenza dipende dalle condizioni della discarica. I contaminanti fluorurati più comuni sono i clorofluorocarburi (CFC), che sono stati in passato largamente utilizzati come refrigeranti, propellenti e schiume isolanti, fino a quando il loro uso è stato proibito o ridotto nel 1980. I CFC più presenti nel gas di discarica, sono il CFC-12 (diclorodifluorometano) e il CFC -11

(triclorofluorometano). Questi composti sono presenti in basse concentrazioni nelle discariche, per il loro basso grado di volatilizzazione da rifiuti "vecchi".

2.3.1.3 Siloxani

I siloxani sono dei siliceni legati da radicali organici. Questi si trovano nei gas prodotti nelle discariche e dalla digestione dei fanghi di depurazione. Hanno origine da diversi prodotti di consumo (shampoo, detersivi e cosmetici) e vengono convertiti, durante la combustione, in silicio inorganico che si deposita nelle attrezzature determinando fenomeni corrosivi nelle componenti del motore (valvole, cilindri,...) determinandone il blocco. I composti siliceni si trovano anche negli oli di lubrificazione. Dato l'aumento dell'uso di cosmetici e di altri prodotti contenenti i siliceni, è necessario un monitoraggio frequente dei combustibili gassosi. Tuttavia non essendoci un metodo standard di monitoraggio, esistono discrepanze dei risultati ottenuti con differenti metodi di misura.

2.3.1.4 Ammoniaca

Le alte concentrazioni di ammoniaca creano problemi tecnici nei motori a gas e quindi è un limite che viene valutato dai costruttori di motori. Normalmente vengono ammessi valori superiori a 100 mg/Nm³. Dalla combustione di ammoniaca si formano gli ossidi di azoto (NO_x).

2.3.1.5 Polveri e particolato

Gli impianti di biogas, in particolare quelli da discariche, devono essere dotati di filtri e/o cicloni per ridurre i particolati presenti nel gas. I filtri non solo rimuovono i particolati ma riducono anche il contenuto di goccioline di acqua o di olio. Sono normalmente utilizzati filtri con dimensione della maglia di 2-5 micron.

Capitolo 3

ADEGUAMENTO ALLA DIRETTIVA NITRATI: UN PROBLEMA PER LA FILIERA ZOOTECNICA

3.1 – ANALISI DEI COSTI DI ADEGUAMENTO ALLA DIRETTIVA NITRATI (DM 7 APRILE 2006)

In un momento di grandi difficoltà economiche e congiunturali per la zootecnia italiana come quello attuale, anche la necessità dell'adeguamento normativo alla Direttiva Nitrati (DM 7 aprile 2006) ha comportato ulteriori problemi al bilancio annuale delle imprese. Le difficoltà maggiori si incontrano, soprattutto, in quelle aree in cui si concentra l'attività zootecnica nazionale (nello specifico la pianura padana), per gli indubbi problemi che sorgono nel reperire terreni idonei allo spandimento degli effluenti di stalla in esubero.

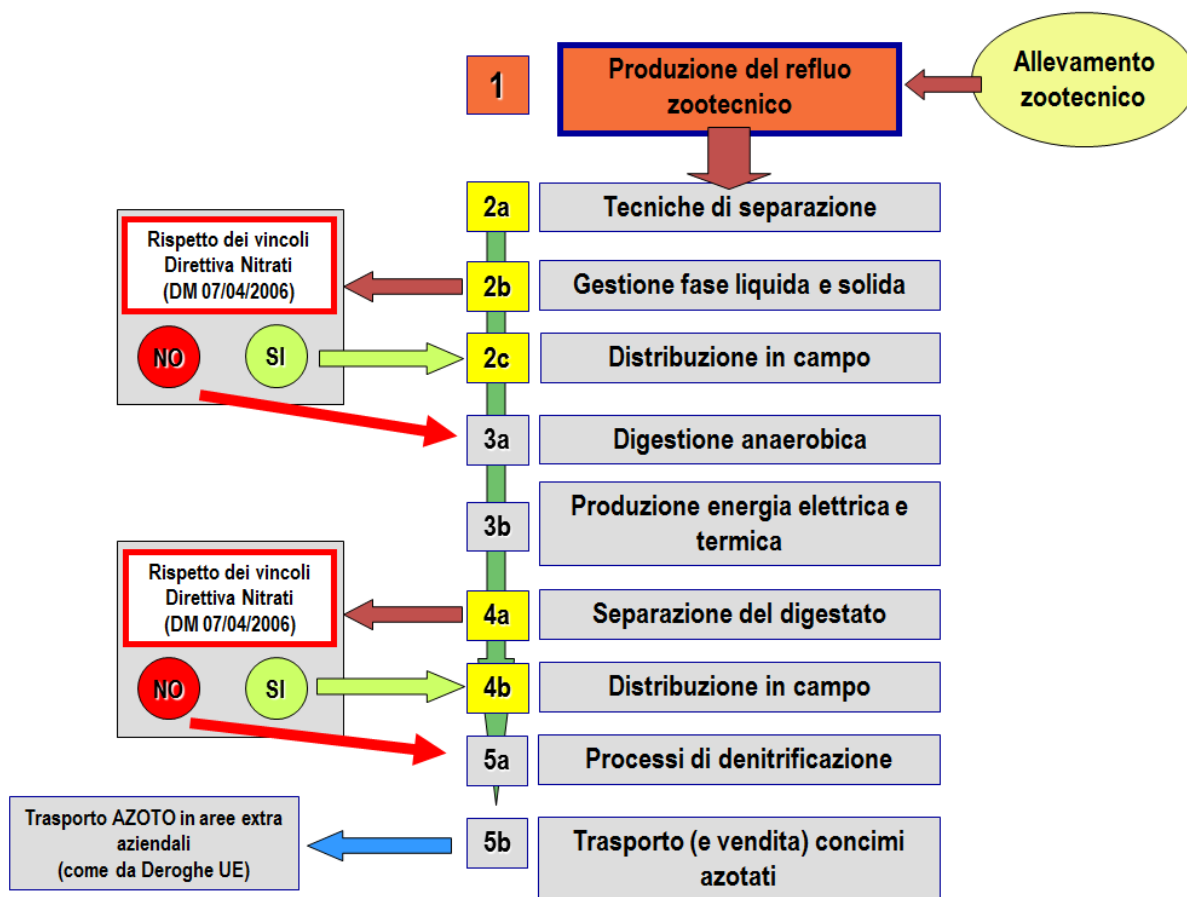
Riuscire a contenere tale aggravio di spesa ed in alcuni casi valorizzare come ricavi nel conto economico dell'azienda il potere fertilizzante ed energetico degli effluenti zootecnici, potrebbe consentire di ottenere un flusso di risorse finanziarie in grado di fornire una nuova fonte di reddito all'intera filiera.

Il presente lavoro di ricerca si colloca in tale contesto e l'obiettivo è stato quello di valutare se l'adozione di tecniche di trattamento e di trasformazione dei reflui, prima dell'impiego agronomico in campo, possa favorire il contenimento dei costi derivanti dall'adeguamento alla normativa. Nella **figura 3.1** sono schematizzate le principali fasi che caratterizzano il processo di gestione degli effluenti in un'azienda appartenente ad una filiera agro-energetica: dalla separazione in fasi solide e liquide del liquame, alla gestione delle fasi separate fino all'eventuale impiego per la produzione energetica in impianti di digestione anaerobica di tipo aziendale e/o consortile.

Quest'ultima tappa del processo gestionale consentirebbe, nel caso di aree rurali in cui la concentrazione di capi allevati non permettesse lo spandimento degli effluenti per mancanza di terreni, di utilizzare completamente o in parte l'energia prodotta per attivare processi di riduzione dell'azoto nei liquami, quali l'ossigenazione per la denitrificazione fino allo strippaggio dell'ammoniaca, al fine di produrre fertilizzanti chimici da trasportare all'esterno della zona.

Tale ultima opportunità/vincolo, ad esempio, si trova nella deroga presentata dai Paesi del Nord Europa e nelle proposte avanzate ed accettate in sede comunitaria per il nostro Paese. In questo caso il bilancio energetico (ad esempio, output da digestori e input da strippaggio) risulta essere tecnicamente ed economicamente percorribile, in relazione alla necessità di ridurre la quota di azoto presente nel territorio. In questo caso, l'energia prodotta dal digestore anaerobico non sarebbe ceduta completamente al gestore della rete elettrica (GSE), ma utilizzata per l'attivazione dei citati processi di denitrificazione.

Figura 3.1 – Fasi e processi della gestione degli effluenti zootecnici



In complesso, dunque, si sente la necessità di definire e di focalizzare il problema della gestione della sostanza organica di scarto di origine agro-zootecnica in modo integrato a livello territoriale, dalla fase di produzione fino alla distribuzione, all'utilizzo ed alla eventuale trasformazione in biogas ed in energia.

Pertanto, un sistema integrato di gestione deve proporre di raggiungere alcuni importanti obiettivi, in relazione alle fasi che caratterizzano l'intero processo di produzione, di stoccaggio, di trattamento, di trasformazione e di impiego degli effluenti zootecnici e di altre matrici organiche di risulta dell'attività agricola.

Proprio da tale problema di base, si incentra l'analisi economica del comparto zootecnico ed, in particolare, dell'allevamento di bovini da latte e da carne e dei suini. Tuttavia, preliminare a ciò, è sembrato opportuno approfondire la stima di un costo medio di adeguamento che deve sopportare l'imprenditore zootecnico per rispettare i vincoli della nuova normativa.

Col nome convenzionale di "Direttiva nitrati" si indica la Dir. 91/676/CEE del 12 dicembre 1991, relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole (G.U. L. 375 del 31/12/1991). Il recepimento in Italia è abbastanza recente ed è avvenuto con il Decreto

legislativo 11 maggio 1999, n. 152 e il decreto ministeriale 7 aprile 2006 ⁷. I contenuti fondamentali introdotti dalla direttiva sono:

- l'individuazione di zone cosiddette vulnerabili ai nitrati di origine agricola (**ZVN**), nelle quali è introdotto il divieto di spargimento dei reflui degli allevamenti oltre un limite di soglia massimo annuo;
- la regolamentazione dell'utilizzazione agronomica dei reflui zootecnici, con definizione dei cosiddetti Programmi d'Azione: tali programmi stabiliscono le modalità con cui possono essere effettuati gli spandimenti.

In applicazione di tale direttiva le Regioni Italiane hanno delimitato le Zone Vulnerabili ai Nitrati (ZVN) e hanno redatto Il Piano di Azione Obbligatorio che è l'insieme di regole che le aziende, zootecniche e non, devono rispettare.

Per quanto accaduto, gli allevatori si sono trovati ad affrontare alcuni importanti problemi, spesso di difficile risoluzione. In primo luogo, il principale vincolo imposto per la gestione degli effluenti zootecnici è sorto dalla definizione di idoneità allo spandimento dei terreni:

(1) zone vulnerabili all'azoto (ZVN) con un limite massimo annuale di 170 kg/ha di azoto;

(2) zone non vulnerabili all'azoto (ZNVN) con un limite massimo annuale di 340 kg/ha di azoto.

Inoltre, si ricorda che i valori di azoto, prodotto in stalla da distribuire in campo, e utilizzati dalle Regioni fino all'entrata in vigore del citato Decreto Ministeriale, non corrispondevano a quelli in adozione negli altri Paesi dell'UE; infatti, le produzioni per capo indicate per le stime erano decisamente più contenute per alcune variabili utilizzate: quantità escrete più limitate per capo, perdite per volatilizzazione elevate, comprensive, inoltre, di quelle che avvengono durante la fase di spandimento e non solo di stoccaggio.

La combinazione di queste due variabili (grado di vulnerabilità delle zone e nuovi parametri per la stima delle escrezioni dei capi allevati) ha determinato rilevanti problemi nel caso in cui l'azienda zootecnica si fosse trovata nelle condizioni in cui i propri terreni utilizzati per lo spandimento diventassero "vulnerabili" secondo la nuova definizione, obbligando l'imprenditore alla ricerca di nuove superfici.

I nuovi adempimenti da seguire sono principalmente due: la redazione della Comunicazione e del Piano di utilizzazione agronomica (PUA). Ad essi si aggiungono, poi, le nuove modalità riguardanti lo stoccaggio ed il trasporto degli stessi effluenti, nonché tutte le documentazioni necessarie. Va aggiunta poi

⁷ La Direttiva Nitrati n. 676 del Consiglio (91/676/CEE) è un provvedimento dell'Unione Europea approvato nel 1991, con lo scopo di ridurre e prevenire l'inquinamento delle acque e del suolo causato dai nitrati provenienti da fonti agricole. Questa Direttiva è stata recepita a livello nazionale con i Decreti Legislativi n. 152/1999 e n. 152/2006 ed il Decreto del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali del 7 aprile 2006. A loro volta le singole regioni hanno emanato i provvedimenti necessari per applicare le norme comunitarie e nazionali sul territorio regionale. Queste leggi si pongono l'obiettivo di tutelare le risorse ambientali dall'inquinamento causato dai nitrati di origine agricola e da quello causato dallo smaltimento dei fanghi di depurazione, al fine di garantire una produzione agricola sicura e sostenibile.

l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli allevamenti rientranti nell'allegato 1 del D. Lgs. 59 del 2005 e per quelli con più di 500 unità bovine adulte (UBA).

Pertanto, i destinatari di tali adempimenti sono tutti coloro che producono e/o utilizzano gli effluenti di allevamento, di qualsiasi natura essi siano. Lo spandimento verrà valutato secondo il quantitativo di azoto al campo prodotto ogni anno, e tale valore sarà ovviamente riferito alla specie ed al numero di capi allevati. In pratica, si possono distinguere cinque principali classi di aziende produttrici e/o utilizzatrici di effluenti da allevamenti:

- < 1.000 kg di azoto al campo per anno;
- da 1.001 a 3.000 kg/N/anno;
- **da 3.001 a 6.000 kg/N/anno;**
- > 6.000 kg/N/anno;
- aziende rientranti nell'allegato 1 del D. Lgs 59/05 e con più di 500 UBA.

A titolo esemplificativo, si riporta in **tabella 3.1**, un teorico valore di soglia del limite minimo, in cui l'allevatore si troverà obbligatoriamente a presentare la comunicazione (se in ZNVN) e/o integrata dal PUA (piano di utilizzazione agronomica), se i terreni sono in zone "vulnerabili" in adempimento al DM 7 aprile 2006; infatti, se si considera una produzione annuale di azoto al campo intorno a 4.000 kg totali, si nota che il numero di capi allevati è alquanto contenuto per categoria esaminata, ma ugualmente sussistono le condizioni che necessitano la redazione dei documenti richiesti dalla normativa.

Tabella 3.1 – Dimensioni allevamento in relazione ad una produzione di azoto totale annuale: obbligo di comunicazione e superficie necessaria

Tipologia delle zone	Parametro	Scrofe e suinetti	Suino adulto	Vacche da latte	Bovino adulto
Produzione azoto unitario	(kg/capo)	26,40	9,80	83,00	33,60
Azoto totale	(kg/anno)	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00
Zone NON VULNERABILI					
Documenti (DM 7 aprile 2006)	---	Comunicazione	Comunicazione	Comunicazione	Comunicazione
Capi allevati	(numero)	152	408	48	119
Superficie per lo spandimento	(ettari)	11,76	11,76	11,76	11,76
Carico mantenibile	(capi/ettaro)	12,88	34,69	4,10	10,12
Zone VULNERABILI					
Documenti (DM 7 aprile 2006)	---	Comunicazione e PUA	Comunicazione e PUA	Comunicazione e PUA	Comunicazione e PUA
Capi allevati	(numero)	152	408	48	119
Superficie per lo spandimento	(ettari)	23,53	23,53	23,53	23,53
Carico mantenibile	(capi/ettaro)	6,44	17,35	2,05	5,06

Fonte: ns.elaborazione dati DM 7 aprile 2006

Come si può ben capire, l'allevatore si è dovuto porre una serie di quesiti per meglio pianificare la corretta gestione degli effluenti di stalla. In tale contesto è risultata importante la stima da un punto di vista

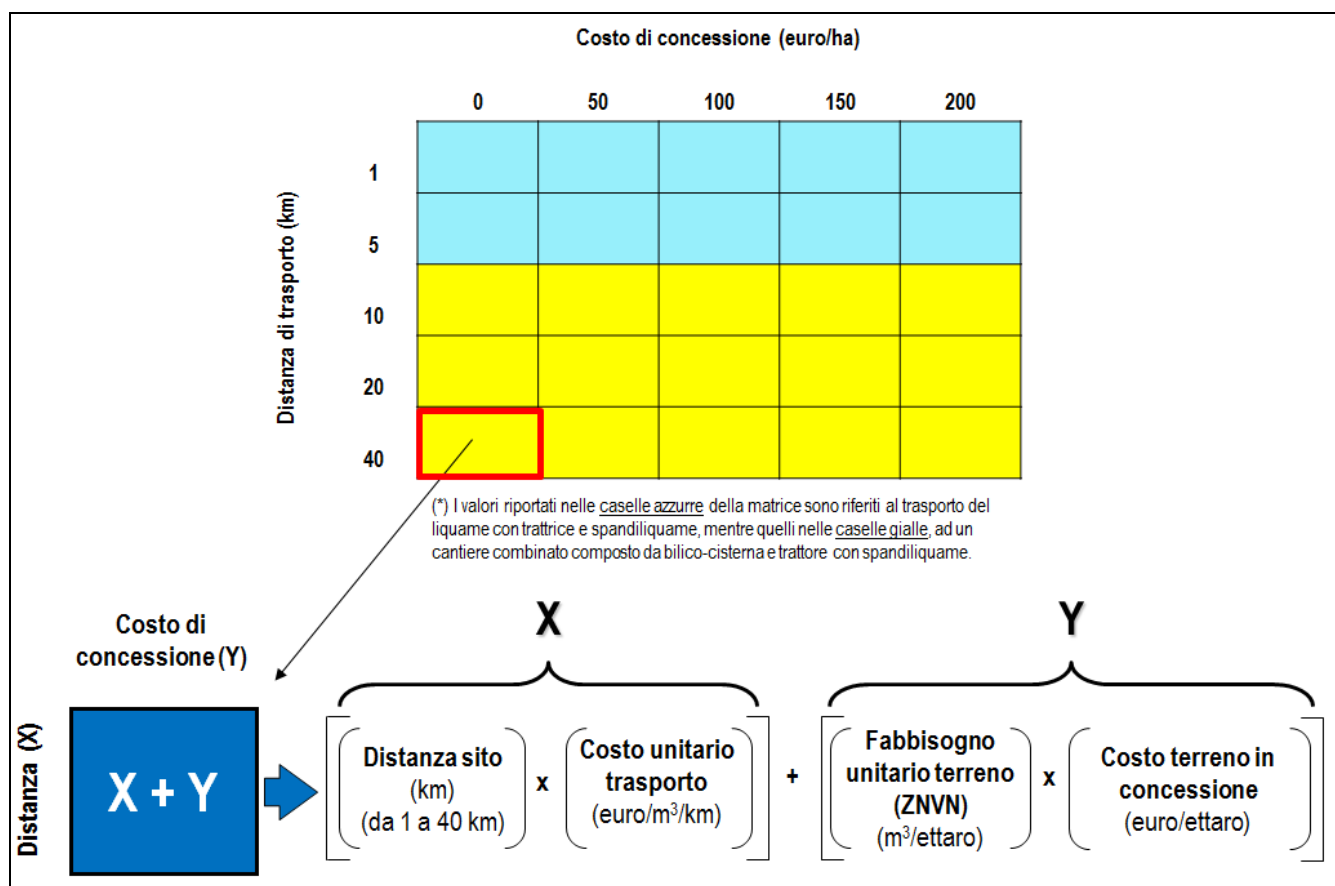
economico dei costi di adeguamento alla normativa, per quanto riguarda gli aspetti gestionali del volume di effluenti zootecnici prodotto. A tal fine, si è cercato di porre in evidenza quanto possa ammontare questa spesa nel bilancio aziendale dell'impresa zootecnica e si sono assunte alcune ipotesi di base, ovvero si è considerato che:

- l'allevatore, fino all'adeguamento alle nuove regole applicative, sia nelle condizioni di rispetto delle norme vigenti;
- l'adeguamento alle nuove disposizioni, relativo all'entrata in vigore dei nuovi programmi regionali, comporti la possibile trasformazione della propria zona di competenza per lo spandimento da "non vulnerabile" a "vulnerabile";
- un metro cubo di liquame abbia circa lo 0,35% di azoto totale, valore medio rilevato dalle indicazioni del DM 7 aprile 2006.

Pertanto, da queste ipotesi, la gestione del volume degli effluenti prodotto annualmente comporta:

- l'incremento dell'azoto in campo in relazione ai nuovi parametri introdotti dal DM 07/04/2006;
- la necessità di reperire "nuovi" terreni idonei allo spandimento e, di conseguenza, di dover prendere in considerazione un eventuale costo di concessione;
- il trasporto dei reflui fuori azienda con un conseguente aggravio della situazione logistica della gestione dello spandimento.

Figura 3.2 – Struttura della matrice di valutazione dei costi di adeguamento alla Direttiva nitrati



Ai fini dell'indagine, è necessario dare un valore a queste variabili e proporre un quadro dinamico in cui si possano riconoscere situazioni diverse, attraverso indicatori quantitativi ed economici. A tal proposito, si è realizzato un modello di analisi matriciale in grado di incrociare i risultati rilevati (**figura 3.2**). In particolare, nell'asse:

- **verticale**, sono riportate le fasce chilometriche crescenti fino a 40 chilometri di distanza tra i terreni per lo spandimento e il luogo di produzione del liquame;
- **orizzontale**, sono indicati i differenti costi di concessione dei terreni; si è ipotizzato che l'allevatore possa reperire terreni sia gratuitamente (con a carico le spese di trasporto e di spandimento), sia contribuendo con un costo massimo di 200 euro/ettaro.

Per una maggiore comprensione del risultato aggregato, in ogni casella della matrice sarà evidenziato il costo unitario riferito sia al tipo di capo allevato sia all'unità (m³) di liquame trattato che l'allevatore deve sostenere nel caso in cui, in difetto di terreni, debba reperirli in concessione (con costi diversificati) ed a distanze crescenti dalla propria azienda.

Variabile: terreno

Come indicato nella descrizione della matrice, la prima variabile che incide sui costi di gestione è il reperimento di terreni al fine di adeguarsi alla normativa. Il costo dei terreni, nel caso in cui l'allevatore non li abbia in proprietà, si presume possa essere compreso tra 0 e 200 euro/ha per la concessione degli stessi ai soli fini di spandimento degli effluenti; tale valore è ritenuto congruo in base alla situazione media riscontrata in più aree della pianura padana. La superficie da reperire è direttamente collegata con le caratteristiche di produzione di azoto dei singoli capi allevati. L'analisi è condotta per le seguenti tipologie di animali:

- suino adulto da ingrasso;
- scrofe e suinetti;
- bovino adulto da carne;
- vacche da latte.

Utilizzando i parametri indicati dal DM 7 aprile 2006, si sono determinate le superfici necessarie per singolo capo (**tabella 3.2**); questo primo parametro è da considerare congiuntamente al costo di concessione al fine di quantificare la spesa per singolo capo allevato relativa solo al reperimento di terreno aggiuntivo in ZVN. In modo dinamico si è stimato l'andamento dei valori riportato in **figura 3.3**: se si considera, ad esempio, un costo unitario tra 50 e 100 euro/ha, l'incidenza per capo allevato si attesta intorno a 10/20 euro per scrofe e bovini adulti, inferiore a 10 euro per i suini adulti, mentre arriva fino a 50 euro/capo per le vacche da latte.

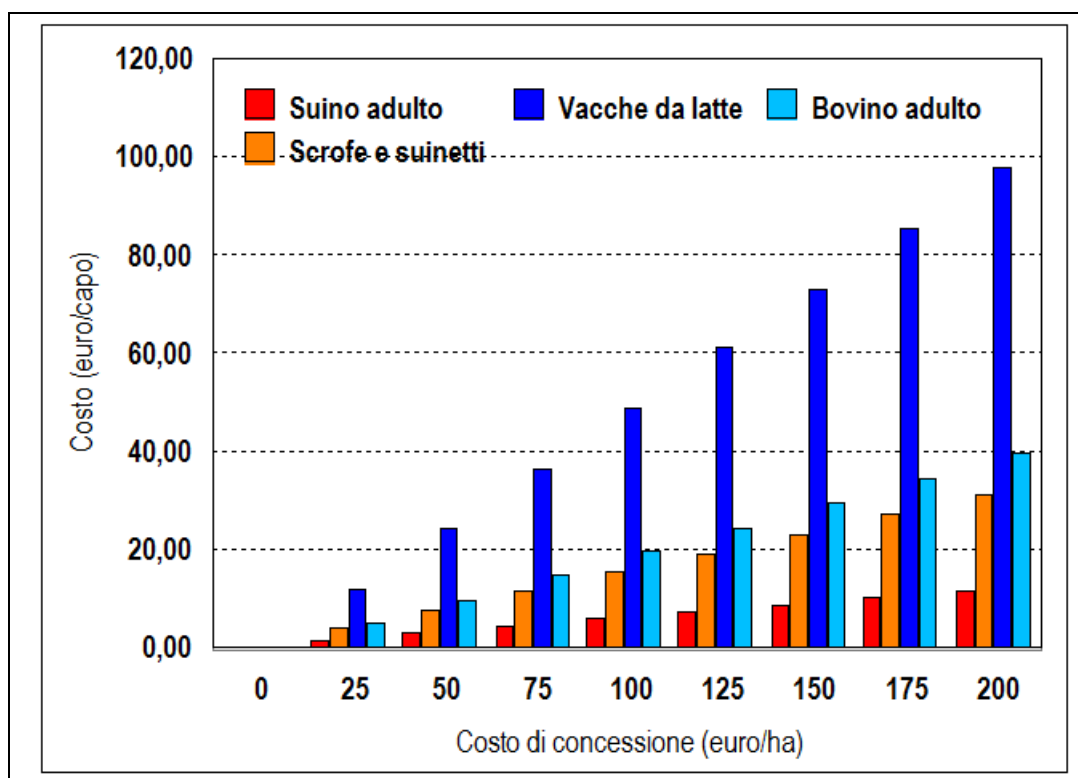
Tabella 3.2 – Parametri di produzione di refluo e azoto al campo per differenti tipologie di allevamento

Specie allevate	Peso	Azoto al campo	Produzione liquame	Liquame annuale capo	ZVN (170,00 kg/anno/N)	ZNVN (340,00 kg/anno/N)
	kg/capo	kg/capo/anno (**)	m3/t/anno	m3/capo/anno	ha/capo/anno	ha/capo/anno
Suini						
- scrofe con suinetti fino a 30 kg (*)	260,00	26,40	37,00	9,62	0,16	0,08
- suini adulti in accrescimento	89,00	9,80	37,00	3,29	0,06	0,03
Bovini						
- Vacche da latte in produzione	600,00	83,00	33,00	19,80	0,49	0,24
- Vacche da latte in rimonta	300,00	36,00	33,00	9,90	0,21	0,11
- Bovini all'ingrasso	400,00	33,60	26,00	10,40	0,20	0,10
- Vitelli a carne bianca	130,00	8,60	55,00	7,15	0,05	0,03

(*) L'unità "scrofa produttiva" si riferisce alla scrofa presente in ciclo riproduttivo: peso medio 260 kg/capo (dati da progetto interregionale "Bilancio dell'azoto negli allevamenti").

(**) Per azoto al campo si intende la quantità netta stimata in relazione ad un processo di volatilizzazione da stoccaggio pari al 28%.

Figura 3.3 – Dinamica del costo di concessione di terreni ZVN per specie allevate



Fonte: ns. elaborazione dati DM 7 aprile 2006

Variabile: trasporto

La seconda variabile che incide in modo determinante sul costo di adeguamento ai vincoli imposti dalla Direttiva nitrati è indubbiamente il trasporto fuori dall'azienda, in relazione alle distanze da coprire ed al tipo di vettore impiegato (in particolare, trattrice con spandi-liquame o bilico-cisterna combinato con i mezzi da impiegare per lo spandimento finale in campo).

Ai fini dell'analisi si sono definite alcune variabili necessarie per la stima dei costi unitari di

riferimento per il calcolo del valore da inserire nel modello di valutazione della filiera:

- **problema di base:** si ricorda di nuovo che l'assunto principale adottato per l'analisi è il declassamento dei terreni da ZNVN (carico massimo 340 kg/ha di azoto) a ZVN (170 kg/ha di azoto), per cui vi è la necessità di dover reperire nuove superfici per adeguarsi ai limiti imposti dalla Direttiva nitrati;
- **tipo di vettore:** trattrice con spandi-liquame per distanze entro 5 km e bilico-cisterna combinato oltre 5 km dall'allevamento;
- **volume di effluente zootecnico:** si è ipotizzato di distribuire i costi, considerando un volume di materia prima almeno sufficiente per alimentare un impianto per la produzione di biogas di potenza sostenibile da un punto di vista tecnico ed economico; pertanto, si ritiene opportuno che la soglia minima sia almeno di 7.500 tonnellate che, in base all'origine (bovino o suino), può alimentare un impianto di potenza ± 50 kW: infatti, se si considera una resa energetica pari a circa 40-50 kWh/ton di refluo tal quale ed un funzionamento del motore di circa 7.500 ore/anno, si ottiene, ad esempio:
 $(7.500 \text{ ton} \cdot 50 \text{ kWh/ton})/7.500 \text{ ore/anno} = 50,0 \text{ kW}$
- **classi di terreno:** la scelta del terreno per lo spandimento della parte in esubero di azoto per tipo di zona (ZVN o ZNVN) è decisiva per il costo di adeguamento: se si considera che l'allevatore abbia avuto il terreno declassato da ZNVN a ZVN, il problema da risolvere è l'esubero di una quota pari a 170 kg/ha di azoto; le strade da intraprendere possono essere due: la prima prevede la ricerca di terreni con caratteristiche ZNVN (con capacità di carico di 340 kg/ha di azoto) e, pertanto, sarebbe necessaria una quota di superficie aggiuntiva del 50% rispetto alla situazione attuale; la seconda reperire terreni nelle vicinanze all'azienda di tipo ZVN (con capacità di carico di 170 kg/ha di azoto), per cui il reperimento diventa pressoché il doppio rispetto alla situazione di partenza. Per la stima si è considerata la seconda ipotesi, poiché nella realtà dei casi il reperimento di terreni ZNVN potrebbe richiedere un allungamento anche ingente del tragitto, in quanto la determinazione delle classi di capacità di carico è stata definita nelle Regioni interessate in modo omogeneo e, quindi, si presume che sia difficile il reperimento di aree ZNVN vicino a zone ZVN.
- **costo medio per l'analisi:** ai fini dell'analisi è necessario stimare e definire un costo unitario medio per l'adeguamento alla Direttiva nitrati da parte di un allevatore non in grado di adempiere ai limiti di carico di azoto con i propri terreni. L'approccio tenuto considera un valore ottenuto come media tra le distanze comprese tra 5 e 20 km e un costo di concessione allo spandimento tra 50 e 150 euro/ettaro.

Capitolo 4

RIFERIMENTI NORMATIVI PER L'AGRO-ENERGIA

Con l'entrata in vigore del D.M. del 6 luglio 2012, sono state modificate le modalità di incentivazione degli impianti di biogas che entreranno in funzione a partire da gennaio 2013. Nelle pagine successive verrà dato in primis un quadro legislativo da seguire per l'attivazione di un impianto di digestione anaerobica con riferimento alla normativa comunitaria, nazionale e locale dando ampio spazio alle novità relative alla modalità di incentivazione:

- figura dell'imprenditore agricolo
- procedura autorizzativa
- fiscalità relativa all'attività di produzione energetica- sottoprodotti di origine agronomica
- incentivi della filiera agro-energetica (novità introdotte con il nuovo D.M. 6 luglio 2012)

4.1. FIGURA DELL'IMPRENDITORE AGRICOLO

L'art. 2135 del Codice Civile definisce l'Imprenditore Agricolo come colui che «...esercita un'attività diretta alla coltivazione del fondo, alla silvicoltura, all'allevamento del bestiame e attività connesse» specificando che «si reputano connesse le attività dirette alla trasformazione o alienazione dei prodotti agricoli, quando rientrano nell'esercizio normale dell'agricoltura». Il citato articolo è stato sostituito dall'art. 1 del D.Lgs. 228/01 recante «orientamento e modernizzazione del settore agricolo (...)».

In particolare, viene identificato l'imprenditore agricolo come colui che esercita l'attività di coltivazione del fondo, di silvicoltura, di allevamento di animali e di attività connesse; in questa nuova formulazione vi è un'importante precisazione costituita dalla sostituzione dei termini «allevamento del bestiame» con «allevamento di animali». Inoltre, viene ampliato il concetto di **attività connesse**, introducendo quelle dirette «alla manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione», purché venga rispettato il principio di prevalenza: prodotti derivanti prevalentemente dalle attività principali, utilizzo prevalente di attrezzature e/o di risorse normalmente impiegate nelle attività aziendali. Per poter definire un'attività connessa sono, quindi, necessari due requisiti fondamentali dettati dalla soggettività o dall'oggettività del legame con l'attività principale.

Per quanto riguarda il requisito soggettivo, le attività devono essere svolte dall'imprenditore agricolo che esercita un'attività agricola principale; mentre per il requisito oggettivo, le attività devono venire esercitate mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda. L'art.1 comma 369 della Finanziaria 2007 (Legge n. 296/06) afferma che «(...) la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo e di prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli provenienti prevalentemente dal fondo effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono attività connesse

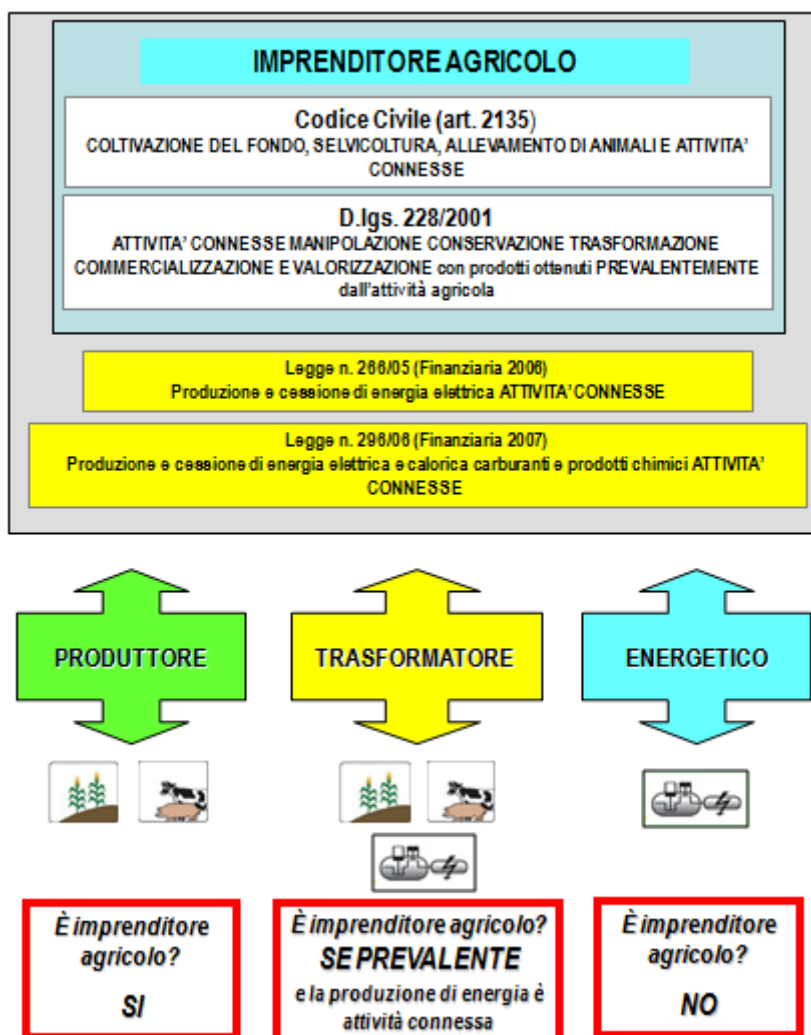
ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del Codice Civile e si considerano produttive di reddito agrario». Questi innovativi compiti dell'imprenditore agricolo hanno suggerito di individuare tre differenti «figure», a seconda dell'attività svolta all'interno della filiera energetica (**figura 4.1**). In particolare, tra gli attori di una o più fasi della filiera è possibile identificare:

-**imprenditore produttore** di materia prima da destinare alla produzione energetica: il ruolo di sua competenza è il solo conferimento del prodotto destinato ad essere trasformato nell'impianto;

-**imprenditore trasformatore** della materia prima organica di natura agro-zootecnica: può gestire in modo autonomo la filiera, in quanto svolge il duplice ruolo di produzione e di trasformazione della matrice organica e la relativa gestione alla fine del processo;

-**imprenditore energetico**: gestisce solo l'impianto di produzione energetica e non presenta le caratteristiche per essere definito «agricolo», in quanto difficilmente la produzione energetica può essere attività connessa.

Figura 4.1- Le possibili figure di imprenditore nella filiera bioenergetica alla luce della normativa vigente



Fonte: nostra elaborazione

4.2 PROCEDURA AUTORIZZATIVA

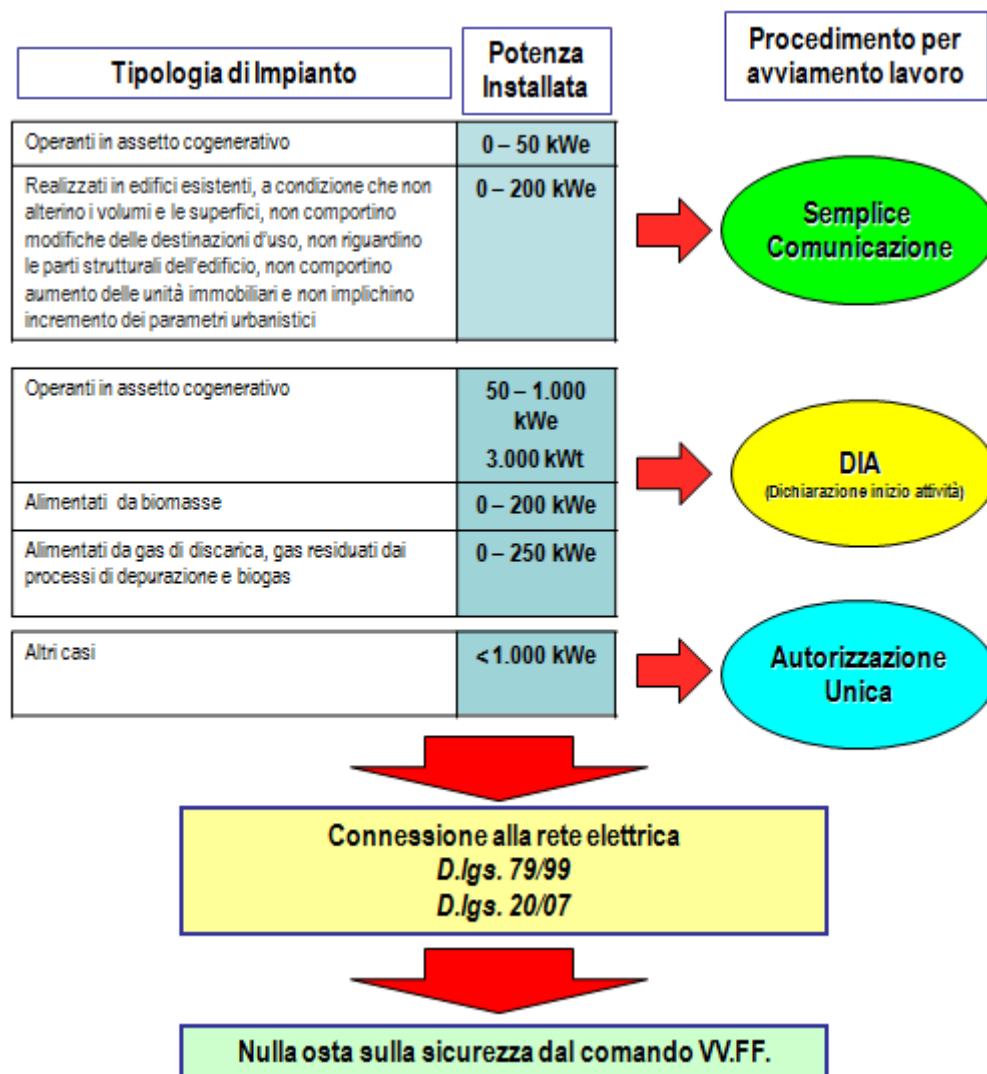
La disciplina autorizzativa degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è contenuta nell'art. 12 del D.Lgs. 387/03 dove gli impianti di produzione di biogas vengono definiti come "opere di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti". Le linee guida previste dal citato articolo per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 18 Settembre 2010. Nei principi generali inerenti l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili viene specificato che: «L'attività di produzione di energia elettrica [...] è attività libera nel rispetto degli obblighi del servizio pubblico [...]. A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio». E' stata inoltre confermata la regola (già prevista per legge dpr 380/2001 articolo 17, comma 3, lettera e) che impianti, lavori, opere, modifiche e installazioni relativi alle fonti rinnovabili di energia sono esenti dal contributo di costruzione, onere dovuto al Comune nel caso di interventi edilizi di costruzione, ristrutturazione e demolizione di edifici. Per quanto riguarda il tema degli oneri istruttori, che le Regioni normalmente applicano per coprire le spese sostenute nella procedura autorizzativa, le linee guida precisano che questi non possono configurarsi come misure compensative, ma devono essere determinati sulla base dei principi di ragionevolezza e non discriminazione della fonte utilizzata e non potranno superare lo 0,03% dell'investimento. E' chiaro che a seguito della pubblicazione delle linee guida, anche l'iter autorizzativo trova una chiarezza maggiore che dovrà essere seguito da tutte le Regioni Italiane. Il quadro del sistema autorizzativo viene classificato in tre categorie (**figura 4.2**):

- **impianti considerati a edilizia libera e soggetti alla semplice comunicazione;**
- **impianti realizzabili mediante dichiarazione di inizio attività (dia);**
- **impianti soggetti ad autorizzazione unica.**

4.2.1. Semplice comunicazione

Si tratta di interventi che non hanno bisogno di uno specifico permesso, ma è necessaria una comunicazione all'Amministrazione Comunale, anche per via telematica, dell'inizio lavori da parte dell'interessato. Rientrano in questa categoria due diverse situazioni: gli impianti alimentati a biomasse o biogas operanti in assetto cogenerativo (che producono, cioè energia elettrica e termica), con una capacità di generazione massima di 50 kWe (microgenerazione), gli impianti a biomasse e biogas con una capacità di generazione non superiore ai 200 kWe realizzati in edifici esistenti, a condizione che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici. Questi ultimi sono quei parametri (densità demografica, densità edilizia territoriale, standard urbanistici ecc.) che, regolando l'urbanizzazione di un'area, servono a proporzionare strutture e infrastrutture.

Figura 4.2 - Procedure autorizzative di un impianto a biogas in base alle Linee guida del 18 Settembre 2010



Fonte: Nostra elaborazione

4.2.2. Dichiarazione di Inizio Attività

Sono soggetti alla dichiarazione di inizio attività (DIA) gli impianti alimentati a biomasse o biogas che operano in assetto cogenerativo con una capacità di generazione massima tra 50 e 1.000 kWe, gli impianti alimentati a biomasse con potenza non superiore a 200 kWe e gli impianti a biogas con potenza non superiore a 250 kWe. L'art. 22 del Dpr 380/01 specifica che con la DIA possono essere realizzate opere non riconducibili ad attività edilizia libera o al permesso di costruire (art. 6 e 10 del DPR 380/01). È pertanto richiesta la DIA per opere di manutenzione straordinaria, restauro conservativo, ristrutturazione edilizia; viene seguito il meccanismo del silenzio-assenso: se non si ricevono notizie dalla Pubblica Amministrazione competente entro 30 giorni dalla data di presentazione della dichiarazione, si intende concessa un'autorizzazione implicita all'esecuzione dei lavori. La DIA va compilata allegando una relazione tecnica ed il progetto di massima dell'impianto e va consegnata all'Ufficio Tecnico del Comune

interessato. Per impianti installati in edifici o siti protetti da vincoli urbanistici, storici o paesaggistici, sono richiesti, in allegato alla DIA, i necessari permessi a livello territoriale come, ad esempio, il nulla osta paesaggistico o dell'Ente Parco; in questo caso le autorità locali indicano con precisione i vincoli e i relativi limiti realizzativi. Resta ferma la facoltà del richiedente di optare per l'autorizzazione unica.

4.2.3. Autorizzazione Unica

In tutti i casi diversi da quelli sopra esposti, vale il sistema dell' "Autorizzazione" Unica, procedimento semplificato previsto dall'art. 12 comma 4 del D.Lgs. 387/03. L'Autorizzazione Unica viene regolamentata a livello regionale o provinciale e si svolge tramite la Conferenza di servizi, con l'obiettivo di accorciare i tempi e snellire l'iter autorizzativo per gli impianti a biogas superiori ai 250 kW e coordinare i vari interessi pubblici coinvolti in un'unica sede istituzionale e contestuale. A titolo puramente indicativo, alla Conferenza dei servizi sono invitati il Comune nel cui ambito territoriale ricade il progetto, la Provincia, l'Azienda sanitaria locale, l'Agenzia dell'ambiente regionale, la Soprintendenza ai beni culturali, i Vigili del fuoco, il soggetto gestore della rete elettrica, il Consorzio di bonifica se previsto, e altri rappresentanti delle pubbliche amministrazioni a vario titolo coinvolti nell'iter autorizzativo.

A conclusione del procedimento, che prevede un calendario di tempi preciso e obbligatorio, l'autorizzazione unica sostituisce a tutti gli effetti ogni autorizzazione, nullaosta, atto di assenso di competenza delle amministrazioni coinvolte. L'autorizzazione unica quindi «...costituisce titolo a eseguire ed esercire l'impianto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili in conformità al progetto approvato...». In generale l'autorizzazione unica rappresenta di per sé variante allo strumento urbanistico, salvo per gli impianti realizzati in zone classificate agricole dai piani urbanistici. A tal proposito, secondo l'art. 12 comma 7 del D.Lgs. 387/03, gli impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili possono essere ubicati anche in zone classificate «agricole» dai vigenti piani urbanistici e, pertanto, non è necessario adottare varianti di destinazione d'uso.

L'autorizzazione può includere specifiche prescrizioni per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto o specifiche modalità per la rimessa in ripristino dei luoghi una volta dimesso l'impianto. Il termine per la conclusione del procedimento unico non può essere superiore ai 180 giorni dalla presentazione dell'istanza. Non vanno calcolati in questo limite le eventuali sospensioni per chiarimenti o richieste di integrazioni. È molto importante ricordare che l'Autorizzazione Unica non sostituisce la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), nei casi in cui essa è richiesta (Parte II del D.Lgs. 152/06).

A completamento di tale quadro di riferimento, si ricorda che le Regioni e le Province autonome possono porre limiti all'installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, nell'ambito delle attività pianificatorie, ma esclusivamente nel rispetto dei «criteri per l'individuazione delle aree non idonee» indicati dalle linee guida. È importante riportare il principio generale che deve guidare le Regioni: «l'individuazione delle aree e dei siti non idonei mira non già a rallentare la realizzazione degli impianti,

bensì a offrire agli operatori un quadro certo e chiaro di riferimento e orientamento per la localizzazione dei progetti». Il provvedimento, quindi, elenca una serie di regole da considerare per individuare le eventuali aree non idonee e i principi che le Regioni devono rispettare. Questa individuazione deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati ad aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico-culturale, connessi alle caratteristiche del territorio e del sito dove è progettato l'impianto. Le Regioni potranno tener conto sia di elevate concentrazioni di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella medesima area prescelta per la localizzazione, sia delle interazioni con altri progetti, piani e programmi posti in essere o in progetto nell'ambito della medesima area. Possono essere indicate come aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti quelle particolarmente sensibili o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, come ad esempio le zone agricole interessate da produzioni agroalimentari di qualità o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale.

4.2.4. Connessione alla rete elettrica

Il rilascio dell'autorizzazione non conclude effettivamente la procedura, poiché ad esso, ed alla realizzazione dell'impianto, segue l'effettiva connessione alla rete elettrica. Per quanto concerne l'immissione dell'energia elettrica, la normativa principale è rappresentata dal D.Lgs. 79/99 e dal D.Lgs. 20/07. Il punto fondamentale dei riferimenti normativi è l'obbligo di connessione alla rete elettrica da parte del Gestore di rete e degli impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta, con sanzioni al Gestore di rete da parte dell'Autorità (AEEG) in caso di ritardata connessione.

L'iter autorizzativo può risultare dunque lungo e complesso.

Spesso sono le aziende che progettano e realizzano gli impianti a occuparsi dell'espletamento delle necessarie pratiche autorizzative: questo servizio ha ovviamente un costo, ma affranca il proprietario dell'impianto dagli oneri derivanti dalla gestione diretta del percorso procedurale. Solitamente non è noto agli utenti che, come stabilito dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, le imprese di distribuzione, in fase di elaborazione del preventivo per la connessione alla rete elettrica, sono tenute a fornire gratuitamente al richiedente tutte le informazioni sulla documentazione e gli adempimenti necessari all'ottenimento delle autorizzazioni relative alla costruzione e all'esercizio dell'impianto. Nel momento in cui il richiedente accetta il preventivo per la connessione (entro i 45 giorni di validità dello stesso), deve indicare se intende seguire in proprio l'iter autorizzativo oppure se affidarlo, in tutto o in parte, all'impresa di distribuzione che realizza la connessione.

In questo secondo caso, il richiedente è tenuto a riconoscere all'impresa di distribuzione un corrispettivo «determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie (...)». I prezzi si possono trovare sulle guide per le connessioni redatte dalle diverse imprese di distribuzione.

4.2.5. Sicurezza

Ultimo passo nell'iter autorizzativo è la valutazione sulla regolarità dell'impianto dal Comando dei Vigili del Fuoco (V.V.FF.); un eventuale parere negativo del Comando può infatti bloccare il rilascio dell'autorizzazione, senza che possa essere invocato il principio maggioritario e senza possibilità di rimettere la decisione all'Autorità politica. Sarebbe opportuno presentare il progetto all'Amministrazione già munito del prescritto parere dei V.V.FF. e della VIA, per evitare che questo venga esaminato da altri Enti in Conferenza dei servizi e che possa, successivamente, essere invalidato per mancanza di rispetto della normativa sulla sicurezza e/o per la tutela ambientale.

4.3. FISCALITÀ DELL'ATTIVITÀ DI PRODUZIONE ENERGETICA

Le attività precedentemente indicate come connesse (D.Lgs. 228/01 e successive modifiche e integrazioni), tra le quali si ricorda la produzione e la cessione di energia elettrica derivanti da fonti agroforestali e fotovoltaiche, sono considerate attività produttive di reddito agrario e, pertanto, disciplinate dall'articolo 32 del Testo Unico delle Imposte sui Redditi (TUIR), fatte salve le disposizioni introdotte dalla Finanziaria 2008 in cui si rende opzionale, per gli imprenditori agricoli che svolgono le attività in parola, la determinazione del reddito nei modi ordinari. Secondo l'articolo 32 del TUIR, entrato in vigore l'1/01/04: «il reddito agrario è costituito dalla parte del reddito medio ordinario dei terreni imputabile al capitale d'esercizio e al lavoro di organizzazione impiegati, nei limiti della potenzialità del terreno, nell'esercizio di attività agricole su di esso». Sotto il profilo fiscale la qualificazione delle attività connesse a quella agricola comporta una tassazione su base catastale alternativa a quella analitica, in conseguenza della verifica del principio di prevalenza dell'attività connessa. Il principio può essere soddisfatto in due modi:

- sulla base di requisiti quantitativi: i prodotti utilizzati nello svolgimento delle attività connesse e ottenuti direttamente dall'attività agricola svolta nel fondo risultano prevalenti rispetto a quelli acquistati presso terzi;
- sulla base del valore: il valore dei prodotti ottenuti dall'attività agricola è superiore al costo sostenuto per acquistare prodotti di terzi.

Se i prodotti non possono essere comparati in nessuno dei modi precedentemente indicati (come nel caso dei residui zootecnici), la prevalenza potrà essere riscontrata solamente effettuando una comparazione tra l'energia derivante da prodotti propri e quella derivante da prodotti acquistati da terzi.

I Certificati Verdi vengono considerati beni immateriali strumentali, al pari delle concessioni e delle licenze e sono pertanto soggetti a un trattamento fiscale ai fini dell'IVA e delle imposte dirette. La cessione di beni immateriali, secondo le disposizioni comunitarie, è considerata prestazioni di servizi ai sensi dell'articolo 3, comma 2 n. 2, del DPR n. 633/72. Pertanto, alla cessione di Certificati Verdi è applicata l'aliquota IVA ordinaria del 20%.

Per quanto riguarda le imposte dirette, invece, possono sussistere diverse condizioni:

- se l'imprenditore agricolo è titolare di reddito agrario, i ricavi che derivano dalla cessione dei Certificati Verdi non concorrono a formare una componente positiva di reddito tassabile autonomamente, ma costituiscono elementi assorbiti dal reddito determinato su base catastale;
- se l'imprenditore agricolo produce energia oltre i limiti dell'attività connessa, i proventi derivanti dalla cessione dei Certificati Verdi, riferibili all'energia che si considera produttiva di reddito d'impresa, costituiscono plusvalenze ai sensi dell'art. 86 del TUIR.

L'IVA con aliquota ridotta del 10% può essere applicata alla **cessione di energia elettrica** prodotta da imprenditori agricoli mediante fonti agro-forestali solo quando la cessione di energia è effettuata: «(...) per uso domestico; (...) per uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere (...); (...) ai clienti grossisti di cui all'art. 2, comma 5, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 16 (...)» [Parte III, punto 103 della tabella A allegata al DPR n. 633/72]. All'art. 36 del DPR n. 633/72 si esplicita che l'imprenditore agricolo dovrà tenere, per l'attività di produzione energetica, una contabilità separata dall'attività agricola prevalente. I produttori agricoli, titolari di reddito agrario, sono soggetti all'imposta regionale sulle attività produttive IRAP (art. 3, comma 1, lettera d del D.Lgs. n. 446/97). La base imponibile viene definita sulla base della differenza tra l'ammontare dei corrispettivi e l'ammontare degli acquisti destinati alla produzione, soggetti a registrazione ai fini dell'imposta sul valore aggiunto. Le attività di produzione e cessione di energia elettrica e di carburante sono da assoggettare all'aliquota IRAP:

- nella misura dell'1,9% per il valore della produzione riferito all'attività svolta entro i limiti stabiliti nell'articolo 32 del TUIR;
- nella misura ordinaria del 3,9% per il valore della produzione che eccede i limiti citati sopra.

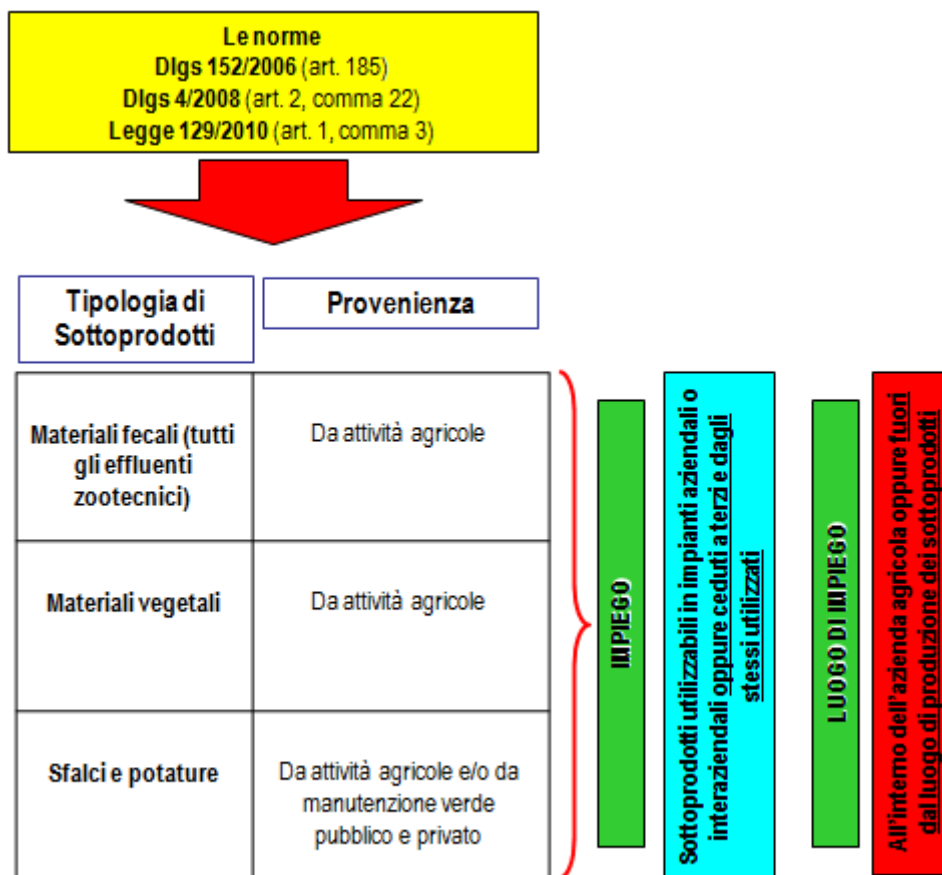
4.4. SOTTOPRODOTTI DI ORIGINE AGRONOMICA

Una recente norma ha introdotto delle modifiche alla parte IV del D.lgs. 152/2006 (Norme in materia ambientale). Le modifiche riguardano i flussi di biomasse che possono essere considerati sottoprodotti (**figura 4.3**). Si tratta della Legge 13 agosto 2010, n. 129 (*Conversione in legge del DL 8 luglio 2010, n. 105 recante misure urgenti in materia di energia e disposizioni per le energie rinnovabili*). La legge, oltre a elencare una serie di interventi urgenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, apporta variazioni all'art. 185, comma 2, del D.Lgs 152/2006, il cosiddetto Codice ambientale, proprio alla parte IV, sezione dedicata ai rifiuti.

La direttiva 2008/98/Ce del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti classifica come rifiuto: «qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsi». Il sottoprodotto, invece, si distingue dal rifiuto se soddisfa determinate condizioni: deve essere certo che la sostanza sarà ulteriormente utilizzata, che la sostanza o l'oggetto possa essere utilizzata direttamente senza alcun

ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale e che l'utilizzo soddisfi tutti i requisiti pertinenti riguardanti la protezione della salute e dell'ambiente.

Figura 4.3 – Novità normative sull'impiego dei sottoprodotti



Fonte: Nostra elaborazione

La legge 129/2010 introduce un ampliamento del concetto del sottoprodotto destinato allo scopo energetico, sia sulla provenienza dei sottoprodotti materiali fecali e vegetali, del luogo di utilizzo e la possibilità di vendere a terzi questi sottoprodotti per produrre energia. Per effetto di quest'ultima modifica, l'art. 185, comma 2 del decreto legislativo 152/2006 (testo unico in materia ambientale) nella sua nuova stesura, risulta il seguente: “ *Possono essere sottoprodotti, nel rispetto delle condizioni della lettera p) comma 1 dell'art. 183: materiali fecali e vegetali provenienti da sfalci e potature di manutenzione del verde pubblico e privato, oppure da attività agricole, utilizzati nelle attività agricole, anche al di fuori del luogo di produzione, ovvero ceduti a terzi, o utilizzati in impianti aziendali o interaziendali per produrre energia o calore, o biogas...*”.

Ai fini operativi questa modifica di legge si traduce nella possibilità di utilizzare ai fini energetici, senza che siano definiti rifiuti ma sottoprodotti, oltre ai materiali fecali (come gli effluenti zootecnici) e vegetali prodotti e utilizzati nella stessa azienda agricola, gli sfalci e le potature di provenienza aziendale

ma anche quelli provenienti da manutenzioni di verde pubblico e privato. Gli effluenti zootecnici, i materiali vegetali, gli sfalci e le potature mantengono la definizione di sottoprodotto anche se sono ceduti a terzi per il loro successivo utilizzo. Va sottolineato inoltre che il nuovo provvedimento di legge chiarisce che l'utilizzo di tutti questi sottoprodotti può avvenire anche al di fuori del luogo in cui sono stati prodotti ⁸.

4.5. INCENTIVI DELLA FILIERA AGRO-ENERGETICA

Tra gli elementi decisivi per l'attivazione di un impianto, sono determinanti il valore e la durata degli incentivi finanziari per la produzione di energia prodotta e ceduta al gestore di rete.

Nel presente paragrafo verranno esaminati in primis gli incentivi validi fino al 31/12/2012 e successivamente verranno illustrate le procedure applicative delle disposizioni del D.M. 6 luglio 2012: *“Attuazione dell’art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”*.

4.5.1 Incentivi validi fino al 31 dicembre 2012

Con la liberalizzazione del mercato dell'energia, i produttori di elettricità da fonti rinnovabili possono cedere energia in rete attraverso due modalità alternative:

- **libero mercato**
- **ritiro dedicato.**

Nella situazione di libero mercato, la vendita dell'energia viene realizzata nella Borsa Elettrica oppure tramite contratti bilaterali; in ogni caso, il produttore di energia entra direttamente in contatto con il mercato. Il ritiro dedicato è un sistema di vendita indiretto: il GSE svolge il ruolo di intermediazione tra produttori e sistema elettrico. A seconda della tipologia di fonte rinnovabile (programmabile o no) e della taglia dell'impianto si dovrà decidere a quale delle due modalità di vendita accedere. In alternativa o a complemento della vendita è possibile l'autoconsumo dell'energia prodotta. A seguito della Direttiva Europea 2001/77 in tema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, l'Italia

⁸ E' stata recepita la nuova direttiva sui rifiuti (2008/98/Ce) con il Decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che apporta le ennesime modifiche al "Testo unico in materia ambientale"; in particolare, si riporta l'ultima definizione relativa ai sottoprodotti:

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

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

ha introdotto un proprio sistema di incentivazione. Il GSE, attuatore del sistema di incentivazione, prevede, su richiesta dell'Operatore il rilascio di certificati verdi oppure della tariffa omnicomprensiva.

I certificati verdi sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e rappresentano un beneficio per l'Operatore in quanto sono utilizzabili per ottemperare all'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia elettrica da fonte rinnovabile. Dall'1/01/08 i Certificati Verdi vengono riconosciuti per ogni MWh di energia prodotta in un anno da fonti rinnovabili e possono essere richiesti a consuntivo, sulla base dell'energia prodotta nell'anno precedente, oppure a preventivo. La validità di un Certificato Verde è pari a 3 anni.

E' importante ricordare che la Finanziaria 2008, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/08, ha posto il divieto di cumulo dei Certificati Verdi con altre forme di contributo o incentivazione locale, regionale, nazionale o europea (nell'assetto precedente i Certificati erano cumulabili con qualsiasi altro incentivo pubblico) facendo un'eccezione per le biomasse da filiera agro-zootecnica, per le quali i Certificati Verdi sono cumulabili con altre forme di sostegno finanziario non eccedenti il 40% dei costi di investimento. In particolare si fa riferimento alle Misure predisposte dalle singole Regioni nell'ambito dei Piani di Sviluppo Rurale (PSR); alle agevolazioni previste dai PSR regionali si può accedere facendo una domanda da indirizzare a soggetti incaricati dalla Regione stessa, successivamente all'emanazione di specifici bandi di gara.

La tariffa omnicomprensiva (composta dall'incentivo e dal ricavo da vendita dell'energia) è applicabile, su richiesta dell'Operatore, agli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW e di potenza elettrica non superiore a 0,2 MW per gli impianti eolici. Gli operatori per poter accedere all'incentivo, devono richiedere al GSE la qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili). La tariffa omnicomprensiva per la produzione di energia elettrica da biomasse e biogas, è stata fissata a 0,28 € per la durata di 15 anni con l'art. 42 del disegno di legge 1195-B "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Con questo provvedimento, a lungo atteso dal comparto agricolo, è stata data completa attuazione agli incentivi per le agroenergie introdotti dalle leggi 222/07 e 244/07. Un'altra importante novità è arrivata con la legge 129 del 13 agosto 2010 con la quale, il Parlamento ha approvato un importante chiarimento in merito all'applicazione della tariffa omnicomprensiva per gli impianti della potenza non superiore a 1 MW. L'articolo 1-ter della Legge 129/2010 prevede che questa possa essere applicata a partire dalla data dell'entrata in esercizio dell'impianto stesso, purché successiva al 31 dicembre 2007. Gli effetti pratici sono che il Gse dovrà erogare i conguagli dei periodi precedenti per gli impianti che, entrati in esercizio a partire dal 2008, hanno percepito una tariffa omnicomprensiva inferiore e solo dopo il 15 agosto 2009, per effetto della legge 99/2009, hanno iniziato a percepire 0,28 euro/kWh (figura 2.3). A completamento di questo paragrafo, si ricorda come la produzione e la cessione di energia

elettrica e termica da fonti rinnovabili agroforestali effettuate da imprenditori agricoli vengono riconosciute come produttive di reddito agrario.

4.5.2 Incentivi a partire dal 01 gennaio 2013

Il nuovo sistema incentivante per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, oltre a prevedere un meccanismo di riduzione progressiva del livello incentivante⁹, è caratterizzato dall'introduzione di un contingente massimo annuo di finanziamenti (5,8 miliardi di euro annui) e di potenza disponibile di energia incentivabile¹⁰ (Tabella 4.1).

Il Decreto in prevede due tipologie di incentivi:

- una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza non superiore a 1 MW;
- un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore ad 1 MW e per quelli di potenza non superiore a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto)¹¹.

Tabella 4.1 – Contingenti di potenza ammessi all'incentivazione in base al D.M. 6 luglio 2012

Modalità di accesso	POTENZA INCENTIVABILE COMPLESSIVA (MW)		
	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015
Accesso con registro per impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, potenziati ibridi	170	160	160
Accesso con registro per interventi di rifacimento diversi da quelli ad accesso diretto	65	65	65
Accesso con aste	120	0	0
TOTALE	355	225	225

Fonte: Nostra elaborazione

⁹ Art.7 comma 1 :..... per gli impianti che entrano in esercizio negli anni successivi al 2013, il valore delle tariffe incentivanti base è decurtato del 2% all'anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale.....

¹⁰ La definizione di tali contingenti ha la funzione di tutelare i consumatori e gli utenti, limitando l'aggravio di costi sulla bolletta elettrica, i cui proventi finanziano l'incentivazione delle fonti rinnovabili di energia.

¹¹ Zone di mercato per l'applicazione dei prezzi zonali orari: 1) Zona Nord (Val d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia); 2) Zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata, Calabria); 3) Centro Nord (Toscana, Umbria, Marche); 4) Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Campania).

L'incentivazione deve essere riconosciuta in riferimento all'energia netta¹² prodotta dagli impianti e immessa in rete, ovvero al minor valore fra la produzione netta e l'energia effettivamente immessa in rete.

Il valore delle tariffe incentivanti base di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 viene individuato con un nuovo approccio classificatorio distinguendo sia la tipologia di substrato utilizzato, sia la potenza installata nell'impianto (**Tabella 4.2**). Per quanto riguarda la **biomassa utilizzata**, le classi degli incentivi evidenziano la volontà di premiare i progetti che utilizzano, soprattutto, sottoprodotti agro-zootecnici ed agro-industriali come substrati, nonché la frazione organica dei rifiuti (in ambito extra-agricolo), a discapito di impianti progettati per l'utilizzo di "prodotti" (come definiti dalla normativa) e, quindi, di colture dedicate alla conversione energetica (nello specifico, ad esempio, gli insilati di cereali). In questo modo saranno maggiormente valorizzate matrici di scarto di processo, mentre si può pensare che diminuiranno sensibilmente i progetti legati all'utilizzo esclusivo o prioritario di colture dedicate.

Questo approccio si configura come un nuovo modello di programmazione della filiera agro-energetica alla luce anche di alcuni effetti distorsivi, riscontrati in aree dove la diffusione di impianti alimentati con sole colture dedicate è stata molto elevata. La tariffa unica pari a 0,28 euro/kWh in vigore fino alla fine del 2012, infatti, ha permesso di sviluppare progetti diversamente poco sostenibili dal punto di vista economico, a causa degli ingenti costi dei substrati da coltivare o da reperire sul mercato; sembra che con tale nuova distinzione in tipologia di substrati (prodotti di origine biologica, sottoprodotti e rifiuti), l'intento sia proprio di premiare i progetti che intendano recuperare le matrici organiche che, viceversa, sarebbero a tutti gli effetti un problema da risolvere per un processo produttivo agro-alimentare tradizionale (reflui zootecnici, scarti colturali, residui di lavorazione e di trasformazione degli alimenti, materiale da potatura, ecc.).

Ai fini della determinazione della tariffa incentivante base dell'impianto è necessario individuare la tipologia di alimentazione dell'impianto facendo riferimento esclusivamente a quanto riportato nel titolo autorizzativo alla costruzione ed esercizio dello stesso. Nei casi in cui il titolo autorizzativo non indichi in modo esplicito l'obbligo all'utilizzo di una sola tipologia (prodotti, sottoprodotti, ecc) o, comunque, consenta un utilizzo di fonti ricadenti in più tipi, l'individuazione della tariffa incentivante di riferimento è effettuata attribuendo all'intera produzione la tariffa incentivante base di minor valore fra quelle riferibili alle tipologie autorizzate. A tal proposito rimangono delle perplessità legate all'utilizzo combinato di differenti materie prime poiché il monitoraggio potrebbe risultare problematico e complesso. La dieta di un impianto, infatti, può essere variabile nel tempo a seconda delle opportunità e delle scelte dell'imprenditore (materie prime a basso prezzo per un determinato periodo dell'anno, reperimento di scarti, imprevisti ecc.). Una distinzione così netta tra matrici non è sempre compatibile con le filiere agro-energetiche, che pongono

¹² Il D.M. 6 luglio 2012 Art. 2 c.1-I definisce la produzione netta di un impianto, espressa in MWh: la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

proprio nella valorizzazione di differenti materie prime il loro punto di forza. Ad ogni modo, il decreto prevede che, per gli impianti a biogas di potenza non superiore a 1 MW, si attribuisca all'intera produzione la tariffa incentivante base prevista per i sottoprodotti nel solo caso in cui dall'autorizzazione risulti che per l'alimentazione vengono utilizzati sottoprodotti, congiuntamente a prodotti di origine biologica, con una percentuale di queste ultime non superiore al 30% in peso.

Tabella 4.2 – Tariffe incentivanti base previste per il 2013 e premi stabiliti dal Decreto

INFORMAZIONI DI BASE			PREMI AGGIUNTIVI			
Tipologia di dieta utilizzata	Potenza	Tariffa incentivante base 2013 per 20 anni	Codgeneratore ad alto rendimento (Art.8 c.8)	Codgeneratore ad alto rendimento con recupero azoto per produrre fertilizzanti (Art.26 c.1/2) (*)	Codgeneratore ad alto rendimento con recupero 30% azoto per produrre fertilizzanti (Art.26 c.3) (*)	Recupero 40% azoto per produrre fertilizzanti (Art.26 c.3) (*)
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Prodotti di origine biologica	1<P≤300	0,180	0,040	0,030	0,020	0,015
	301<P≤600	0,160	0,040	0,030	0,020	0,015
	600<P≤1.000	0,140	0,040	0,030	---	---
	1.000<P≤5.000	0,104	0,040	0,030	---	---
	P>5.000	0,091	0,040	0,030	---	---
Sottoprodotti di origine biologica (**)	1<P≤300	0,236	0,010	0,030	0,020	0,015
	301<P≤600	0,206	0,010	0,030	0,020	0,015
	600<P≤1.000	0,178	0,010	0,030	---	---
	1.000<P≤5.000	0,125	0,010	0,030	---	---
	P>5.000	0,101	0,010	0,030	---	---

Fonte: Nostra elaborazione dell'allegato 1 del D.M. 06 luglio 2012

(*)Premi non cumulabili tra di loro (**) I sottoprodotti di origine biologica vengono indicati nel dettaglio nella tabella 1 A allegata al DM

Come accennato precedentemente, l'altro elemento di differenziazione introdotto con il nuovo Decreto, è la **taglia dell'impianto**, intesa come potenza elettrica installata; sono state individuate cinque classi alle quali si applicano differenti tariffe per l'energia elettrica prodotta ed erogata. Le classi di maggiore rilevanza per il settore agricolo riguardano impianti di potenza inclusi nella categoria $1 \leq 300$ kW, quelli compresi nella forbice $300 \leq 600$ kW e, infine, $600 \leq 1.000$.

La prima categoria sarà particolarmente premiata in quanto questi progetti devono sostenere maggiori costi unitari per la realizzazione e la gestione dell'impianto e perché rappresentano una tra le soluzioni più efficienti per gli imprenditori agricoli al fine di valorizzare i propri sottoprodotti, senza ricorrere a matrici extra-aziendali dall'indubbio elevato potere energetico come le colture dedicate, ma che, ovviamente, hanno un costo unitario significativo per la produzione, per l'eventuale acquisto e per la logistica dei trasporti. Differenze sostanziali e valori di incentivo molto più contenuti, invece, caratterizzano

gli impianti con potenza superiore a 1 MW elettrico i quali risultano, effettivamente, progetti di tipo industriale e, quindi, poco compatibili con la multifunzionalità delle aziende agricole e con il concetto di filiera corta; per tali potenze, si ricorda sempre la presenza di un innegabile problema di approvvigionamento della matrice organica, difficilmente reperibile all'interno di un'unica realtà aziendale. Un altro importante ed innovativo elemento di sostegno alla filiera agro-energetica è rappresentato dai premi aggiuntivi definiti nel Decreto per la cogenerazione¹³ ad alto rendimento e per l'utilizzo di tecnologie avanzate per il recupero dell'azoto. L'introduzione dei bonus sulla cogenerazione, sull'abbattimento dell'azoto e sul contenimento delle emissioni, oltre a conseguire auspicabili obiettivi di efficienza energetica ed ambientale, contribuisce ad una sorta di selezione degli impianti, sulla base della redditività potenzialmente ottenibile. Tale meccanismo sembra configurarsi come più rispondente a figure imprenditoriali che attuano investimenti in un ambito di integrazione con le risorse locali e con la necessità di tutela del territorio, limitando di fatto, la diffusione di iniziative che possono, invece, considerarsi poco sostenibili (come gli impianti di biogas di grossa taglia alimentati esclusivamente a mais). Con riferimento all'applicazione dei bonus, è interessante sottolineare la semplificazione degli adempimenti per gli impianti di taglia più bassa: per esempio il premio per l'abbattimento dell'azoto, per gli impianti di potenza inferiore ai 600 kW, si applica senza necessariamente operare in regime di cogenerazione ad alto rendimento e senza dover obbligatoriamente destinare il digestato alla produzione di fertilizzante, come avviene invece, per le taglie superiori.

La durata dei nuovi incentivi, come definito nell'allegato 1 del Decreto, si allunga a 20 anni (rispetto ai 15 anni previsti fino al 2012), in modo da fornire maggiori garanzie di stabilità alla redditività dell'imprenditore ed un tempo maggiore di durata di vita utile dell'impianto, in modo tale da non dover richiedere la dismissione finale dopo la fine degli incentivi, ma di permettere la continuità di esercizio.

Il Decreto infine definisce tre diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, a seconda della taglia di potenza che per gli impianti di biogas (nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento) sono:

- **accesso diretto** nel caso di impianti con potenza non superiore 100 kW;
- iscrizione a **Registri** nel caso di impianti con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto, 100 kW ma inferiore a 5.000 kW;

¹³ L'art.2 del decreto legislativo 8 febbraio 2007 n.20 definisce la cogenerazione come: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica; e come cogenerazione ad alto rendimento: la cogenerazione con caratteristiche conformi ai criteri indicati nell'allegato III, ai sensi dei quali deve rispondere ai seguenti due criteri: a) la produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce un risparmio di energia primaria, calcolato in conformità del punto 3, pari almeno al 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore; b) la produzione mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione che forniscono un risparmio di energia primaria e' assimilata alla cogenerazione ad alto rendimento.

- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a **procedure competitive di Aste** al ribasso, se la relativa potenza è superiore ai 5.000 kW

Nella **figura 4.4** è stato rappresentato schematicamente il flusso del processo di riconoscimento degli incentivi per le modalità di accesso agli incentivi precedentemente descritti.

L'introduzione dell'obbligo di iscrizione al registro, seppur possa configurarsi come un onere burocratico, assolve all'obiettivo di stabilire delle priorità di accesso agli incentivi secondo una graduatoria. Come illustrato nella **figura 4.5** i criteri di priorità indicati nel decreto pongono gli impianti gestiti dalle imprese agricole al primo (impianti "agricoli" con potenza inferiore ai 600 kW) e al secondo posto (impianti che impiegano sottoprodotti) dei criteri gerarchici ai fini della graduatoria.

Figura 4.4 – Flusso del processo di riconoscimento degli incentivi

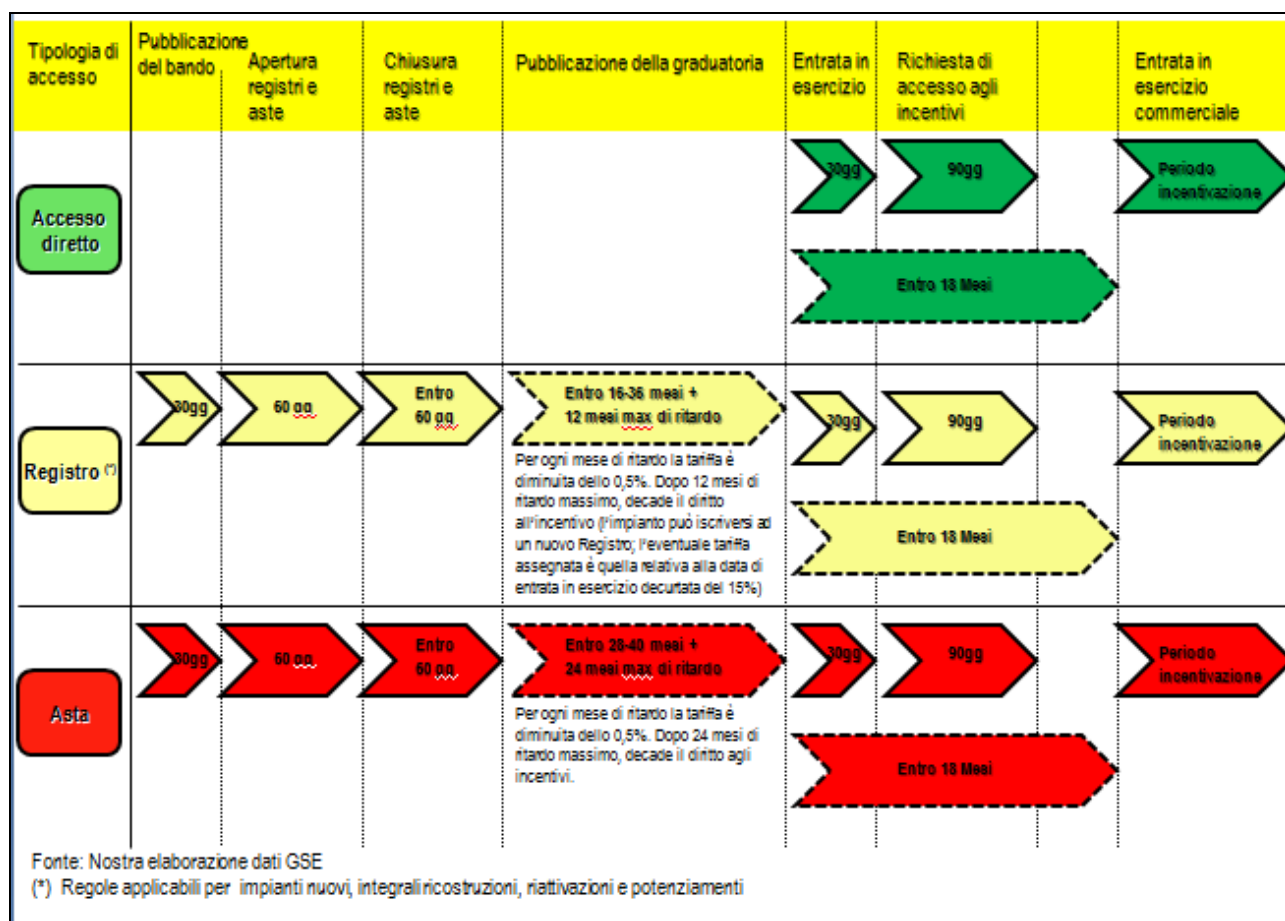
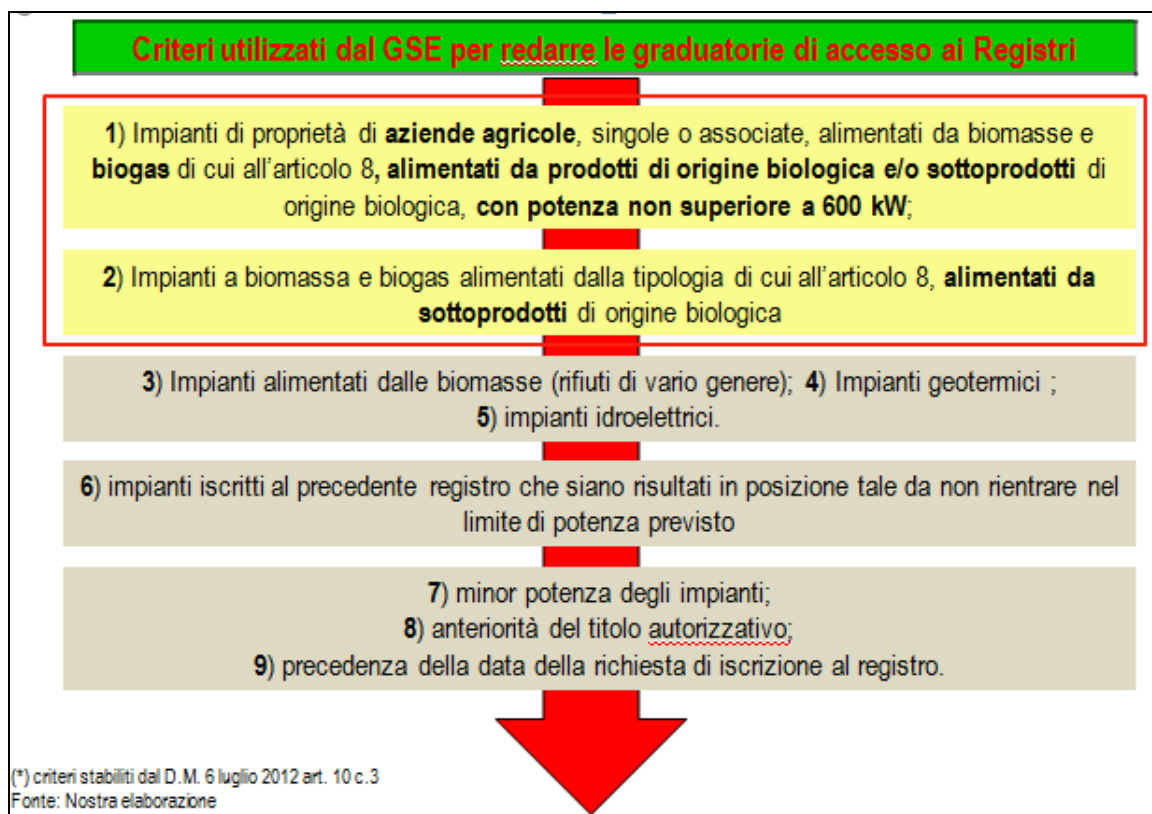


Figura 4.5 – Formazione della graduatoria per poter accedere ai Registri per impianti alimentati da FER 100<P≤ 5.000



Capitolo 5

LA RIPOSTA ALLE ENERGIE RINNOVABILI DALL'AGRICOLTURA: UN APPROCCIO ESTIMATIVO

Uno degli obiettivi principali di questo percorso di ricerca è stato quello di valutare quali potessero essere le opportunità per un imprenditore agro-zootecnico di inserirsi in una filiera per la produzione di energia da biogas-biometano, utilizzando colture dedicate, sottoprodotti, scarti e reflui dell'attività agricola ed agro-industriale.

A tal proposito nelle pagine successive viene descritto in primis un approccio valutativo idoneo al tema trattato e successivamente quale potesse essere il tipo di impresa a cui applicarlo.

5.1 INDICAZIONI TEORICHE PER LA VALUTAZIONE

Per poter valutare in maniera idonea le risorse agronomiche utilizzate a scopi energetici, si è pensato di fare ricorso ad un approccio di derivazione estimativa: il **valore di trasformazione**. Come noto, si tratta di un criterio di stima derivato, in quanto si compone del criterio di stima del valore di mercato e del valore di costo. Seguendo tale impostazione, il refluo zootecnico, il prodotto vegetale e il sottoprodotto agro-alimentare non vengono più considerati come il risultato finale del processo: l'attività dell'imprenditore agricolo diventa, infatti, la fornitura di un servizio per una filiera più allungata che ha come termine la produzione di energia (elettrica, termica e biometano).

Infatti, il principio alla base del criterio di stima adottato prende in considerazione le possibili trasformazioni di un bene: analiticamente questo dato si determina sottraendo dal valore di mercato del bene trasformato (in questo caso il kWh di energia elettrica, valorizzato attraverso la tariffa onnicomprensiva) il costo della trasformazione, al fine di attribuire un prezzo al bene di partenza della filiera (appunto, il refluo zootecnico, la coltura dedicata, il sottoprodotto).

In formula si può definire:

$$\text{Valore trasformazione} = \text{Valore del prodotto trasformato} - \text{Costo di trasformazione}$$

dove il "Costo di trasformazione" è dato dalla sommatoria di tutti i costi necessari alla trasformazione, ad esclusione della materia prima cui si vuole attribuire il nuovo valore (ad esempio, insilato di mais).

Tale approccio valutativo cerca di apprezzare il potenziale incremento di valore di un bene (ovvero di un fattore di produzione) suscettibile di un processo di trasformazione, rispetto alla tradizionale destinazione mercantile (nel caso in esame, alimentare per mais e sorgo), o perché viene a perdersi

l'opportunità di vendita e/o di impiego tal quale (ad esempio, limitazioni e vincoli allo spandimento per i reflui zootecnici).

Inoltre, l'individuazione di un valore di riferimento può permettere il confronto con il costo di produzione della materia prima, ovvero con l'eventuale prezzo del mercato tradizionale per la destinazione alimentare. La valutazione della convenienza a produrre energia da una coltura agricola dedicata secondo modalità industriali (bruciatori, fermentatori, distillatori, ecc.) è strettamente collegata al costo di trasformazione ed al relativo prezzo della stessa nel mercato alimentare.

Si ricorre a questo criterio quando si devono valutare, ad esempio, beni molto specifici, che hanno un mercato ristretto e, perlopiù, episodico; viceversa, quando hanno subito la trasformazione, sono ampiamente scambiati con prezzi di mercato comunemente noti.

Nel caso indagato, l'insilato di mais non ha più solo il mercato di riferimento classico (dove, ad esempio, si realizza un prezzo riconosciuto all'agricoltore dall'allevatore zootecnico e/o dal produttore di mangime, ecc.), ma, entrando a far parte di una nuova filiera energetica, il valore attribuibile deriva dalla differenza tra l'unità di energia prodotta ed il costo relativo alla trasformazione dell'insilato, oltre ovviamente alla spesa per la produzione della materia prima (**figura 5.1**).

Per cui in formula si può sintetizzare:

$$\text{Valore di trasformazione} = J - (X + Y)$$

dove:

J = Ricavi dalla vendita dell' energia elettrica

X = Costo colturale medio

Y = Costo di gestione del digestore

E' indubbio che per l'imprenditore agricolo che deve scegliere se coltivare per produrre un bene da destinare al mercato alimentare ovvero trasformarlo in energia, è determinante conoscere i costi di produzione che deve sostenere e se i mercati di riferimento possano offrire un prezzo che garantisca un utile per l'impresa.

Pertanto, un'ulteriore importante indicazione da fornire è l'individuazione del «momento» in cui una coltura e/o un prodotto diventino economicamente convenienti per l'azienda, cioè quando i ricavi (determinati da quantità prodotta e prezzo di vendita) siano, perlomeno, uguali ai costi che deve sostenere per ottenere il bene; tale valutazione indubbiamente potrà incidere sulla scelta del mercato verso cui indirizzare il prodotto: alimentare ovvero energetico.

Figura 5.1 – Schema del valore di trasformazione della biomassa

COSTI	Parametri	Valori
- Costo colturale medio	euro/ha	X
- Costo di gestione dell'impianto di digestione anaerobica	euro/ha	Y = (Z • W)
* Costo di gestione unitario	euro/kW	Z
* Rendimento energetico	kW/ha	W
RICAVI	Parametri	Valori
- Produzione energia elettrica:	kWh/ha	A = (a • b)
* Energia elettrica annuale	kWh/ha	A
* Quota ceduta in rete	%	B
* Prezzo (tariffa omnicomprensiva)	euro/kWh	C
- Ricavi da energia elettrica	euro/ha	J = (A • c)
VALORE DI TRASFORMAZIONE	Parametri	Valori
- Differenza ricavi/costi	euro/ha	J – (X + Y)

Tratto dall'economia aziendale, per individuare questo «momento» si calcola il cosiddetto *break even point* (o punto di pareggio) che fornisce uno strumento di scelta per il posizionamento sul mercato, permettendo a un imprenditore di fissare un livello di soglia di prezzo dei propri prodotti. In ambito agricolo, come primo elemento di calcolo si deve approssimare la quantità producibile in un'unità di superficie, distintamente per coltura praticata. Questa scelta permette di quantificare i costi totali che si sosterranno in quella stessa unità di tempo e di superficie. Infatti:

$$\text{Costi Totali (CT)} = \text{Costi Fissi (CF)} + \text{Costi Variabili (CV)}$$

dove:

CF = valore costante

CV = composto da Cu (costo unitario per prodotto) × q (quantità prodotta)

In molte circostanze è difficile la determinazione del costo unitario (variabile) di ciascun prodotto perché, mentre i costi di imputazione diretta (come il costo d'acquisto delle materie prime) sono di facile calcolo, i costi «indiretti», cioè le spese generali, quelle che si riferiscono, ad esempio, all'impresa nel suo insieme, sono di più complessa determinazione per singola coltura.

Tuttavia, superato questo importante momento di stima, attraverso opportune tecniche di riparto si avrà una quantificazione del costo unitario variabile del prodotto che, moltiplicato per la quantità, fornirà una stima del costo variabile da sostenere nel periodo preso in esame.

Sommando questo valore ai costi fissi, si avrà la possibilità di tracciare con ragionevole approssimazione la curva dei costi totali riportata nel **figura 5.2**.

Il passo successivo è quello di fissare un prezzo di vendita del prodotto che, in una prima analisi, serve per valutare la convenienza o meno a rimanere sul mercato; tale prezzo si potrebbe considerare pari a quello praticato dai concorrenti per prodotti uguali, o simile a quello che l'impresa pensa di realizzare, oppure quello che mediamente si registra nei mercati di riferimento. Si avrà, allora, la possibilità di tracciare sul grafico anche la curva dei ricavi totali, tenendo presente che:

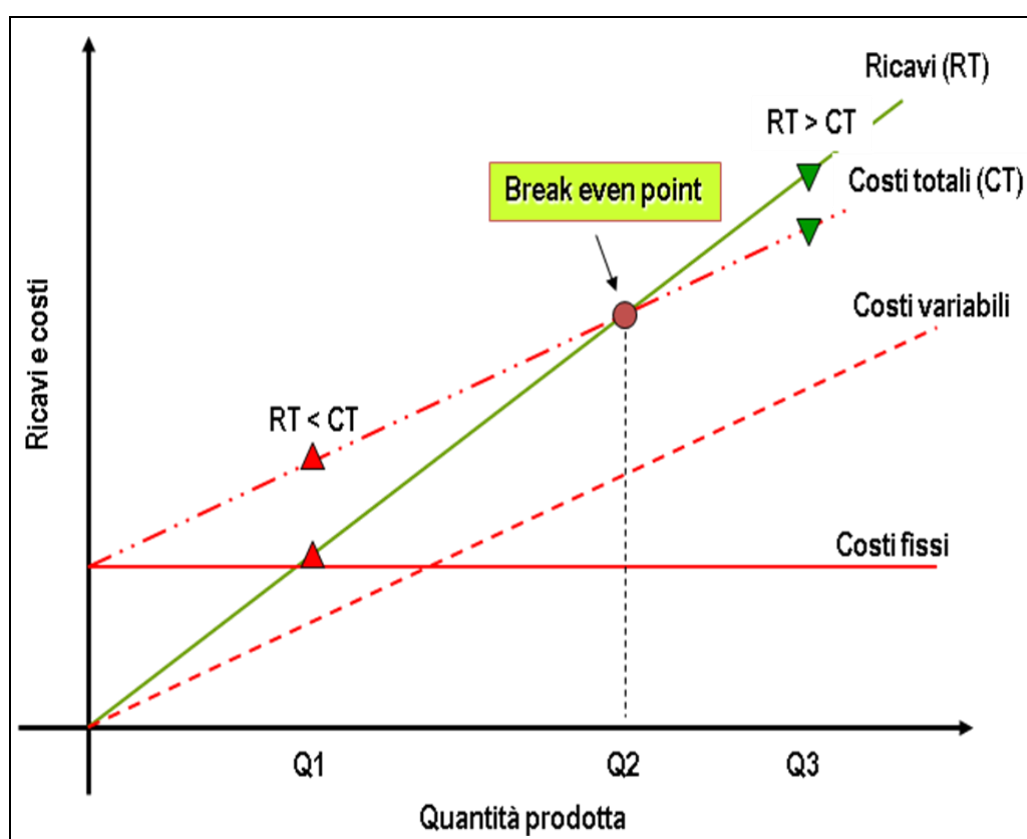
$$\text{Ricavi Totali (RT)} = P \bullet q$$

dove:

P = prezzo di mercato

q = quantità

Figura 5.2 – Rappresentazione grafica del break even point



A questo punto l'imprenditore si deve porre un importante quesito: «Sarò *in grado di produrre e vendere nel periodo considerato almeno la quantità Q2?*» È una domanda importante alla quale si deve dare la risposta più attendibile possibile e senza falsi ottimismo e presunzioni, perché da questa risposta

conseguono non solo la capacità di trarre profitto dall'impresa ma anche, in taluni casi, la sopravvivenza stessa dell'impresa.

Infatti, se la domanda del bene prodotto e, quindi, la sua vendita, si dovesse fermare, nel periodo di programmazione, a Q1, cioè, ad una quantità inferiore a Q2, non si riuscirebbe ad avere un reddito positivo per l'azienda; in questo ultimo caso la gestione comporterebbe, sempre nel periodo considerato, una perdita, causata dalla differenza tra costi totali (CT) e ricavi totali (RT). Viceversa, se le vendite si spingessero oltre Q2, per esempio a Q3, si avrebbe un utile d'impresa, dovuto al maggior valore dei ricavi totali (RT) rispetto ai costi totali (CT) in corrispondenza della quantità venduta.

Il punto di intersezione delle due rette dei ricavi totali (RT) e costi totali (CT), al livello della quantità d'equilibrio Q2, è appunto il *break even point*, ed è l'unico punto in cui i ricavi eguagliano i costi; di conseguenza la quantità Q2 non genera né profitto, né perdite. Il *break even point* è un vero e proprio punto di svolta (detto anche «di soglia o di pareggio»), cui tutte le aziende devono necessariamente superare per avere una gestione a reddito positivo.

Pertanto, è importante definire la formula per il raggiungimento del break even point (BEP).

Il denominatore esprime la differenza tra il prezzo di vendita presunto dell'unità prodotta ed i costi unitari variabili; il numeratore il valore totale dei costi fissi. La formula, quindi, consente di ipotizzare le variazioni del quantitativo da produrre e da porre sul mercato, in funzione di ogni variazione dei costi fissi e dei costi variabili.

$$\text{BEP (espresso in quantità)} = \frac{\text{CF}}{\text{P} - \text{Cvu}}$$

dove:

BEP = quantità da produrre e da porre sul mercato

CF = costi fissi aziendali

P = prezzo di vendita del prodotto

Cvu = costo variabile unitario

P - Cvu = margine di contribuzione

Maggiore è la quantità venduta superiore al *break even point* e maggiore è, a parità di condizioni, il profitto dell'impresa ed il relativo rapporto tra ricavi della vendita del prodotto e BEP indica in termini percentuali la capacità dell'impresa a generare profitto.

Si riporta di seguito un esempio relativo alla coltivazione del mais a destinazione alimentare. La spesa totale per la coltivazione di un ettaro di superficie (in questo caso pari a circa 1.850 euro/ha) è distinta tra costi fissi e variabili:

VOCI DI COSTO	VALORE (euro/ha)
COSTI FISSI	659,00
Preparazione terreno	484,00
Imposte e tributi	175,00
COSTI VARIABILI	1.190,40
Distribuzione prodotti	102,50
Irrigazione	220,00
Raccolta	253,00
Materie prime:	
- Fertilizzanti	258,50
- Diserbanti	119,70
- Antiparassitari	38,70
- Seme	198,00

Per cui aggregando i singoli capitoli di spesa e considerando una produzione attesa di circa **10 ton/ha** di granella, si ottengono i seguenti riferimenti utili per la determinazione del BEP.

COSTI FISSI ANNUALI	659,00	(euro/ha)
COSTI VARIABILI ANNUALI	1.190,40	(euro/ha)
PRODUZIONE ATTESA	10,00	(t/ha)
COSTI VARIABILI UNITARI	119,04	(euro/t)

Infine, è necessario attribuire un prezzo di mercato al bene, per il calcolo del margine di contribuzione (dato dalla differenza tra prezzo e costo variabile unitario); nel caso specifico si è fatto riferimento alla quotazione media di dicembre 2010 sul mercato di Bologna, pari a 215 euro/ton per la granella di mais.

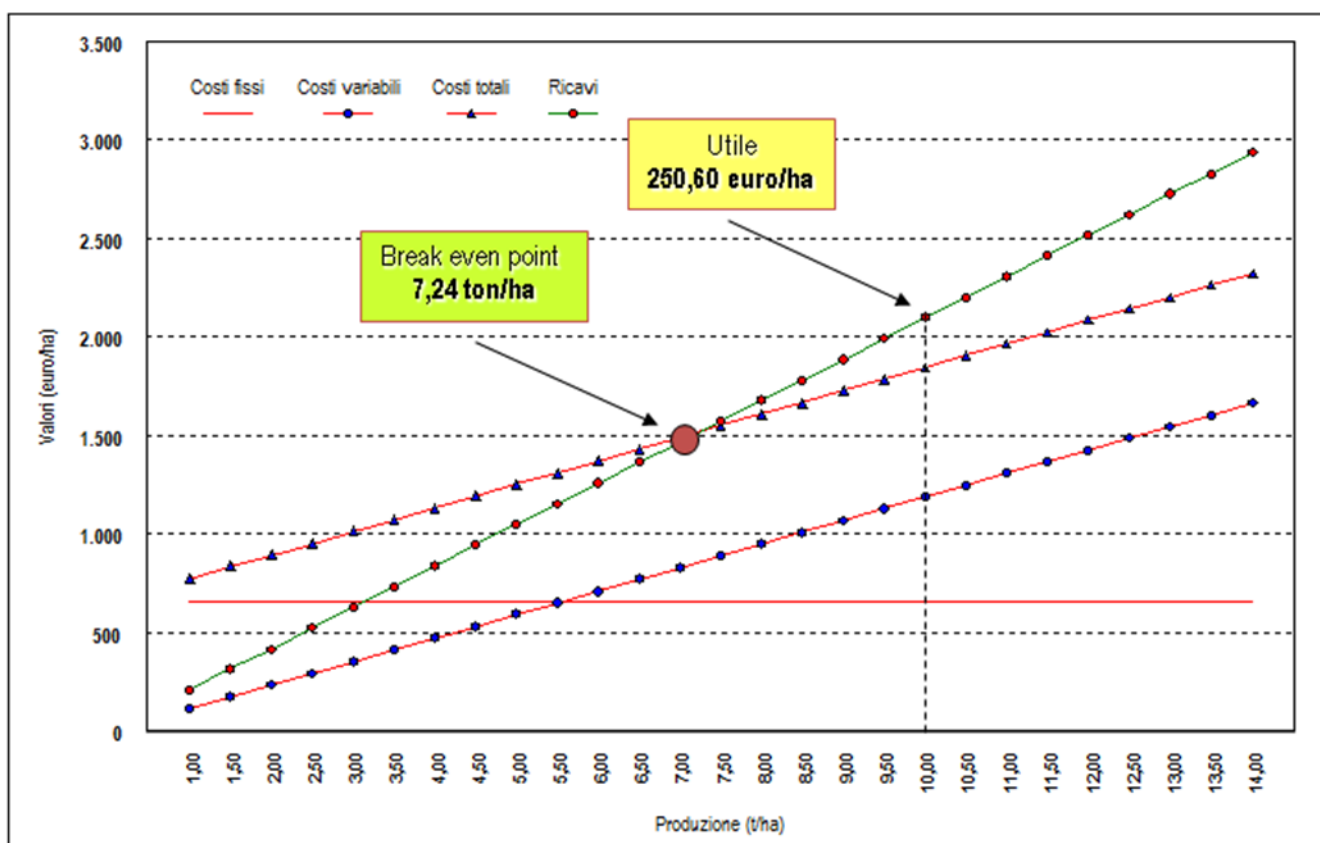
A questo punto si hanno gli elementi per il calcolo del BEP che risulta essere:

$$\text{BEP} = \frac{659,00}{215,00 - 119,04} = 7,24 \text{ ton}$$

La rappresentazione dinamica delle curve dei costi e dei ricavi totali in relazione alla produzione ottenibile, è un'efficace tecnica di programmazione, perché permette di pianificare l'attività d'impresa e le scelte gestionali in modo da conoscere anticipatamente se e quando sarà a reddito positivo, in termini di costi e di ricavi (**figura 5.3**): nel caso teorico ipotizzato di 10 t/ha di granella di mais, l'utile si attesta intorno a 250 euro/ha.

L'applicazione del *break even point* alle principali colture annuali si propone di raggiungere alcuni obiettivi. In primo luogo, di individuare un valore di soglia che indichi quali siano, per unità di superficie, i ricavi minimi da raggiungere per coprire i costi totali e, ovviamente, se raggiungibili da un punto di vista agronomico. In secondo luogo, si punta a distinguere i ricavi nelle due componenti principali, prodotto e prezzo, per poter indicare i valori limite delle due variabili. Ad esempio, se si indica una produzione media di riferimento, quale sia il prezzo di vendita da raggiungere; viceversa, nel caso di un prezzo fisso di vendita, quale produzione sia necessaria per raggiungere il *break even point*. Infine, una volta indicato il *break even point*, occorre valutare quale possa essere la destinazione finale del prodotto, nel caso si debbano attivare alternativamente i due mercati: alimentare o energetico.

Figura 5.3 – Rappresentazione grafica del break even point per il caso di studio relativo alla coltivazione del mais



5.2. LE IMPRESE AGRO-ZOOTECNICHE E LA FILIERA ENERGETICA

Per quanto riguarda il secondo aspetto, è importante verificare se all'interno della filiera agro-energetica possono essere presenti più figure imprenditoriali.

Ai fini di una corretta analisi economica, sono necessarie alcune precisazioni per meglio circostanziare le realtà indagate e la formalizzazione del modello di valutazione. Nello studio si sono assunte alcune ipotesi nella costruzione della filiera agro-energetica indagata:

- l'impianto per la produzione di energia elettrica è realizzato in un'area rurale in cui le distanze di conferimento della materia prima sono contenute entro un raggio di 40 km;
- la potenza installata è inferiore a 1 MW, per cui l'imprenditore agro-zootecnico ha l'opportunità di scegliere l'opzione di adesione alla tariffa onnicomprensiva, quale forma di incentivo finanziario;
- i ruoli dell'imprenditore agricolo si distinguono in relazione al posizionamento all'interno della filiera.

Proprio questo ultimo punto vuole essere una delle peculiarità dell'approccio analitico; nell'ambito della filiera se ne sono individuati almeno tre principali:

- **imprenditore «produttore»:** è il fornitore di materia prima da destinare alla produzione energetica, per cui il ruolo di sua competenza è il conferimento della biomassa; la fase industriale della trasformazione in energia è gestita da altri «attori» della filiera. In questo caso l'analisi deve essere condotta considerando il costo di produzione colturale e poi, in un secondo momento, valutando il possibile prezzo di vendita all'industria che trasformerà la materia prima in energia. Attraverso tale approccio si può tentare di individuare quale sia anche un *premium price*¹⁴ che l'industria energetica possa o debba riconoscere all'agricoltore, per il servizio che fornisce nell'approvvigionare l'impianto di materia prima; l'area A della figura 5.4 circonda il ruolo alla produzione ed al conferimento della materia prima all'impianto di digestione anaerobica;

- **imprenditore «trasformatore»:** in questo caso la filiera per la produzione energetica è gestita dal solo imprenditore agricolo, che costruisce l'impianto energetico e «trasforma» la biomassa agro-zootecnica: l'analisi deve rilevare la convenienza a produrre energia partendo dal prodotto aziendale. Nella figura 5.4 il ruolo dell'imprenditore «trasformatore» è rappresentato dall'area B che considera l'intera filiera;

- **imprenditore «energetico»:** ha il compito di realizzare e di gestire l'impianto per la produzione di energia acquisendo, però, dall'esterno la materia prima necessaria per il funzionamento. Come si nota dalla figura 5.4, l'area C evidenzia le competenze dell'imprenditore.

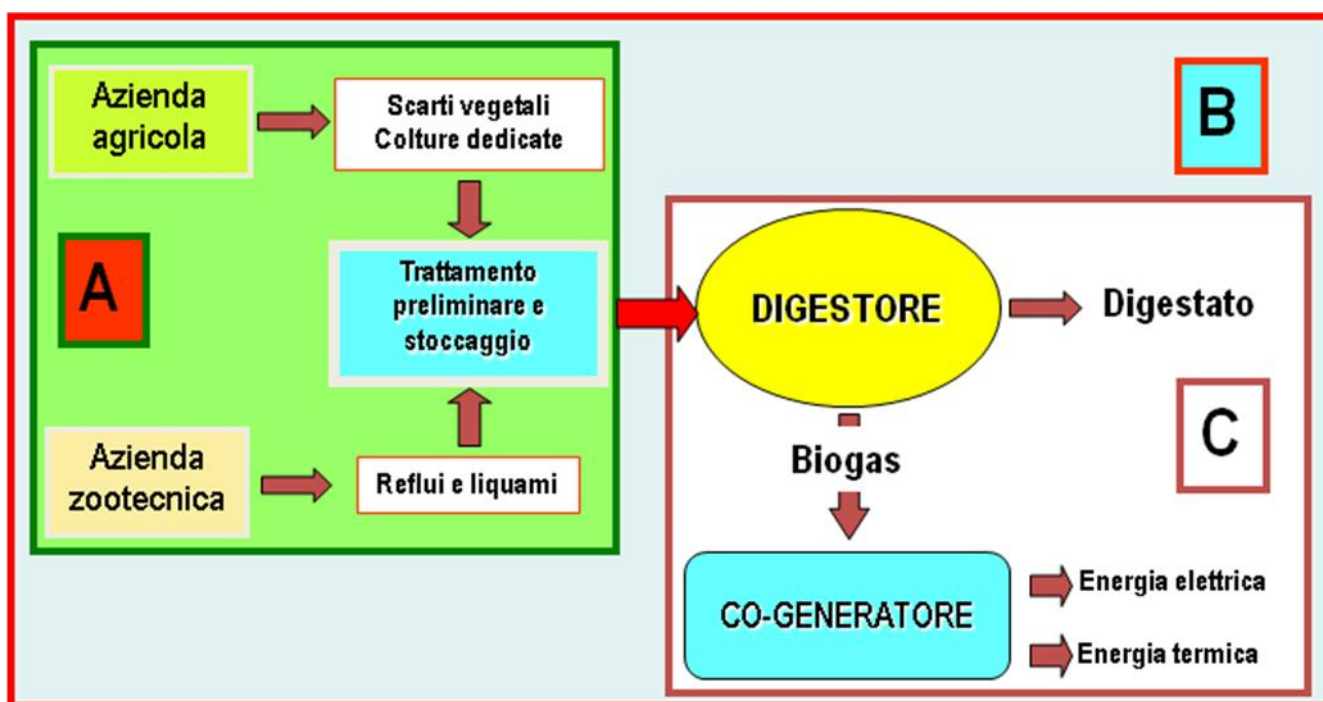
Da quanto premesso, è intuitivo rilevare quali possono essere gli elementi positivi per stimolare un agricoltore a produrre e/o gestire biomassa da indirizzare nella filiera energetica, come pure la necessità di una loro corretta valutazione.

Si ricorda che, a parità di condizioni progettuali dell'impianto di digestione anaerobica, la figura imprenditoriale diventa probabilmente la variabile decisiva per la convenienza economica. Ad esempio, per

¹⁴ Il *premium price* è un prezzo superiore alla media di mercato che un'impresa applica in virtù delle strategie di differenziazione intese a posizionare l'offerta aziendale in maniera unica e distintiva rispetto alla concorrenza. Generalmente, dall'applicazione di un *premium price*, l'impresa è in grado di conseguire un profitto extra. Tali caratteristiche riportate nella definizione di *premium price* possono essere trasferite anche al ruolo svolto dall'agricoltore durante la fornitura di materia prima per la produzione di energia elettrica rinnovabile che consente all'industria di ottenere maggiori profitti per la presenza, ad esempio, dei Certificati Verdi nell'ambito di una filiera corta.

l'imprenditore «produttore» la materia prima è un ricavo, mentre per quello «trasformatore» ed «energetico» diventa un costo; inoltre, per gli ultimi due imprenditori la materia prima differisce notevolmente nella stima: per l'imprenditore «trasformatore» può avere le caratteristiche del costo colturale, mentre per l'imprenditore «energetico» sarà più realisticamente un costo paragonabile al prezzo di mercato della granella con l'incremento eventuale di un *premium price*.

Figura 5.4 – Le figure imprenditoriali dell'agricoltore nella filiera energetica



Legenda:

A= **Imprenditore "produttore"** → Ruolo di competenza: **conferimento della materia prima** (reflui zootecnici, scarti agro-industriali, colture dedicate).

B= **Imprenditore "trasformatore"** → Ruolo di competenza: **gestione completa della filiera** per la produzione energetica producendo la materia prima e trasformandola nell'impianto aziendale.

C= **Imprenditore "energetico"** → Ruolo di competenza: **realizzazione di un impianto senza produrre la materia prima** in azienda. La filiera non è più agricola e lo scenario economico cambia.

Pertanto, i costi di approvvigionamento della "dieta" da utilizzare per la digestione anaerobica possono essere distinti in relazione alla figura imprenditoriale che gestisce l'impianto ed, in particolare, avere le seguenti alternative caratteristiche: costo colturale, prezzo di mercato ed eventuale "premium price" da attribuire al produttore di biomassa.

Infine, si pensi all'incidenza dei trasporti per approvvigionare l'impianto ed alla gestione finale del digestato. Per alcune realtà imprenditoriali, infatti, il trasporto può incidere notevolmente, se le fonti di approvvigionamento e i terreni per lo spandimento sono distanti; per altre è poco significativo, se la materia prima è nelle vicinanze dell'impianto o addirittura entro il perimetro dell'azienda agricola. Proprio

su questi aspetti si soffermerà lo studio, proponendo un modello di analisi flessibile ed adattabile al tipo di impresa che intende inserirsi nella filiera energetica.

Non è corretto applicare in modo generalizzato la valutazione della convenienza economica della filiera del biogas, proprio perché si può asserire che ciascun impianto, che può anche sembrare simile ad altri, possiede una serie di peculiarità che devono essere attentamente considerate, soprattutto da un punto di vista logistico per quanto riguarda la gestione in ingresso ed in uscita della biomassa. E' necessario definire alcune costanti relativamente all'approccio tenuto, al tipo di impianto ed alla forma imprenditoriale del soggetto "trasformatore" della materia prima in energia.

Capitolo 6

ANALISI ECONOMICA DELLA FILIERA DEL BIOGAS

6.1 – OBIETTIVI E CARATTERISTICHE DEL MODELLO DI ANALISI

Da quanto premesso nei precedenti capitoli, le prospettive per partecipare alla filiera energetica per il mondo agricolo e zootecnico si sono notevolmente ampliate ed, indubbiamente, devono essere attentamente valutate da un punto di vista finanziario ed economico .

Questa parte dello studio ha lo scopo di porre l'attenzione principalmente sulla trasformazione di biomasse agro-zootecniche per la produzione di energia elettrica da biogas, valutando la fattibilità tecnica e la convenienza economica per l'imprenditore agricolo nelle sue distinte forme e nei ruoli che potrà avere nella filiera (**figura 6.1**).

Figura 6.1– Processi e prodotti nella filiera dei digestori anaerobici



Il modello di analisi è strutturato considerando i principali passaggi che caratterizzano il processo industriale di trasformazione energetica della materia prima ed i prodotti che si generano da ogni fase, che non sempre assumono le caratteristiche dei ricavi, ma possono diventare un costo per l'impresa: ad esempio, l'insilato di mais può essere un costo per chi deve acquistarlo per alimentare il digestore, viceversa, un ricavo per l'agricoltore che fornisce l'impianto; il digestato può essere un ammendante agricolo oppure un rifiuto; ugualmente lo stesso prodotto può assumere valori differenti: ad esempio, se l'insilato di mais è prodotto in azienda o acquistato sul mercato. Come detto il processo della filiera del biogas richiede una serie di attività agricole, industriali e gestionali che generano prodotti; in particolare, si ricordano: biomassa, biogas, energia e digestato.

In termini di economia aziendale, i principali sistemi di rilevazione per imprese di produzione includono al loro interno la contabilità (sia essa generale o analitica) poiché capace di fornire informazioni di natura complessa quali il reddito di esercizio. Il bilancio di esercizio diventa l'elemento alla base di un flusso di informazioni che travalicano i confini dell'azienda stessa, per rivolgersi a tutti gli *stakeholders*, dai fornitori alle Amministrazioni pubbliche a tutti coloro che sono variamente interessati (Airoldi et al., 1994¹⁵).

¹⁵ Airoldi G., Brunetti G., Coda V. (1994). Economia aziendale. Ed. Il Mulino. Bologna

Il bilancio di esercizio diventa, dunque, uno strumento di informazione fondamentale sia di tipo interno all'azienda ma soprattutto come canale di comunicazione verso l'esterno (Ghelfi¹⁶, 2001). Peraltro, l'adeguamento del bilancio di esercizio a imprese peculiari come quelle del comparto energetico, richiede, come si vedrà nella parte dei casi studio, un'aggregazione delle poste considerate. L'idea alla base del procedimento di indagine adottato mira a effettuare una riclassificazione del bilancio di esercizio di alcune imprese di riferimento da cui estrapolare elementi per la costruzione di indicatori economico-gestionali che possano essere letti in modo verticale (per singola impresa) ed orizzontale (ponendo a confronto le imprese o gruppi omogenei delle stesse).

Proprio per ciascun prodotto della filiera energetica è stato impostato un conto economico specifico che è servito successivamente per il modello di analisi. E' indubbio che sarà decisivo ai fini della convenienza finale, individuare quale è l'imprenditore che agisce in modo parziale o completo nell'intero processo di trasformazione: "produttore", "trasformatore" o "energetico".

I costi dell'energia prodotta assumono valori diversi in relazione alla figura imprenditoriale presente lungo la filiera; il caso più emblematico è quello dei reflui zootecnici: se l'imprenditore è solo "produttore" di materia prima, la fornitura del refluo ad un impianto di digestione, non da lui gestito, modifica il valore economico del liquame in allevamento da costo a ricavo: infatti, l'onere relativo allo spandimento si modifica in mancati costi (il ritiro ed il trasporto presumibilmente dovrebbero essere a carico dell'imprenditore energetico) ed, eventualmente, si può pensare al riconoscimento di un premium price. Viceversa, l'imprenditore "trasformatore" si trova in una condizione duplice: se è autosufficiente dal punto di vista della materia prima da indirizzare all'impianto, la gestione dei reflui si modifica in mancati costi e deve computare solo l'eventuale spesa per la produzione di insilati; se, invece, non è autosufficiente per la materia prima, deve considerare i costi di ritiro (scarti, sottoprodotti e reflui organici) e l'acquisto dell'insilato vegetale, riconoscendo eventualmente in entrambi i casi, un premium price. L'imprenditore "energetico", infine, non avendo a disposizione la materia prima, deve reperire il prodotto sul mercato dei reflui zootecnici, degli scarti agro-industriali e delle colture dedicate: in tutti i casi la materia prima per la dieta è da imputare nel conto economico come costo d'acquisto secondo le regole del mercato.

Il modello di valutazione si basa proprio sulla presenza delle tre figure imprenditoriali alternative presentate precedentemente. Il principale obiettivo è quello di costruire uno schema di conto economico, in cui i dati in ingresso sono relativi alla stima dei costi e dei ricavi che i prodotti della filiera determinano nel processo (**figura 6.2**). In sostanza, il modello definisce dei valori per unità di energia per il bilancio economico che assumeranno le caratteristiche di costo, ovvero di ricavo, in relazione alla figura

¹⁶ Ghelfi R. (2001). *Il bilancio di esercizio nell'impresa agraria: struttura, normative civilistiche e logiche di valutazione*. In Riflessioni ed analisi sull'economia dell'azienda agraria. Quaderno n. 1 del gruppo di lavoro SIDEA: Economia dell'Azienda. Centro Interuniversitario per la contabilità e gestione agraria forestale e ambientale, Padova.

imprenditoriale.

Figura 6.2– Schema del conto economico

	Colonna 1	Colonna 2	Colonna 3	Colonna 4	Colonna 5	Colonna 6
PROCESSO E PRODOTTI DELLA FILIERA ENERGETICA	Costo unitario (euro)	Fabbisogno (unità/kW)	Costo kW (euro/kW)			
1. BIOMASSA:				IMPRENDITORE "PRODUTTORE"	IMPRENDITORE "TRASFORMATORE"	IMPRENDITORE "ENERGETICO"
1.1 - COLTURE DEDICATE						
1.2 - SOTTOPRODOTTI						
1.3 - REFLUI ZOOTECNICI						
TRASPORTO						
2. GESTIONE DELL'IMPIANTO						
2.1 - PROGETTO ED AREA						
2.2 - OPERE EDILI						
2.3 - IMPIANTI E SISTEMI						
3. ENERGIA ELETTRICA						
3.1 - PRODUZIONE ELETTRICA						
3.2 - INCENTIVI						
4. DIGESTATO:						
4.1 - PRODUZIONE						
4.2 - GESTIONE E SPANDIMENTO						
4.3 - VENDITA A IMPRESE TERZE						
TRASPORTO						
UTILE LORDO						
FISCALITA'						
UTILE NETTO						

Prima della presentazione delle caratteristiche del modello sono necessarie alcune precisazioni sulle ipotesi che si sono assunte per la stima dei valori da inserire nel conto economico; in particolare, è necessario definire:

- la potenza dell'impianto da installare in base alla quantità di biomassa a disposizione aziendale ed extra-aziendale: nel caso specifico si è preferito applicare il modello ad impianti al di sotto di 1 MW di potenza, per rispettare le agevolazioni fiscali e gli incentivi per il settore agricolo;
- il tempo di funzionamento annuale per ogni kW installato; presumibilmente si può ipotizzare un periodo intorno alle 7.800 ore/anno;
- il bacino rurale per l'approvvigionamento della biomassa; l'impianto per la produzione di energia elettrica deve essere realizzato in un'area agricola in cui le eventuali distanze di trasporto

della materia prima extra aziendale siano contenute al massimo entro 40/50 km dal punto di raccolta e di successivo conferimento del digestato.

Lo schema del conto economico è impostato inserendo in un primo momento (colonna 1) i valori stimati secondo il proprio parametro di riferimento (ad esempio, euro/ha, euro/m³, euro/t, euro/km, ecc.), quindi si elabora il relativo coefficiente per la conversione in unità/kW (colonna 2), per poi ottenere un valore parametrizzato secondo un'unica scala in euro/kW (colonna 3). Tale importo verrà riportato nelle colonne relative alle tre figure imprenditoriali, affiancato da un segno “+” oppure “-“ nel caso in cui questo sia un ricavo o un costo.

Nell'asse verticale, sono definite le singole voci del conto economico relative al processo energetico distintamente per prodotti e per fasi della filiera. E' importante ricordare che sono influenti sul risultato finale alcuni passaggi che collegano le singole fasi del processo, tra cui: le distanze da coprire per il trasporto della biomassa e del digestato (si ricorda l'importanza della “filiera corta”), l'eventuale necessità di smaltimento in discarica del digestato stesso, il tragitto di collegamento con la rete elettrica, ecc..

È importante notare che, pur in presenza di un impianto con le stesse caratteristiche, i risultati economici possano essere molto diversi ed è decisivo verificare la convenienza del progetto in relazione alla figura imprenditoriale che partecipa alla filiera (**Figura 6.3**).

Per la stima dei valori di ciascun fattore si riporta un esempio relativo alla biomassa ed, in particolare, alle colture dedicate; in formula:

Processo e prodotti della filiera energetica	Valore unitario (euro/ton)	Fabbisogno (unità/kW)	Valore per unità di potenza (euro/kW)	Imprenditore produttore (euro/kW)	Imprenditore trasformatore (euro/kW)	Imprenditore energetico (euro/kW)
BIOMASSA						
Colture dedicate						
* costo colturale	X	a	Xa = (X • a)	- Xa	- Xa	---
* prezzo di mercato	Y	b	Yb = (Y • b)	+ Yb	- Yb	- Yb
* premium price	Z	c	Zc = (Z • c)	+ Zc	- Zc	- Zc

Di seguito si passerà a trattare con maggiore dettaglio ciascun prodotto del processo industriale, descrivendo l'approccio di stima tenuto per le singole voci di bilancio.

Figura 6.3 – Conto economico in relazione alle figure imprenditoriali

FILIERA ENERGETICA	Imprenditore PRODUTTORE	Imprenditore TRASFORMATORE	Imprenditore ENERGETICO
1. BIOMASSA:			
1.1 - COLTURE DEDICATE:			
* Costo colturale	COSTO	COSTO	----
• Prezzo di mercato	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
* Premium price	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
1.2 – REFLUI ZOOTECNICI:			
• Prezzo di mercato	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
* Premium price	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
1.3 - SOTTOPRODOTTI:			
• Prezzo di mercato	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
* Premium price	RICAVO	COSTO (*)	COSTO
TRASPORTO	----	COSTO (*)	COSTO
2. GESTIONE DELL'IMPIANTO			
2.1 - PROGETTO ED AREA	----	COSTO	COSTO
2.2 - OPERE EDILI	----	COSTO	COSTO
2.3 - IMPIANTI E SISTEMI	----	COSTO	COSTO
3. ENERGIA ELETTRICA			
3.1 - PRODUZIONE ELETTRICA	----	RICAVO	RICAVO
3.2 – INCENTIVI	----	RICAVO	RICAVO
4. DIGESTATO:			
4.1 – PRODUZIONE	----	COSTO	COSTO
4.2 – GESTIONE E SPANDIMENTO	----	COSTO	COSTO
4.3 - VENDITA A IMPRESE TERZE	----	RICAVO	RICAVO
TRASPORTO	----	COSTO (*)	COSTO
UTILE LORDO	Ricavi - Costi	Ricavi - Costi	Ricavi – Costi
FISCALITA'	AGRICOLA	AGRICOLA	EXTRA AGRICOLA
UTILE NETTO	Utile lordo – Imposte	Utile lordo – Imposte	Utile lordo – Imposte

6.2 – LA BIOMASSA

I principali substrati per la digestione anaerobica sono le colture non alimentari ad uso energetico (in particolare, insilati di mais e di sorgo), i residui colturali (foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia), gli scarti organici e le acque reflue dell'agro-industria, i fanghi di depurazione urbani e industriali, le frazioni organiche di rifiuti urbani ed i reflui zootecnici, ecc..

Tuttavia, per migliorare l'efficienza dell'impianto da un punto di vista anche economico, è necessario analizzare quali siano i costi di approvvigionamento delle materie prime, se queste rientrano nella definizione di sottoprodotto ovvero di rifiuto, quale quota ciascuna di esse rivesta nella composizione della "dieta" e se l'origine della stessa sia interna o extra-aziendale. Queste variabili, infatti, possono complicare la fase autorizzativa dell'impianto ed aumentare i costi in ingresso ed in uscita della materia prima.

Pertanto, la scelta della "dieta" è tra i momenti decisivi nell'impostazione dell'impianto, da cui cogliere quali possano essere le opportunità per un imprenditore agricolo di inserirsi in una filiera energetica, ovvero in sostituzione (parziale o completa) di acquistare e/o di coltivare specie dedicate.

In particolare, gli approfondimenti riguardano appunto i costi di approvvigionamento della biomassa da utilizzare per la digestione anaerobica in relazione ad alcuni importanti parametri:

- costo colturale
- prezzo di mercato
- eventuale *premium price*
- costo di trasporto.

La combinazione dei citati parametri assume le seguenti caratteristiche: come si nota x rappresenta il costo della biomassa in ingresso nel digestore, che può assumere valori differenti in relazione alle molteplici variabili che la caratterizzano.

Per le colture dedicate, la stima prende avvio dal costo di produzione:

$$x = y + (y \cdot z_1) + (w \cdot z_2) + t$$

dove:

x = costo della biomassa in ingresso nel digestore;

y = costo colturale;

z_1 = coefficiente di rivalutazione del costo colturale, basato su accordi di filiera tra le parti;

w = ricavi dalla produzione di energia elettrica da un kW di potenza installato;

z_2 = coefficiente percentuale per la stima del *premium price* applicato alla produzione di energia elettrica di un kW di potenza;

t = costo di trasporto per la biomassa necessaria per l'alimentazione di un kW di potenza.

Differente è il caso dei reflui zootecnici e dei sottoprodotti che non hanno di competenza dei veri e propri costi di produzione, ma eventualmente delle spese da sostenere per una corretta trasformazione, al fine di agevolare il processo di digestione anaerobica nell'impianto di biogas.

In questo caso per i sottoprodotti, la precedente equazione si semplifica nel seguente modo:

$$x = (w \cdot z_2) + t$$

dove:

x = costo della biomassa in ingresso nel digestore;

w = ricavi dalla produzione di energia elettrica da un kW di potenza;

z₂ = coefficiente percentuale per la stima del *premium price* applicato alla produzione di energia elettrica di un kW di potenza;

t = costo di trasporto per la biomassa necessaria per l'alimentazione di un kW di potenza installato.

Di seguito sono descritte ed analizzate le singole variabili che determinano il costo complessivo di approvvigionamento della biomassa presso l'impianto energetico; sono analizzati in modo distinto colture dedicate e sottoprodotti (reflui zootecnici e matrici organiche di scarto dalla lavorazione di prodotti agro-alimentari).

6.3 - COSTO CULTURALE

Il costo culturale rappresenta il primo elemento per valutare l'incidenza di spesa per l'approvvigionamento della biomassa, nel caso questa sia coltivata in terreni di pertinenza all'impianto. La produzione può essere realizzata con tecniche alternative in base alla necessità di distinti interventi meccanici, di fertilizzazione e di difesa fito-sanitaria: si ricorda, inoltre, che può essere necessario scegliere una tecnica più o meno intensiva a causa delle caratteristiche pedologiche del terreno, di eventi meteo-climatici ed altro e non solo per incrementare la resa unitaria.

Ai fini dello studio sono riportate alcune indicazioni di costo culturale per mais e per sorgo, che sono tra le principali colture impiegate nel processo di digestione. I dati sono riferiti ad aziende cerealicole della pianura padana in terreni irrigui; a titolo esemplificativo, si possono indicare i seguenti intervalli (**tabella 6.1**):

* **mais:** 1.450 - 2.000 euro/ha;

* **sorgo:** 1.000 - 1.500 euro/ha.

Assunti tali importi unitari, si è costruita una matrice, in cui si indica la dinamica di costo in relazione alle rese attese: il costo è, poi, parametrizzato al kW di potenza. La conversione da unità di terreno (euro/ettaro), ad unità di potenza (euro/kW) ha considerato i seguenti coefficienti:

- rendimento energetico medio: 300 kWh/t (si ricorda che per il mais è > 320 kWh/t e per il sorgo è ~290 kWh/t); il valore è tenuto prudenzialmente contenuto in relazione alla variabilità del prodotto che può verificarsi nel corso degli anni;
- funzionamento medio annuale dell'impianto: 7.800 ore/anno;
- produzione energetica per unità di potenza: 7.800 ore/kW.

Si propone un esempio di calcolo, considerando un costo colturale medio pari a 1.500 euro/ha, una resa per il mais di 55 t/ha, un rendimento energetico di 300 kWh/t e un funzionamento di 7.800 ore/anno:

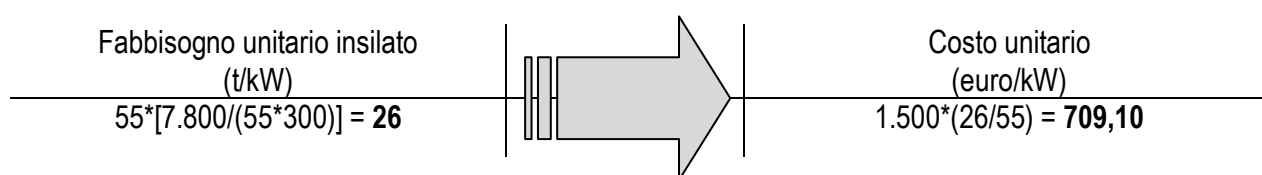


Tabella 6.1 – Stima del costo colturale per mais e sorgo in aree della pianura padana in base al tipo di lavorazione

MAIS	ALTA INTENSITA'	MEDIA INTENSITA'	BASSA INTENSITA'
Capitoli di spesa	(euro/ha)	(euro/ha)	(euro/ha)
Preparazione terreno	484,00	484,00	384,00
Operazioni meccaniche			
- Distribuzione prodotti	132,50	102,50	102,50
- Irrigazione	220,00	220,00	220,00
- Raccolta	253,00	253,00	253,00
Materie prime			
- Fertilizzanti	481,00	258,50	225,00
- Diserbanti	179,10	119,70	55,20
- Antiparassitari	50,95	38,70	24,50
- Seme	198,00	198,00	198,00
TOTALE	1.998,55	1.674,40	1.462,20

SORGO Capitoli di spesa	ALTA INTENSITA'	MEDIA INTENSITA'	BASSA INTENSITA'
	(euro/ha)	(euro/ha)	(euro/ha)
Preparazione terreno	519,00	477,00	377,00
Operazioni meccaniche			
- Distribuzione prodotti	212,50	152,50	127,50
- Irrigazione			
- Raccolta	220,00	220,00	220,00
Materie prime			
- Fertilizzanti	306,50	176,00	135,00
- Diserbanti	121,50	88,50	57,00
- Antiparassitari	7,50	44,50	0,00
- Seme	103,50	103,50	103,50
TOTALE	1.490,50	1.262,00	1.020,00

Fonte: ns. elaborazione da indagini dirette dati riferiti al 2010

Applicando tale approccio di calcolo, si è definita la matrice di valutazione della dinamica dei costi colturali per unità di potenza installata (**figura 6.4**). Come si nota, per le due colture considerate, combinando i rendimenti medi attesi di insilato per ettaro ed i costi colturali, la spesa di approvvigionamento può oscillare da un minimo di circa 650 euro/kW, fino ad un massimo intorno a 850 euro/kW. Indubbiamente la forbice di valori è ampia, in relazione al ruolo decisivo della specie coltivata e, soprattutto, delle rese medie unitarie raggiungibili.

Figura 6.4 – Dinamica del costo colturale dell'insilato per unità di potenza installata (euro/kW)

		Resa unitaria insilato (t/ettaro)									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Costo colturale (euro/ettaro)	500,0	1.300,0	650,0	433,3	325,0	260,0	216,7	185,7	162,5	144,4	130,0
	600,0	1.560,0	780,0	520,0	390,0	312,0	260,0	222,9	195,0	173,3	156,0
	700,0	1.820,0	910,0	606,7	455,0	364,0	303,3	260,0	227,5	202,2	182,0
	800,0	2.080,0	1.040,0	693,3	520,0	416,0	346,7	297,1	260,0	231,1	208,0
	900,0	2.340,0	1.170,0	780,0	585,0	468,0	390,0	334,3	292,5	260,0	234,0
	S 1.000,0	2.600,0	1.300,0	866,7	650,0	520,0	433,3	371,4	325,0	288,9	260,0
	O 1.100,0	2.860,0	1.430,0	953,3	715,0	572,0	476,7	408,6	357,5	317,8	286,0
	R 1.200,0	3.120,0	1.560,0	1.040,0	780,0	624,0	520,0	445,7	390,0	346,7	312,0
	G 1.300,0	3.380,0	1.690,0	1.126,7	845,0	676,0	563,3	482,9	422,5	375,6	338,0
	O 1.400,0	3.640,0	1.820,0	1.213,3	910,0	728,0	606,7	520,0	455,0	404,4	364,0
	M 1.500,0	3.900,0	1.950,0	1.300,0	975,0	780,0	650,0	557,1	487,5	433,3	390,0
A 1.600,0	4.160,0	2.080,0	1.386,7	1.040,0	832,0	693,3	594,3	520,0	462,2	416,0	
I 1.700,0	4.420,0	2.210,0	1.473,3	1.105,0	884,0	736,7	631,4	552,5	491,1	442,0	
S 1.800,0	4.680,0	2.340,0	1.560,0	1.170,0	936,0	780,0	668,6	585,0	520,0	468,0	
1.900,0	4.940,0	2.470,0	1.646,7	1.235,0	988,0	823,3	705,7	617,5	548,9	494,0	
2.000,0	5.200,0	2.600,0	1.733,3	1.300,0	1.040,0	866,7	742,9	650,0	577,8	520,0	

Fonte: ns. elaborazione

Rapportando il costo colturale all'unità di energia elettrica si nota quanto sia rilevante l'approvvigionamento della materia prima nella gestione dell'impianto a biogas:

Costo unitario (euro/kW)		Funzionamento impianto (ore/anno)		Costo unitario per energia elettrica (euro/kWh)
650,00	/	7.800	=	0,083
850,00	/	7.800	=	0,108

Infatti, si evidenzia che per unità di energia elettrica prodotta, la biomassa dedicata può incidere fino a quasi 11 eurocent/kWh sulla gestione dell'intero processo produttivo (che equivale al 61% della tariffa incentivante per impianti con potenza fino a 300 kW alimentati da prodotti di origine biologica¹⁷).

6.4 - PREZZO DI MERCATO

I prezzi della biomassa possono assumere dinamiche di difficile previsione in relazione a due principali variabili: l'andamento di mercato del prodotto alimentare e la nuova domanda, ad esempio, di sottoprodotti agro-zootecnici. Oltre a questo, è necessaria una netta distinzione tra colture dedicate, reflui zootecnici ed eventuali sottoprodotti agro-alimentari.

Nel caso dei due principali cereali dedicati alla trasformazione è molto difficile poter definire un prezzo di riferimento di mercato che possa assumere una certa stabilità per il futuro, in considerazione di quanto accaduto, ad esempio, dal 2006 ad oggi con oscillazioni comprese tra 120 euro/t fino a 300 euro/t. A tale riguardo è sembrato opportuno determinare un coefficiente moltiplicativo dei costi di produzione, per riconoscere l'attività di impresa del produttore agricolo, nel caso in cui si debba approvvigionare l'impianto dall'esterno; l'agricoltore deve diventare un partner affidabile nel conferimento della materia prima.

Assumendo tali ipotesi, è stata impostata una matrice di valutazione del prezzo di mercato dell'insilato in relazione ad un coefficiente di rivalutazione del costo colturale medio per unità di potenza installata (**figura 6.5**); in formula:

$$\text{Prezzo di mercato (euro/kW)} = \text{costo colturale (euro/kW)} \cdot (1 + \text{coefficiente di rivalutazione \%})$$

Il coefficiente di rivalutazione è una quota percentuale che deve tenere in considerazione sia dell'attività dell'impresa agricola, sia del possibile prezzo di mercato equivalente della granella, nel caso di conversione da insilato a prodotto alimentare. La forbice di valore che risulta dal prodotto delle due principali variabili (costo colturale e coefficiente di rivalutazione) oscilla tra 675 e 925 euro/kW.

¹⁷ In base alle nuove tariffe incentivanti previste dal D.M. 06 luglio 2012

Figura 6.5 – Dinamica del costo colturale dell'insilato per unità di potenza installata (euro/kW)

Costo colturale (euro/kW)		Coefficiente di rivalutazione del costo colturale (%)									
		1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%	6,00%	7,00%	8,00%	9,00%	10,00%
	600,0	606,0	612,0	618,0	624,0	630,0	636,0	642,0	648,0	654,0	660,0
	625,0	631,3	637,5	643,8	650,0	656,3	662,5	668,8	675,0	681,3	687,5
M A I S O	650,0	656,5	663,0	669,5	676,0	682,5	689,0	695,5	702,0	708,5	715,0
	675,0	681,8	688,5	695,3	702,0	708,8	715,5	722,3	729,0	735,8	742,5
	700,0	707,0	714,0	721,0	728,0	735,0	742,0	749,0	756,0	763,0	770,0
	725,0	732,3	739,5	746,8	754,0	761,3	768,5	775,8	783,0	790,3	797,5
	750,0	757,5	765,0	772,5	780,0	787,5	795,0	802,5	810,0	817,5	825,0
	775,0	782,8	790,5	798,3	806,0	813,8	821,5	829,3	837,0	844,8	852,5
	800,0	808,0	816,0	824,0	832,0	840,0	848,0	856,0	864,0	872,0	880,0
	825,0	833,3	841,5	849,8	858,0	866,3	874,5	882,8	891,0	899,3	907,5
	850,0	858,5	867,0	875,5	884,0	892,5	901,0	909,5	918,0	926,5	935,0
	875,0	883,8	892,5	901,3	910,0	918,8	927,5	936,3	945,0	953,8	962,5

Fonte: ns. elaborazione

Questo determina un incremento del costo di approvvigionamento per l'impresa, se lo si rapporta all'unità di energia elettrica prodotta: infatti, la spesa può oscillare da 8,7 eurocent/kWh (prezzo non sostenibile con le nuove tariffe incentivanti), fino a 11,9 eurocent/kWh (pari al 66% della tariffa incentivante per impianti con potenza fino a 300 kW alimentati da prodotti di origine biologica):

Costo unitario (euro/kW)	Funzionamento impianto (ore/anno)	Costo unitario per energia (euro/kWh)
675,00	/ 7.800	= 0,087
925,00	/ 7.800	= 0,119

Per quanto riguarda i reflui zootecnici, la stima di un eventuale valore di scambio può essere riferita ad una quota del potere fertilizzante che gli stessi possiedono in base al contenuto di azoto e di fosforo. Nel caso di un eventuale conferimento da aziende esterne, infatti, si può imputare come prezzo unitario del liquame il valore di surrogazione riferito al prezzo dei fertilizzanti chimici: ad esempio, in base al carico di azoto e di fosforo presente e agli attuali prezzi di mercato dei fertilizzanti chimici, esso si può considerare mediamente nell'ordine di circa 3,5 - 4,5 euro/m³ per il liquame suino e fino a 5,0 - 6,0 euro/m³ per il liquame di bovino. Tuttavia, ai fini di una corretta valutazione si ritiene congruo ipotizzare una riduzione del valore in relazione ai costi di gestione, di stoccaggio, di trasporto e di spandimento a carico dell'azienda zootecnica, qualora utilizzi i reflui su propri terreni: indicativamente si può stimare una contrazione anche del 75%, proprio per gli attuali oneri che l'imprenditore deve sostenere per il rispetto

degli adempimenti della Direttiva Nitrati, che vanno a ridurre il valore del potere fertilizzante, se confrontato con l'acquisto di un concime chimico. Per cui, la stima del valore del refluo per una eventuale contrattazione di mercato e l'alienazione all'esterno del prodotto può assumere i seguenti valori:

Reflui zootecnici	Valore di surrogazione (euro/t)	Valore della biomassa per energia (euro/t)	Fabbisogno (t/kW)	Costo totale per unità di potenza (euro/kW)
Liquame suino	4,10	$(4,10 * 25\%) = 1,02$	213,99	~ 218,00/220,00
Liquame bovino	5,14	$(5,14 * 25\%) = 1,28$	169,93	~ 218,00/220,00

Per i restanti sottoprodotti di origine vegetale ed animale, non è possibile definire un prezzo di mercato, essendo gli stessi strettamente collegati a realtà locali, in cui si possono formare in modo episodico richieste di materia prima (ad esempio, presenza di imprese mangimistiche, di compostaggio, vivaistiche, ecc.). Tuttavia, è corretto considerare che, in modo prudenziale, siano da imputare alla gestione dell'impianto almeno i costi di trasporto per il conferimento ed, eventualmente, un *premium price*, come si leggerà in seguito.

6.5 - PREMIUM PRICE

La gestione di un impianto di digestione anaerobica richiede la continuità di conferimento della biomassa per un periodo medio-lungo, come pure il rispetto della composizione percentuale della dieta, senza sostanziali modifiche della matrice organica, che potrebbero compromettere il corretto funzionamento dell'impianto. Per tale motivo l'imprenditore, che non ha a disposizione la totalità della materia prima, si trova nella condizione di dover stringere rapporti con imprese agro-zootecniche esterne che forniscano la quota di biomassa mancante.

Al fine di consolidare tale rapporto costante nel tempo si deve mirare a contratti pluriennali di fornitura, completi di clausole in merito alle scadenze di conferimento ed all'omogeneità del materiale; affinché questo possa avvenire, è pensabile che si debba riconoscere alle imprese produttrici di biomassa un cosiddetto *premium price*.

Secondo Porter "un'impresa si differenzia dai suoi concorrenti quando fornisce qualcosa di unico che abbia un valore per i suoi acquirenti" (Porter, 1985). Affinché dunque un prodotto sia differenziato occorre che in qualche modo sia unico, che abbia cioè caratteristiche reali o percepite non riscontrabili in altri concorrenti presenti sul mercato. Il differenziale di prezzo che il produttore può in questo modo ricevere viene chiamato appunto *premium price*.

Nel caso specifico della materia prima destinata alla produzione energetica, l'unicità del prodotto conferito all'impianto è dovuta, in particolare, alle caratteristiche aggiuntive garantite, cioè la continuità del rapporto di fornitura e la costanza delle caratteristiche per un periodo medio-lungo; in altri termini,

l'agricoltore vincola la propria attività e modifica l'indirizzo colturale della propria azienda, rispondendo alle esigenze dell'imprenditore che produce energia.

La quantificazione del *premium price* è indubbiamente difficile e non generalizzabile per tutti i rapporti di collaborazione di fornitura della materia prima tra aziende ed impianti; tuttavia, un possibile approccio può essere anche in questo caso un coefficiente percentuale da applicare al valore della biomassa calcolato come:

- a) prezzo di vendita del bene su un mercato reale;
- b) potenziale di energia producibile, valorizzato attraverso i certificati verdi e/o gli incentivi relativi alla tariffa omnicomprensiva;
- c) costo colturale per la produzione del bene.

Nel caso specifico si ritiene idoneo per l'impostazione del modello riconoscere al produttore di materia prima una quota dei ricavi ottenibili dalla cessione di energia elettrica. Pertanto, la stima del *premium price* può essere così impostata:

$$\text{Premium price (euro/kW)} = \text{ricavi energia elettrica (euro/kW)} \cdot \text{quota (\%)}$$

esempio 1: utilizzo di prodotti di origine biologica (insilato di mais) per impianto con potenza ≤ 300 kW

ricavi energia = 7.800 (ore/anno) * 0,18 (euro/kWh) = 1.404 euro/kW

quota (%) = 5%

premium price = 1.404 * 5% = 70,20 euro/kW

esempio 2: utilizzo di sottoprodotti (reflui zootecnici) per impianto con potenza ≤ 300 kW

ricavi energia = 7.800 (ore/anno) * 0,236 (euro/kWh) = 1.840,80 euro/kW

quota (%) = 5%

premium price = 1.840,80 * 5% = 92,04 euro/kW

E' indubbio che tale valore non ha la stessa incidenza, se per il calcolo si utilizzasse come parametro la quantità di biomassa necessaria per alimentare un kW di potenza. In questo caso, il valore è da calcolare rispetto alla resa energetica della matrice organica; si ricorda:

- per l'insilato di mais sono necessarie circa 26 t/kW ed il relativo premium price risulta pari a $70,20/26 = 2,7$ euro/t
- per il refluo zootecnico suino sono necessarie circa 215 t/kW ed il relativo premium price per unità di prodotto è pari a $92,04/215 = 0,43$ euro/t.

A completamento di questa importante fase di stima, si propone una griglia riassuntiva del costo di approvvigionamento della materia prima, in relazione al tipo di prodotto ed alla figura dell'imprenditore

(tabella 6.2). Come si può notare l'oscillazione dei valori è ampia e la scelta iniziale del tipo di biomassa da utilizzare diventa determinante, proprio per le difficoltà che si potrebbero incontrare nel momento in cui fosse necessario modificare la tipologia e gli apporti di matrice organica per l'alimentazione dell'impianto.

Tabella 6.2 – Stima del costo di approvvigionamento di un impianto di digestione anaerobica per matrici distinte

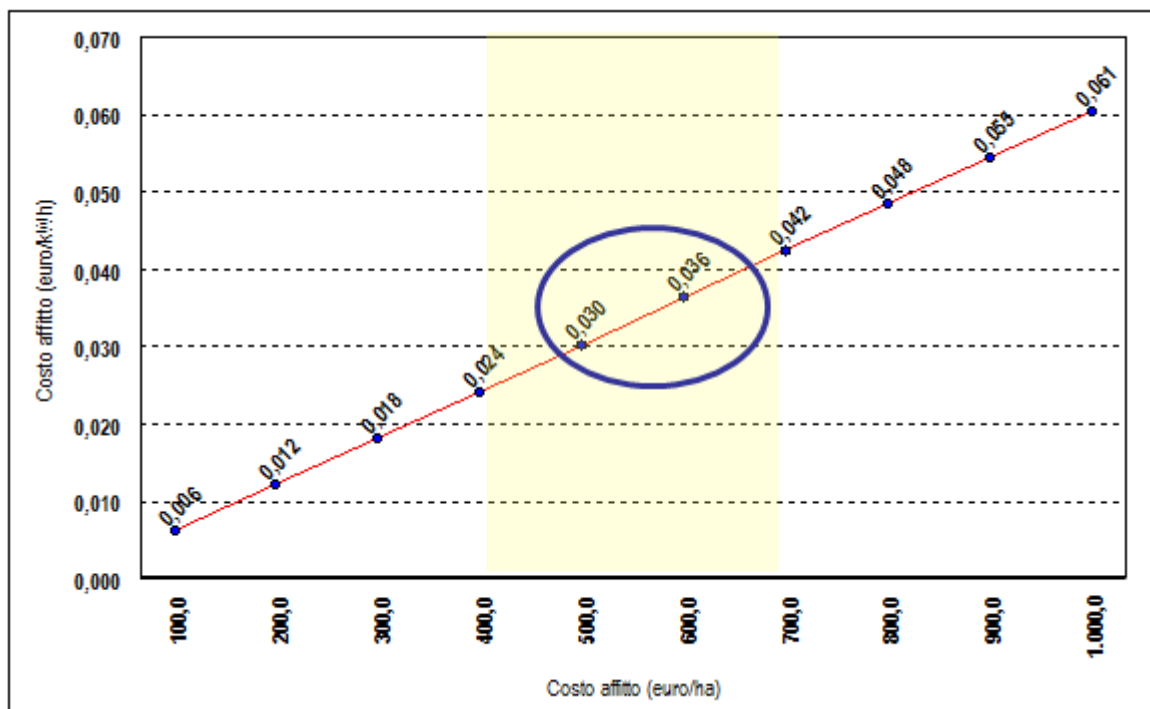
MATERIA PRIMA	A	B	C				
	COSTO DI BASE (euro/kW)	PREZZO DI VENDITA (euro/kW)	PREMIUM PRICE (euro/kW)	Imprenditore (euro/kW)	TRASF. (euro/kWh)	Imprenditore (euro/kW)	ENERG. (euro/kWh)
Coefficiente di rivalutazione (%):		Costo di base* quota % 10,00%	Resa energia* quota % 5,00%				
INSILATO DI MAIS	738,83	812,72	70,20	738,83	0,09	882,92	0,11
INSILATO DI SORGO	731,25	804,38	70,20	731,25	0,09	874,58	0,11
REFLUO SUINO		219,30	92,04			311,34	0,04
REFLUO BOVINO		218,30	92,04			310,34	0,04
SCARTI ORTOFRUTTA			92,04			92,04	0,01
POLPA DI PATATE			92,04			92,04	0,01
SCARTI DI MACELLO			92,04			92,04	0,01
PAGLIA			92,04			92,04	0,01
POLPA DI FRUMENTO			92,04			92,04	0,01
INSILATO D'ERBA			92,04			92,04	0,01
FANGHI BIOLOGICI			92,04			92,04	0,01
Frazione Organica RSU			92,04			92,04	0,01

Fonte: ns. elaborazione

E' interessante, inoltre, confrontare i citati valori di costo della biomassa con l'eventuale incidenza dell'affitto dei terreni sull'approvvigionamento della materia prima. Si ricorda, infatti, che l'imprenditore per ottenere le agevolazioni fiscali, deve dimostrare che la produzione di energia sia connessa al normale svolgimento dell'attività agro-zootecnica; questo comporta che l'impresa abbia in dotazione più del 50% della materia prima, che equivale alla gestione dei terreni per la coltivazione dell'insilato. A tal proposito, si propone la dinamica dell'incidenza del costo di affitto sulla produzione di energia elettrica, ponendo in relazione il canone espresso in euro/ettaro, con il relativo costo in euro/kWh, determinato nel seguente modo (figura 6.5):

$$\text{Costo affitto (euro/kWh)} = [\text{canone (euro/ha)} \cdot \text{fabbisogno terreni (ha/kW)}] / \text{Prod. energia (ore/anno)}$$

Figura 6.5 – Incidenza del costo di affitto sulla gestione dell'impianto (euro/kW)



E' significativo notare che i risultati sono in linea con l'approccio tenuto in precedenza per il calcolo del prezzo di mercato e del premium price. Infatti, si nota dalla dinamica della curva che, nel caso di un canone che si aggira intorno a 500/600 euro/ha, il costo unitario per unità di energia elettrica è pari a circa 3/3,5 eurocent/kWh, equivalente al valore aggiuntivo stimato per il costo colturale, nel caso di acquisto esterno della materia prima.

Un breve commento è necessario per canoni significativamente superiori, fino a 1.000 euro/ha; in questo caso la spesa si aggirerebbe intorno a 6 eurocent/kWh, molto onerosa, considerando che alla stessa deve, poi, essere computato il costo colturale.

6.6 - COSTO DI TRASPORTO DELLA BIOMASSA

Il conferimento della biomassa all'impianto di digestione richiede una valutazione impostata su criteri prudenziali, al fine di rilevare la corretta incidenza dei trasporti sul bilancio economico complessivo dell'impianto. Si ricorda che questa voce di costo può causare serie difficoltà organizzative a causa degli ingenti volumi di materia prima da movimentare sia in ingresso, sia in uscita dal digestore (che nel caso della coltura dedicata assume le caratteristiche di un problema aggiuntivo all'interno della azienda agricola proprio per la necessità di spandere il digestato finale). Infatti, il progressivo aumentare della distanza del fornitore di biomassa può determinare costi aggiuntivi ed anche straordinari di trasporto che andranno ad incidere sulla convenienza economica dell'impianto energetico.

E' importante osservare che il costo per la movimentazione può essere altamente variabile in relazione alla tipologia di biomassa ed al relativo potere energetico posseduto; ad esempio, è ben diversa

la spesa unitaria per il mais, che ha un potere energetico di circa 300-330 kWh/t rispetto al refluo zootecnico, che al massimo raggiunge 30-40 kWh/t e, quindi, dieci volte inferiore.

Inoltre, si ricorda che le situazioni possono essere molteplici e la casistica relativa al tipo di veicolo ed alle distanze di conferimento molto diffusi. Si può assumere, ovviamente, che il raggio di approvvigionamento si possa allungare solo nel caso in cui si faccia riferimento all'insilato di una coltura dedicata che ha un potenziale energetico molto superiore al liquame zootecnico (per il quale si ha, inoltre, il problema della impermeabilizzazione dei vettori).

Ai fini della stima, un costo compreso tra 3 e 5 euro/t può essere ritenuto congruo nel caso di distanze inferiori a 20/30 chilometri: tale valore deriva dalla sommatoria di una quota fissa di costo per l'impresa esterna (ad esempio, 60 euro/vettore) ed una quota variabile all'aumentare della distanza da coprire (ad esempio, 1 euro/km). Se, ad esempio, la matrice organica fosse reperita entro un raggio di 15 km, il costo per unità di prodotto sarebbe pari a:

Tariffa unitaria (euro)		Tariffa variabile (euro/km)		Costo totale (euro)		Costo unitario (*) (euro/t)
60,00	+	(1,00 • 15)	=	75,00	=	(75,00/20) = 3,75

(*) Si è ipotizzato un carico per vettore di 20 tonnellate.

Inoltre, si può asserire che i volumi di digestato in uscita dall'impianto possono essere molto variabili in relazione alla composizione della dieta e della matrice organica scelta. Ad esempio, per il liquame bovino si può approssimare un fabbisogno per un kW di potenza intorno a 150/180 tonnellate con una concentrazione di solidi totali intorno al 5/7%, mentre per l'insilato di mais il quantitativo è di circa 25/27 ton/kW al 30/35% di solidi totali: in questo caso, tuttavia, è necessaria l'aggiunta di acqua (ovvero liquame zootecnico) per diluire la concentrazione intorno al 10% di solidi totali (si rimanda per gli approfondimenti al prossimo paragrafo sul digestato).

6.7 – IL BIOGAS E L'ENERGIA

Nel processo di digestione anaerobica la produzione di biogas e la successiva trasformazione nel cogeneratore in energia elettrica e termica, sono indubbiamente i momenti decisivi dell'intero processo; la corretta gestione di questa fase risulta determinante al fine della convenienza economica dell'intera filiera. Per tali motivi, la stima del costo di realizzazione e di gestione dell'impianto deve essere particolarmente attenta, considerando le molteplici variabili che incidono sul corretto funzionamento dell'intero processo in relazione alla "dieta" selezionata ed alla potenza installata.

I costi di impianto per un sistema completo dipendono dalle caratteristiche del processo di digestione (sia esso di tipo semplificato, completamente miscelato, coibentato e riscaldato, ecc.), dalle dimensioni (il costo unitario diminuisce per impianti di dimensioni crescenti in termini di potenza installata) e dai materiali avviati a digestione (liquami zootecnici, colture dedicate – insilati di mais e sorgo -, miscele

di prodotto, scarti agroindustriali, ecc.). Secondo i dati raccolti in bibliografia per le tipologie di impianto più complesse e moderne, il costo di investimento oscilla tra i 3.000 e i 7.000 euro per kW elettrico in cogenerazione, in relazione soprattutto al materiale organico in ingresso nel digestore (la cosiddetta “dieta”) ed alla potenza dell'impianto.

Obiettivamente la forbice dei valori si presenta piuttosto ampia, ma è confermata anche da rilievi effettuati presso un campione di strutture installate di recente, che evidenziano una progressiva riduzione dei costi unitari di impianto all'aumentare della potenza installata, anche se il tipo di “dieta” incide notevolmente sulla progettazione e sulla conseguente spesa iniziale; ad esempio, l'aumentare della concentrazione dei solidi totali e della relativa sostanza organica richiede una maggiore complessità delle strutture richieste per la gestione della matrice all'interno del digestore (in particolare, trasporto della biomassa, carico, miscelazione, scarico).

A tal proposito, si propone una distinzione tra tre tipologie di impianti in base alla potenza installata:

- di piccola “taglia”: fino a 300 kW;
- di media “taglia”: tra 300 e 500 kW
- di grande “taglia”: oltre 500 kW.

I valori sono stati elaborati in base ad un campione di impianti rilevato e successivamente parametrizzati per potenze crescenti e per i tre principali capitoli di spesa (opere civili, opere elettromeccaniche e cogeneratore). Lo spettro di valori così ottenuto è utilizzato per le successive simulazioni: è importante una raccomandazione, i costi devono essere considerati puramente esemplificativi, a causa della natura stessa degli impianti, molto spesso caratterizzata dalla specificità del processo di produzione del biogas e delle caratteristiche della matrice in ingresso, che richiede tecnologie e progettualità idonee al singolo impianto (**tabella 6.3**).

A questo punto si sono definiti i contorni dell'ambito di valutazione: il costo di gestione annuale dell'impianto andrà ad affiancare quelli relativi alle altre fasi del processo (approvvigionamento della biomassa, trasporto della stessa ed, infine, gestione e trasporto del materiale di risulta dell'intero processo, il digestato). La stima prende avvio dall'individuazione della spesa iniziale di realizzazione, per la quale si ipotizza il ricorso al credito esterno dell'opera per un periodo che deve essere non superiore ai 20 anni, (durata dell'incentivo concesso come tariffa incentivante) al tasso concordato sul mercato finanziario; nelle simulazioni, tuttavia, saranno proposte anche alcune applicazioni della valutazione economica relative ad un ritorno del capitale investito al massimo di 6/7 anni, per evidenziarne l'effettiva fattibilità, in relazione alle indicazioni degli istituti di credito finanziatori (ad esempio, un tempo di credito non superiore a 8 anni, per un capitale pari all'80% del costo totale). Quindi, si sono definiti i principali capitoli di spesa e per ciascuno di essi si è stimato un importo parametrizzato al kWh di energia elettrica prodotta. Anche in questo caso si è ritenuto opportuno proporre una forbice di valori e la valutazione è stata impostata

seguendo i rilievi campionari. In particolare, l'analisi è stata distinta in:

- a) **Costi ordinari:** sono relativi alle spese per la gestione ed il funzionamento annuale dell'impianto;
- b) **Costi finanziari:** sono quelli attribuibili all'importo della rata annuale per il finanziamento esterno;
- c) **Costi straordinari:** sono stimati come quota percentuale del valore dell'investimento per prevenire eventuali imprevisti.

Tabella 6.3 – Stima della dinamica dei costi di realizzazione di un impianto di digestione anaerobica in relazione alla potenza installata

Componenti impianto	Fino a 300 kW		Tra 300 e 500 kW		Oltre 500 kW	
	Minimo (euro/kW)	Massimo (euro/kW)	Minimo (euro/kW)	Massimo (euro/kW)	Minimo (euro/kW)	Massimo (euro/kW)
- Opere civili	2.300	3.000	2.000	2.300	1.400	2.000
- Opere elettromeccaniche	2.000	2.500	1.500	2.000	1.000	1.500
- Cogeneratore	1.200	1.500	1.000	1.200	600	1.000
TOTALE:	5.500	7.000	4.500	5.500	3.000	4.500

Fonti: ns. elaborazione da un campione di impianti di digestione anaerobica.

Con maggiore dettaglio di seguito sono riportati sia gli approcci teorici per il calcolo, sia i relativi importi per impianti a potenza crescente.

a) Costi ordinari:

Gli importi sono riferiti all'esercizio ordinario dell'impianto e del cogeneratore, comprensivi di analisi chimiche della matrice e del digestato, come pure delle spese generali; si propone una griglia di valori riferita ai principali capitoli di spesa per la gestione annuale, il valore minimo è relativo ad impianti di "taglia grande" e quello massimo per impianti di "piccola taglia":

Capitoli di spesa	Minimo (euro/kWh)	Massimo (euro/kWh)
- Gestione ordinaria impianto	0,009	0,010
- Manutenzione ordinaria impianto	0,006	0,009
- Full service cogeneratore	0,020	0,040
- Analisi chimico-fisiche	0,002	0,003
- Spese generali	0,010	0,012
TOTALE:	0,047	0,074

b) Costi finanziari:

I costi sono relativi alla quota annuale del mutuo per il finanziamento esterno: l'importo è in relazione al capitale finanziato, alla durata temporale ed al saggio di interesse. La combinazione di queste

tre variabili determina un coefficiente moltiplicatore che è utilizzato per il calcolo della rata annuale comprensiva di quota capitale ed interessi.

Proponendo un esempio, si ipotizzino i seguenti parametri:

- un importo finanziabile di 5.000 euro/kW;
- un saggio del 3,5%;
- un periodo di 20 anni.

la rata annuale risulta pari a:

$$x = 5.000 \cdot \frac{(rq^n)}{(q^n - 1)} \quad \text{dove:} \quad \begin{array}{l} r = \text{saggio di interesse} \\ q = 1 + r \\ n = \text{anni di durata del mutuo} \end{array}$$

ed inserendo i parametri ipotizzati:

$$x = 5.000 \cdot \frac{0,035 \cdot (1+0,035)^{20}}{(1+0,035)^{20} - 1} = 350,00 \text{ euro/kW}$$

Se l'impianto funzionasse per 7.800 ore/anno, il costo annuale finanziario risulterebbe per energia elettrica prodotta pari a:

$$350/7.800 = 0,045 \text{ euro/kWh}$$

Di seguito si propone una matrice per il calcolo della rata, considerando un periodo di ritorno del capitale finanziato in 7 anni; i valori riportati nella tabella si modificano, considerando come variabili crescenti sia il capitale, sia il saggio di interesse applicato (figure 7.8).

Figura 6.8 – Matrice di calcolo della rata del mutuo annuale per costi e saggio di interesse crescenti: tempo di ritorno del capitale pari a 7 anni

		Saggio di interesse (r %)														
		1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%
Valore finanziabile (euro/kW)	3.000,0	445,9	454,7	463,5	472,5	481,5	490,6	499,8	509,1	518,5	527,9	537,4	547,0	556,7	566,4	576,2
	3.250,0	483,0	492,6	502,2	511,9	521,6	531,5	541,5	551,5	561,7	571,9	582,2	592,6	603,0	613,6	624,2
	3.500,0	520,2	530,4	540,8	551,2	561,8	572,4	583,1	594,0	604,9	615,9	627,0	638,2	649,4	660,8	672,3
	3.750,0	557,4	568,3	579,4	590,6	601,9	613,3	624,8	636,4	648,1	659,9	671,8	683,7	695,8	708,0	720,3
	4.000,0	594,5	606,2	618,0	630,0	642,0	654,2	666,4	678,8	691,3	703,9	716,5	729,3	742,2	755,2	768,3
	4.250,0	631,7	644,1	656,7	669,4	682,2	695,1	708,1	721,2	734,5	747,8	761,3	774,9	788,6	802,4	816,3
	4.500,0	668,8	682,0	695,3	708,7	722,3	736,0	749,7	763,7	777,7	791,8	806,1	820,5	835,0	849,6	864,3
	4.750,0	706,0	719,9	733,9	748,1	762,4	776,8	791,4	806,1	820,9	835,8	850,9	866,1	881,4	896,8	912,3
	5.000,0	743,1	757,8	772,6	787,5	802,5	817,7	833,0	848,5	864,1	879,8	895,7	911,7	927,8	944,0	960,4
	5.250,0	780,3	795,7	811,2	826,9	842,7	858,6	874,7	890,9	907,3	923,8	940,5	957,2	974,2	991,2	1.008,4
	5.500,0	817,5	833,6	849,8	866,2	882,8	899,5	916,4	933,4	950,5	967,8	985,2	1.002,8	1.020,5	1.038,4	1.056,4
	5.750,0	854,6	871,4	888,4	905,6	922,9	940,4	958,0	975,8	993,7	1.011,8	1.030,0	1.048,4	1.066,9	1.085,6	1.104,4
	6.000,0	891,8	909,3	927,1	945,0	963,0	981,3	999,7	1.018,2	1.036,9	1.055,8	1.074,8	1.094,0	1.113,3	1.132,8	1.152,4
	6.250,0	928,9	947,2	965,7	984,3	1.003,2	1.022,2	1.041,3	1.060,6	1.080,1	1.099,8	1.119,6	1.139,6	1.159,7	1.180,0	1.200,5
	6.500,0	966,1	985,1	1.004,3	1.023,7	1.043,3	1.063,0	1.083,0	1.103,1	1.123,3	1.143,8	1.164,4	1.185,2	1.206,1	1.227,2	1.248,5

c) Costi straordinari:

Al fine di mantenere un profilo prudente per la gestione dell'impianto, si è, inoltre, calcolato un coefficiente di rischio per il digestore e per il cogeneratore, per cui annualmente a bilancio si imputa il seguente costo:

Voci di costo	Costo (euro/kW)	Coefficiente di rischio
- Impianti elettromeccanici	X •	2,00%
- Cogeneratore	Y •	1,50%

Per cui, come esempio numerico, si computano nel bilancio annuale i seguenti importi in base al costo unitario dell'impianto espresso in euro/kW:

$$\text{Digestore: } X = 3.500 \cdot 2,00\% = 70,00 \text{ euro/kW}$$

$$\text{Cogeneratore: } Y = 1.000 \cdot 1,50\% = 15,00 \text{ euro/kW}$$

Nel complesso i costi straordinari possono incidere per circa 1-1,2 eurocent/kWh in base all'erogazione di energia elettrica; infatti, la conversione da potenza ad energia elettrica erogata comporta: $(70+15)/7.800 = 1,09$ eurocent/kWh.

A questo punto, la sommatoria dei tre capitoli di spesa permette di conoscere quale sia il costo complessivo di gestione annuale. Se, ad esempio, si ipotizzasse un impianto di 500 kW, per un funzionamento di 7.800 ore/anno ed un costo complessivo di realizzazione di 5.000 euro/kW, la spesa annuale per la sola gestione ammonterebbe in base alle ipotesi assunte, a (tabella 6.4):

- **Costo unitario: circa 1.156 euro/kW;**
- **Costo per energia prodotta: 0,148 euro/kWh;**
- **Costo totale: circa 578.000 euro.**

Tabella 6.4 – Stima del costo di gestione di un digestore anaerobico e del cogeneratore elettrico

Capitoli di spesa	Costo unitario (euro/kW)	Costo totale (euro)	Costo per energia (euro/kWh)
A) Costi ordinari:			
- Gestione ordinaria impianto	74,10	37.050,00	0,010
- Manutenzione ordinaria impianto	58,50	29.250,00	0,008
- Assistenza cogeneratore	234,00	117.000,00	0,030
- Analisi chimico-fisiche	19,50	9.750,00	0,003
- Ammortamento capitale proprio	125,00	62.500,00	0,016
TOTALE:	511,10	255.550,00	0,066
B) Costi finanziari:			
- Quota annuale mutuo	594,11	297.055,66	0,076
C) Costi straordinari :			
- Impianto	35,00	17.500,00	0,004
- Cogeneratore	16,50	8.250,00	0,002
TOTALE:	51,50	25.750,00	0,007
Nel complesso (A+B+C):	1.156,71	578.355,66	0,148

Come si nota dalla tabella, la rata finanziaria è particolarmente significativa in relazione dei parametri scelti. Infatti, la stima è stata impostata considerando:

Finanziamento esterno:	Parametro
- Capitale finanziato (quota costo totale):	80,00%
- Durata finanziamento (anni):	8
- Saggio di interesse (r)	4,00%
- Coefficiente di calcolo	0,15
- Capitale finanziato	4.000,00
- Capitale proprio	1.000,00
- Importo della rata annuale	594,11

Si è ritenuto opportuno proporre al lettore un tale approccio proprio perché nella realtà dei rapporti con gli istituti finanziari il tempo di erogazione generalmente non supera gli otto anni e la quota della spesa l'80%. Pertanto, per quanto riguarda la valutazione della realizzabilità dell'opera, diventa decisiva l'impostazione corretta e realistica dei parametri di calcolo.

A titolo esemplificativo e per dimostrare quanto possa incidere il costo annuale riferito a potenze crescenti, si sono stimate tre ipotesi di gestione per impianti distinti: 300 kW – 500 kW – 750 kW. In dettaglio si riportano alcune considerazioni (tabella 6.5):

- Ipotesi A: 300 kW. Il costo totale di gestione è particolarmente significativo, raggiungendo quasi 1.300 euro per kW di potenza installata, pari a 16,6 eurocent/kWh; tale valore di costo comporta indubbi problemi nel caso di alimentazione dell'impianto con colture dedicate, per le quali bisogna considerare la

spesa di approvvigionamento (di coltivazione o di acquisto esterno); in tal caso, si raggiungerebbe un importo totale di costo insostenibile, aggravato dall'eventuale necessità di trasporto esterno del digestato. Si ritiene necessario, pertanto, pensare ad una progettazione dell'impianto, in cui la dieta sia soprattutto composta da reflui zootecnici e da sottoprodotti ed una quota residua molto ridotta di insilati di colture dedicate;

- Ipotesi B: 500 kW. In questo caso la spesa di gestione dell'impianto si contrarrebbe intorno a 13 eurocent/kWh: l'alimentazione può, pertanto, prevedere anche una "dieta" mista in cui la percentuale di insilato aumenti. E' oltremodo importante ricordare che un sicuro vantaggio si manifesta solo nel caso di produzione in azienda della coltura dedicata che ridurrebbe i costi di approvvigionamento e di trasporto; inoltre, anche in questo caso non deve essere dimenticato l'eventuale problema finale di reperimento dei terreni per lo spandimento del digestato, nel caso di materia prima non prodotta su terreni di pertinenza all'impianto;
- Ipotesi C: 750 kW. Si è già in presenza di un impianto di *taglia grande* che richiede ingenti volumi di materia prima per il funzionamento e, pertanto, diventa necessaria una quota considerevole di insilato da colture dedicate. Inoltre, la spesa complessiva annuale di gestione dell'impianto si contrae a circa 10 eurocent/kWh, condizione interessante per potere sostenere i costi colturali per la produzione della biomassa.

Tabella 6.5 – Stima dei costi totali di gestione per potenze di impianto crescenti

Componenti impianto	Fino a 300 kW		Tra 300 e 500 kW		Oltre 500 kW	
	Valore per potenza (euro/kW)	Valore per energia (euro/kWh)	Valore per potenza (euro/kW)	Valore per energia (euro/kWh)	Valore per potenza (euro/kW)	Valore per energia (euro/kWh)
Costi diretti di gestione e di manutenzione	483,60	0,062	386,100	0,050	288,600	0,037
Costi per il finanziamento dell'impianto	742,64	0,095	594,111	0,076	445,583	0,057
Costi di gestione straordinaria	65,25	0,008	51,500	0,007	37,000	0,005
TOTALE:	1.291,5	0,166	1.031,71	0,132	771,18	0,099

6.8 – IL DIGESTATO

La fermentazione e la stabilizzazione anaerobica del liquame e delle colture agricole rinnovabili producono alla fine del processo un prodotto, il digestato, che deve trovare una corretta collocazione: spandimento nei terreni agricoli ovvero smaltimento; le due soluzioni, come è facile intuire, sono in antitesi tra loro e possono incidere in modo determinante sul bilancio economico dell'impianto: dalla stima di un

costo di gestione si può passare, viceversa, ad un potenziale ricavo, nel caso si preveda l'acquisto da parte di un'azienda agricola interessata al prodotto.

La duplice opportunità è collegata strettamente con le norme che regolano sia la corretta definizione di digestato, sia il conseguente impiego. Il discorso è complesso e non esauribile nella breve trattazione di questo documento, ma è importante sottolineare come questo sia attualmente uno dei principali problemi per la filiera, in quanto la normativa fino a poco tempo fa era in continua evoluzione e soggetta, nel caso specifico, ad interpretazioni delle amministrazioni locali difficilmente prevedibili a priori.

Tuttavia, durante l'estate 2010 il Parlamento italiano ha convertito nella Legge 129 del 13 agosto 2010 il decreto legge n. 105 (8 luglio 2010) subendo, in sede di conversione, alcune modifiche.

Il provvedimento dispone misure urgenti in materia di energia. Tra i diversi contenuti, si segnala in particolare: l'estensione della definizione di sottoprodotti ad alcune tipologie di materiali che possono anche essere destinati alla conversione appunto in energia.

Dal 25 dicembre 2010 è entrato in vigore il D.lgs. 3 dicembre 2010, n. 205, che modifica profondamente la disciplina sulla gestione dei rifiuti contenuta nella Parte Quarta del d.lgs. 152/2006 (noto come "Codice dell'ambiente").

Ai fini dello studio merita attenzione la nuova definizione di "sottoprodotto", necessaria per l'adeguamento a quella contenuta nella direttiva 2008/98/CE. A questo proposito si segnalano, in particolare, alcune "aperture" che potrebbero favorire, nella pratica, il ricorso a tale categoria, cioè l'espressa previsione che l'utilizzo della "sostanza" in questione possa avvenire in un "successivo processo di produzione o di utilizzazione", anche da parte di terzi, e che possa essere preceduto da un ulteriore trattamento, purché quest'ultimo non sia "diverso dalla normale pratica industriale".

Le condizioni da soddisfare affinché il bene sia tale a un sottoprodotto e non più ad un rifiuto appaiono meno difficili: si introduce, appunto, il concetto di "normale pratica industriale" intesa come unico trattamento ammesso. Il ministero dell'Ambiente potrà adottare criteri quali/quantitativi per specifiche tipologie di materiali.

E' oltremodo interessante evidenziare l'attribuzione di una classificazione specifica del digestato:

19. Rifiuti prodotti da impianti di trattamento dei rifiuti, impianti di trattamento delle acque reflue fuori sito, nonché dalla potabilizzazione dell'acqua e dalla sua preparazione per uso industriale.

- 19. 06. 04. Digestato prodotto dal trattamento anaerobico di rifiuti urbani
- 19. 06. 05. Liquidi prodotti dal trattamento anaerobico di rifiuti di origine animale o vegetale
- 19. 06. 06. Digestato prodotto dal trattamento anaerobico di rifiuti di origine animale o vegetale

A questo punto si pongono in sequenza alcuni principali articoli del DM 205/2010, in cui il sottoprodotto, per la digestione anaerobica, ed il successivo digestato sono trattati e definiti ¹⁸.

¹⁸ Per chiarezza si riportano i principali articoli che caratterizzano il DM 205/2010 di interesse per la filiera del biogas cui ci rimanda per eventuali approfondimenti:

A. La gestione dei rifiuti avviene nel rispetto della seguente gerarchia:

a) **prevenzione**; l'art. 183 (lettera i) definisce la prevenzione come l'insieme delle *misure adottate prima che una sostanza, un materiale o un prodotto diventi rifiuto che riducono:*

- 1) *la quantità dei rifiuti, anche attraverso il riutilizzo dei prodotti o l'estensione del loro ciclo di vita;*
- 2) *gli impatti negativi dei rifiuti prodotti sull'ambiente e la salute umana;*
- 3) *il contenuto di sostanze pericolose in materiali e prodotti;*

b) **preparazione per il riutilizzo**; l'art. 183 (lettera o) definisce la *preparazione: le operazioni di controllo, pulizia, smontaggio e riparazione attraverso cui prodotti o componenti di prodotti diventati rifiuti sono preparati in modo da poter essere reimpiegati senza altro pretrattamento*; l'art. 183 (lettera p) definisce *riutilizzo: qualsiasi operazione attraverso la quale prodotti o componenti che non sono rifiuti sono reimpiegati per la stessa finalità per la quale erano stati concepiti*;

c) **riciclaggio**; l'art. 183 (lettera s) definisce riciclaggio: *qualsiasi operazione di recupero attraverso cui i rifiuti sono trattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini. Include il trattamento di materiale organico ma non il recupero di energia né il ritrattamento per ottenere materiali da utilizzare quali combustibili o in operazioni di riempimento*;

d) **recupero di altro tipo**, per esempio il **recupero di energia**; l'art. 183 (lettera r) definisce recupero: *qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile, sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione, all'interno dell'impianto o nell'economia in generale. Il recupero energetico a carico delle biomasse (per es. mediante digestione anaerobica) consente di*

Articolo 177 Campo di applicazione e finalità
Articolo 178
Principi
Articolo 179 Criteri di priorità nella gestione dei rifiuti
Articolo 180
Prevenzione della produzione di rifiuti
Articolo 181 Riciclaggio e recupero dei rifiuti
Articolo 180-bis
Riutilizzo di prodotti e preparazione per il riutilizzo dei rifiuti
Articolo 182
Smaltimento dei rifiuti
Articolo 182-bis
Principi di autosufficienza e prossimità
Articolo 182-ter
Rifiuti organici
Articolo 183
Definizioni
Articolo 184 Classificazione
Articolo 184-bis
Sottoprodotto
Articolo 184-ter
Cessazione della qualifica di rifiuto
Articolo 185
Esclusioni dall'ambito di applicazione

ottemperare al quarto punto della scala gerarchica, prima dello smaltimento, ma dopo il recupero di materia, preferito come opzione di sostenibilità ambientale. Il concetto è ribadito al comma 6 dove si legge che *“nel rispetto della gerarchia del trattamento dei rifiuti le misure dirette al recupero dei rifiuti mediante la preparazione per il riutilizzo, il riciclaggio o ogni altra operazione di recupero di materia sono adottate con priorità rispetto all'uso dei rifiuti come fonte di energia”*.

B. La definizione di sottoprodotto (art. 184)

L'individuazione e l'esatta classificazione di un materiale come sottoprodotto era nella precedente norma e rimane, dopo questo aggiornamento, che recepisce la Direttiva europea, una questione aperta. Si provi ad abbozzare, seguendo quanto indicato nel nuovo articolo 184bis, un elenco delle caratteristiche minime che deve avere la sostanza (o l'oggetto) per poter essere classificata come **sottoprodotto**:

ORIGINE

- la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione di cui costituisce parte integrante;
- la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto.

IMPIEGO

- deve essere garantita la certezza che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato da parte del produttore o di terzi;
- la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
- la sostanza o l'oggetto soddisfa tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

La nuova norma, quindi, introduce alcune semplificazioni quali, per esempio, l'eliminazione del requisito che richiedeva *un valore economico di mercato* e, apparentemente, garantisce una potenziale “apertura” a diversi altri materiali (o sostanze o oggetti come riporta la norma); si prendano, per esempio, alcuni materiali di origine agricola, che ad oggi potrebbero essere configurati come sottoprodotti. Per cui, così come nella precedente normativa, vale l'assunto che solo alcune tipologie di materiali e solo ed esclusivamente quando siano soddisfatte una serie di requisiti potrebbero essere considerate sottoprodotti.

Infatti al comma 2 dello stesso articolo 184bis si riporta: “... sulla base delle condizioni previste al comma 1, possono essere adottate misure per stabilire criteri qualitativi o quantitativi da soddisfare affinché specifiche tipologie di sostanze o oggetti siano considerati sottoprodotti e non rifiuti...”. All'adozione di tali criteri si provvede con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ai sensi dell'art. 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, in conformità con quanto previsto dalla disciplina comunitaria.

C. Cessazione della qualifica di rifiuto (art. 184ter)

Il nuovo articolo recita: "...Un rifiuto cessa di essere tale, quando è stato sottoposto a un'operazione di recupero, incluso il riciclaggio e la preparazione per il riutilizzo, e soddisfa i criteri specifici, da adottare nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) la sostanza o l'oggetto è comunemente utilizzato per scopi specifici;
- b) esiste un mercato o una domanda per tale sostanza od oggetto;
- c) la sostanza o l'oggetto soddisfa i requisiti tecnici per gli scopi specifici e rispetta la normativa e gli standard esistenti applicabili ai prodotti;
- d) l'utilizzo della sostanza o dell'oggetto non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o sulla salute umana.

Nel caso del rifiuto organico sottoposto a processo di digestione, il rifiuto stesso cessa di essere tale quando acquisisce il nuovo status giuridico di "prodotto", in questo caso dopo il processo di trasformazione energetica, il digestato assumerebbe le caratteristiche "di qualità" così come definito dall'art. 183. Il "prodotto" digestato esce così dal campo di applicazione della disciplina in materia di gestione dei rifiuti ed entra, sia per quanto riguarda le transazioni commerciali sia per il regime dei controlli, nella normativa relativa agli adempimenti della Direttiva nitrati (DM 7 aprile 2006) per quanto riguarda l'impiego agronomico.

I precedenti recenti approfondimenti normativi relativi al digestato sono sembrati propedeutici per la valutazione economica che, come detto, potrebbe modificare la definizione del digestato da costo a ricavo, o viceversa.

Ora si è nella condizione di stimare l'incidenza del prodotto finale del processo nel conto economico, determinando volumi, incidenza del trasporto, costi di smaltimento, ovvero quote di spandimento. Nel modello di analisi diventa decisivo quantificare i volumi di digestato prodotti dall'impianto, su cui impostare il costo di gestione, dell'eventuale smaltimento (se rifiuto), ovvero di spandimento (se ammendante), integrandolo con una prudenziale stima dei ricavi, se conferito ad aziende agricole che richiedono tale tipo di prodotto fertilizzante. La valutazione dei volumi di digestato è impostata calcolando la quota di riduzione della matrice in ingresso, in relazione alla trasformazione in biogas di una parte della sostanza secca organica; in formula si può così definire:

$$\begin{array}{ccc} \mathbf{Y} & = & \mathbf{X} \cdot \mathbf{Z \%} \\ \text{Quota di riduzione della} & & \text{Quantità} \\ \text{matrice tal quale in} & & \text{sostanza secca} \\ \text{ingresso} & & \text{organica} \\ & & \text{Rendimento in biogas} \\ & & \text{della sostanza secca} \\ & & \text{organica} \end{array}$$

dove:

X = sostanza secca organica (s.s.o.); la quantità di s.s.o. è variabile in relazione:

a) alla sostanza secca totale (s.s.t.): ad esempio, la quota di s.s.t. può passare dal 3/5% nei reflui zootecnici, al 30/35% negli insilati, fino all'85% nella paglia;

b) al tipo di matrice organica: la quota di s.s.o. sul totale può variare dal 70% al 95%.

Z% = è il rendimento in biogas della s.s.o.; anche in questo caso la quota è compresa in una forbice variabile tra il 40% e l'80% in relazione alla matrice organica di partenza.

Si propone l'applicazione della formula al caso dell'insilato di mais (t):

Quota di riduzione della matrice in ingresso (kg/t)		Quantità S.S.O. (*) (kg/t)	Resa di biogas (%)
182,4	=	(304,0 •	60,0%)

Pari a : $182,4/1.000 = 18,24\%$

(*) Il mais ha circa il 32% di sostanza secca totale di cui il 95% è sostanza secca organica (s.s.o.), per cui su 1.000 kg di tal quale: $320 \bullet 95\% = 304 \text{ kg/t s.s.o.}$

Pertanto, non è pensabile proporre un coefficiente univoco di riduzione della matrice organica dopo la fase di digestione anaerobica. Infatti, i volumi di digestato finale saranno da calcolare in relazione alla specificità della materia prima e, solo dopo tale selezione, sarà possibile determinare il volume finale da gestire come sottoprodotto, ovvero rifiuto. Nella **tabella 7.6** sono riportati i coefficienti di riduzione da utilizzare nel modello di analisi economica.

Tuttavia, è lecito considerare che in un processo cosiddetto "umido", la fermentazione sia eseguita in presenza di una matrice con circa il 10/12% di solidi totali e, pertanto, l'aggiunta di acqua si rende necessaria nelle colture dedicate e nei sottoprodotti più ricchi di sostanza organica.

La riduzione in volume, pertanto, risulta essere più contenuta e diventa indispensabile la separazione solido-liquida del digestato al fine di recuperare acqua da immettere di nuovo nel ciclo fermentativo e di contenere i volumi della fase solida separata da trasportare per lo spandimento sui terreni agricoli.

A titolo esemplificativo ed in modo prudenziale, si può ritenere rappresentativa una quantità totale media di scarico annuale dell'impianto di digestato intorno a 90/110 t/kW, in base al seguente calcolo basato su una matrice mista con una percentuale di sostanza secca organica del 8,77% per tonnellata:

- 1) Produzione biogas (m³/ton): 87,67 (kg sostanza secca organica) • 0,50 (biogas espresso in m³/kg S.S.O.) = **43,83**
- 2) Produzione energia elettrica (kWh/ton matrice): 43,83 • 1,80 (rendimento medio kWh/m³) = **78,90**
- 3) Fabbisogno matrice organica (ton/kW): 7.800 (erogazione energia kWh/anno)/78,90 = **98,86**
- 4) Produzione digestato (ton/kW): 98,86 • 4,38% (coefficiente di rendimento biogas sul tal quale) = **94,52**

dove: $4,38\% = (87,67 \bullet 0,50)/1000 = 0,0438$

Tabella 6.6 – Stima del coefficiente di riduzione della matrice in entrata nell’impianto durante il processo di digestione

FONTI AGRICOLE E ZOOTECNICHE	S.S.O. (kg/1000kg)	Rendimento In biogas (%)	Quantità biogas (m³)	Energia elettrica (kWh/t)	Fabbisogno (t/kW)	Riduzione tal quale (%)
COLTURE DEDICATE						
- Mais	304,00	60,00%	182,40	328,32	23,76	18,24%
- Sorgo	270,00	60,00%	162,00	291,60	26,75	16,20%
REFLUI ZOOTECNICI						
- Liquame suino	45,00	45,00%	20,25	36,45	213,99	2,03%
- Liquame bovino	63,75	40,00%	25,50	45,90	169,93	2,55%
SOTTOPRODOTTI						
- Sottoprodotti ortofrutticoli	114,00	40,00%	45,60	82,08	95,03	4,56%
- Polpa di patate	121,50	55,00%	66,83	120,29	64,85	6,68%
- Siero di latte	43,00	70,00%	30,10	54,18	143,96	3,01%
- Scarto di frantoio	855,00	80,00%	684,00	1.231,20	6,34	68,40%
- Buccette di pomodoro	249,60	50,00%	124,80	224,64	34,72	12,48%
- Fanghi di sangue	172,80	70,00%	120,96	217,73	35,82	12,10%
- Intestini	127,50	75,00%	95,63	172,13	45,32	9,56%
- Farina di sangue	720,00	80,00%	576,00	1.036,80	7,52	57,60%
- Scarto di macellazione	126,00	80,00%	100,80	181,44	42,99	10,08%
- Vinacce	387,00	60,00%	232,20	417,96	18,66	23,22%

La separazione del digestato permette di migliorare la qualità del prodotto da utilizzare quale ammendante ai terreni, come pure di ridurre notevolmente i costi di gestione, diminuendo i volumi da trasportare e da distribuire. A tal proposito si pensa sia indispensabile questo trattamento finale, anche solo attraverso un procedimento meccanico per diminuire la percentuale di acqua. Gli effetti della separazione possono ricondursi principalmente a vantaggi per entrambe le fasi che si ottengono dal processo ed, in particolare:

- il **liquido separato** richiede minor energia per la sua omogeneizzazione e per la successiva distribuzione in campo; in tal modo si riducono i problemi di imbrattamento della coltura (ad esempio sui prati dopo i tagli e sul mais in copertura); è interessante rilevare che in base alle caratteristiche del liquido chiarificato, è possibile evitare l'impiego dei tradizionali mezzi meccanici per il trasporto, potendo distribuirlo con tubature interrate e rotoloni; inoltre, si aumentano i periodi utili alla distribuzione, consentendo di ridurre i volumi stoccati;

- il **solido separato** può essere utilizzato in pre-aratura sui seminativi ed, eventualmente, destinato agli appezzamenti di terreno più distanti dall'allevamento, con costi e tempi di trasporto minori rispetto ad un liquame tal quale. Infine, il digestato separato può essere ceduto ovvero

venduto ad altre aziende non zootecniche, come quelle frutticole o viticole, che necessitano di apporti organici.

Si ricorda che il digestato ha sempre un elevato carico azotato e, quindi, il relativo impiego rientra nell'ambito della Direttiva Nitrati europea (recepita in Italia dal DM 7 aprile 2006); pertanto, è necessario un controllo del materiale in uscita dal digestore al fine di rispettare i limiti di carico azotato nei terreni agricoli ed evitare esuberanti.

Assumendo che queste situazioni possano verificarsi con elevata probabilità (in particolare, dove la produzione di digestato, non sia opportunamente affiancata da un numero di ettari di terreno congruo per il rispetto dei limiti di soglia), l'imprenditore che gestisce l'impianto si troverebbe in una condizione preoccupante ed onerosa. Può essere utile, dunque, impostare un nuovo approccio gestionale che privilegi alcuni comportamenti al fine di valorizzare il potere fertilizzante del digestato: in relazione alla quantità di azoto e di fosforo è importante che gli elementi siano utilizzati in campo nel momento più favorevole da un punto di vista agronomico in relazione alla forma (solido/liquida) ed alla quantità (in base all'assorbimento colturale).

Per l'utilizzo finale, si possono prospettare più scenari di costo in relazione alla destinazione finale del prodotto. In primo luogo, la principale differenza è relativa alla necessità di smaltire il digestato in discarica, ovvero all'opportunità di utilizzarlo come ammendante agricolo; è intuitivo comprendere come nel primo caso questa fase sia solo un ingente costo che probabilmente porterebbe alla non convenienza economica dell'impianto. Viceversa, nel caso di impiego agricolo, si possono verificare alcune opportunità che saranno di seguito descritte:

- impiego su terreni aziendali; in questo caso non è necessario stimare costi aggiuntivi perché equiparabile alla distribuzione del liquame tal quale;
- cessione ad aziende esterne che ne richiedono l'uso per la scarsità di sostanza organica nei propri terreni; il costo di trasporto, come unica variabile economica, potrebbe essere da contratto a carico del destinatario (ad esempio, azienda ortofrutticola);
- vendita ad aziende esterne del digestato in base al potere fertilizzante posseduto; il prezzo è stimabile in base al valore di surrogazione con un simile concime chimico; è altresì importante attribuire, come nel caso precedente, il costo del trasporto.

Proprio il costo del trasporto diventa la variabile economica più interessante ai fini del presente studio. A tal proposito si propone una valutazione dell'incidenza sulla gestione dell'impianto collegata alle due principali variabili che caratterizzano l'impiego del digestato:

- 1) distanza dei terreni per lo spandimento;
- 2) quota di prodotto da trasportare al di fuori dell'impianto.

In formula la stima del costo di trasporto è la seguente:

$$T = X \cdot S\% \cdot E \cdot Q\%$$

T Costo del trasporto del digestato dall'impianto (euro/kW)
X Volume prodotto di digestato (ton/kW)
S% Efficienza della separazione solido liquida
E Costo unitario di trasporto per distanza dei terreni (euro/ton)
Q% Quota dei terreni extra-aziendali

Per una rapida comprensione dei risultati, anche in questo caso, si fornisce al lettore una matrice a doppia entrata in cui sono posti in combinazione le due variabili, considerando la produzione media annuale di digestato pari a circa 100 ton/kW. Inoltre, si precisa che il trasporto considera solo la fase solida separata ed una quota di fase liquida separata al netto della parte immessa di nuovo nel processo fermentativo (pertanto, una quantità di circa il 50% del totale) ed i valori sono rapportati alla produzione di energia elettrica (pari a 7.800 kWh), per cui espressi in euro/kWh (**tabella 6.7**).

Tabella 6.7 – Stima del costo di trasporto del digestato in relazione alla distanza ed alla quota di terreni extra-aziendali

Distanza terreni (km)	Distanza dei terreni e costo di trasporto										
	1,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
Costo trasporto (euro/t)	3,05	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50
Quota terreni extra-aziendali											
100,0%	0,019	0,021	0,022	0,024	0,025	0,027	0,029	0,030	0,032	0,033	0,035
90,0%	0,017	0,019	0,020	0,021	0,023	0,024	0,026	0,027	0,029	0,030	0,031
80,0%	0,015	0,016	0,018	0,019	0,020	0,022	0,023	0,024	0,025	0,027	0,028
70,0%	0,014	0,014	0,016	0,017	0,018	0,019	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024
60,0%	0,012	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,020	0,021
50,0%	0,010	0,010	0,011	0,012	0,013	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,017
40,0%	0,008	0,008	0,009	0,010	0,010	0,011	0,011	0,012	0,013	0,013	0,014
30,0%	0,006	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,010	0,010	0,010
20,0%	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,007	0,007
10,0%	0,002	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
0,0%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

E' molto interessante notare che nel caso in cui l'imprenditore sia costretto a trasportare al di fuori dell'impianto la fase solida del digestato, tale operazione può incidere sul bilancio complessivo per un importo che oscilla da circa 1 (nel caso di 1 km e del 50% della quota di terreni extra-aziendali) fino a 3,5 eurocent/kWh (nel caso di 50 km e del 100% della quota di terreni extra-aziendali), in relazione alla distanza da coprire. E' intuitivo, pertanto, comprendere come tali situazioni siano da valutare attentamente a priori nella fase di progettazione della filiera energetica.

Capitolo 7

SCENARI A CONFRONTO

In questa parte dello studio si propone un'applicazione del modello teorico di valutazione presentato nel capitolo precedente, considerando alcune tipologie di impianto distintamente per "taglia" di potenza e per "dieta" di alimentazione .

L'obiettivo principale è quello di confrontare i diversi scenari per poter analizzare costi e ricavi in base al differente sistema incentivante.

Tuttavia, prima della presentazione dei risultati è necessaria la definizione di alcune ipotesi di base e di valori assunti come costanti, nello specifico:

- il confronto prende in considerazione tre impianti a potenza crescente: 300 – 600 – 1.000 kW (Figura 7.1);

Figura 7.1 – Ipotesi progettuali prese ad esame

	Tipologia di dieta	Dimensioni azienda	POTENZA IMPIANTO (kW)
Azienda A	Solo reflui zootecnici	2.100 capi	<300
Azienda B	70 % reflui	2.940 capi	<600
	30% mais	71 ha di proprietà	
Azienda C	Solo mais	195 ha proprietà	<1.000
		195 ha (acquisto biomassa)	
		390 ha TOTALI	

- la "dieta" per ciascuno di essi è così composta: 300 kW solo reflui zootecnici; 600 kW 70% reflui e 30% colture dedicate; 1.000 kW solo colture dedicate;
- il costo totale di gestione annuale dell'impianto è considerato fisso per ciascuna tipologia di potenza ed è composto dai principali capitoli di spesa: manutenzione e gestione, rata del mutuo per il finanziamento esterno, costi straordinari e quota di ammortamento del capitale proprio investito nel progetto; è indubbiamente una semplificazione, anche se utile per rilevare quale sia l'incidenza della materia prima su impianti diversi: gli importi unitari di spesa sono decrescenti all'aumentare della potenza dell'impianto;
- la rata per la restituzione del capitale finanziato è calcolata su un tempo di ritorno del capitale di 8 anni e ad un saggio di interesse del 4%; la durata temporale utilizzata è pressoché la metà del tempo di erogazione della tariffa omnicomprensiva e di quello "economico" su cui si potrebbe calcolare le restituzione del prestito: tuttavia, questa ipotesi è stata scelta in relazione a quanto

disposto da alcuni istituti di credito e, quindi, è sembrato fuorviante impostare l'analisi non tenendo in debita considerazione quanto nella realtà accade e, quindi, porre l'imprenditore di fronte ai problemi che si possono verificare soprattutto nei primi anni dell'investimento; infine, il capitale esterno è relativo ad una quota dell'80% del costo totale ed il rimanente è finanziato dall'imprenditore (su questa parte si determina l'ammortamento sempre relativo ad un periodo di 8 anni);

- l'approvvigionamento della biomassa è stimato in base alla quota percentuale della composizione della dieta (distintamente per reflui zootecnici ed insilato di mais) ed alla localizzazione della produzione (in azienda, ovvero all'esterno);
- per la stima del costo di approvvigionamento si assume che per l'impianto di 600 kW, l'imprenditore disponga della possibilità di prodursi la materia prima in modo autonomo; per l'impianto di 1.000 kW sia necessaria la collaborazione di aziende esterne per una quota del 50%;
- per l'insilato di mais, il costo colturale è pari a 9,5 eurocent/kWh (ottenuto dal rapporto tra 739 euro/kW e 7.800 ore di funzionamento) e per il refluo zootecnico il costo è pari a 2,8 eurocent/kWh (dato dal valore di surrogazione di circa 220 euro/kW, rapportato alle 7.800 ore di funzionamento); si ricorda che è necessario un fabbisogno di circa 200 t/kW di refluo per un valore unitario netto di circa 1-1,5 euro/t, in base al potere fertilizzante dedotti i costi di spandimento;
- per l'impianto di 1.000 kW, si è resa necessaria l'imputazione di una quota di costo aggiuntivo per la biomassa, relativo al prezzo di mercato della biomassa ed al premium price da corrispondere al fornitore esterno;
- per il costo di trasporto della biomassa, si è ipotizzato che ogni impianto debba coprire tragitti diversi per l'approvvigionamento (sia da terreni aziendali sia extra-aziendali) e solo per la quota di matrice relativa all'insilato di colture dedicate; si è stimato che l'imprenditore che gestisce l'impianto da 1.000 kW si fornisca entro 15 km;

A questo punto si hanno a disposizione gli elementi per definire il conto economico di gestione degli impianti ipotizzati negli scenari e del relativo utile di impresa. Nella tabella 7.1 si propone lo schema di presentazione delle voci di bilancio; i relativi approcci di calcolo sono:

- (1) **Costo della biomassa:** il valore è riferito al solo costo colturale della biomassa prodotta in azienda ed al valore di surrogazione del refluo zootecnico;
- (2) **Costo di acquisto per quota di biomassa esterna:** il costo della biomassa è aumentato di una quota percentuale riferibile al profitto di impresa perseguito dall'imprenditore agricolo nella sua attività ordinaria di gestione dell'azienda (per le simulazioni si è considerato un incremento del costo colturale pari al 10%); inoltre, il valore indicato per kWh è calcolato solo per la quota di materia prima acquistata dall'esterno (0% per l'impianto < 300 kW e 600 kW; 50% per quello di 1.000 kW);

- (3) **Costo di gestione dell'impianto:** il valore unitario totale è distinto per le tre taglie di potenza, decrescente all'aumentare della stessa;
- (4) **Costo di trasporto della biomassa:** i valori di costo sono variabili in relazione alla distanza del punto di approvvigionamento (crescente con l'aumentare della potenza) ed alla quota di biomassa esterna necessaria (ugualmente crescente in relazione alla potenza installata);
- (5) **Costo di trasporto del digestato:** in base ad un volume medio di digestato prodotto, il costo aumenta in relazione alla distanza da percorrere per lo spandimento ed alla quota di terreni extra-aziendali da reperire; si ricorda che si assume che solo la fase solida separata del digestato sia trasportata al di fuori dei terreni aziendali.

Tabella 7.1 - Schema di rilevazione dei dati per il conto economico

CONTO ECONOMICO	
Voci di bilancio	Approccio di calcolo
(1) Costo di produzione biomassa (*)	$[(\text{Costo colturale euro/kWh})/(\text{produzione energia kWh}) \cdot (\text{quota \% insilato t/kWh})] + [(\text{Valore di surrogazione euro/kWh})/(\text{produzione energia kWh}) \cdot (\text{quota \% refluo t/kWh})]$
(2) Costo di acquisto della biomassa esterna	$(\text{Costo biomassa aziendale euro/kWh}) \cdot (\text{profitto impresa \%}) \cdot (\text{quota \% biomassa esterna})$
(3) Costo di gestione impianto	$(\text{Costo totale di gestione dell'impianto euro/kWh})/(\text{produzione energia kWh})$
(4) Costo di trasporto della biomassa	$(\text{Costo di trasporto euro/ton}) \cdot (\text{fabbisogno biomassa esterna t/kWh})$
(5) Costo di trasporto del <u>digestato</u>	$[(\text{Costo di trasporto euro/ton}) \cdot (\text{Fase solida digestato ton/kWh}) \cdot (\text{Quota \% terreni extra aziendali})]/(\text{produzione energia kWh})$
(6) Costo totale annuale	Costo totale = (1+2+3+4+5+6)
(7) Ricavi energia prodotta dall'impianto	Tariffa incentivante (euro/kWh)
(8) Reddito lordo (prima delle imposte)	Differenza 7 - 6

(*) Per la determinazione della quantità di biomassa si devono considerare le quote % che compongono la dieta

A	Quota di insilato da coltura dedicata	Determinazione della quota % di insilato di mais nella dieta
B	Quota di refluo zootecnico	Determinazione della quota % di refluo zootecnico nella dieta
C	Quantità biomassa (t/kWh)	Stima del fabbisogno totale = $[(\text{Fabbisogno t/kWh}) \cdot (\text{quota \%})]/(\text{produzione energia kWh})$

Per ogni fascia di potenza prestabilita sono stati calcolati i costi e i ricavi ottenuti dalla sola vendita dell'energia elettrica.

Dalle figure 7.2, 7.3, e 7.4 è possibile verificare qual'è l'andamento dell'utile netto diversificando la potenza e la dieta.

Figura 7.2 – Costi e ricavi calcolati per l'azienda A

Tipo di azienda	X Costi (*) (euro)		Y Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2012 (euro)	Z Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2013(**) (euro)	Y-X Utile netto (euro)	Z-X Utile netto (euro)
	Azienda A (<300 kW)	Costi di gestione	339.300,00	655.200,00	575.640,00	315.900,00
Materia prima		0,00				
Trasporto biomassa all'impianto		0,00				
TOTALE		339.300,00				

(*) Nei costi vengono considerati il costo totale di esercizio annuo, più l'eventuale approvvigionamento di materia prima con relativo trasporto
 (**) Incentivi relativi ad impianti ad alto rendimento

Figura 7.3 – Costi e ricavi calcolati per l'azienda B

Tipo di azienda	X Costi (*) (euro)		Y Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2012 (euro)	Z Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2013(**) (euro)	Y-X Utile netto (euro)	Z-X Utile netto (euro)
	Azienda B (<600 kW)	Costi di gestione	421.200,00	1.310.400,00	1.010.880,00	685.620,00
Materia prima 30%		133.380,00				
Trasporto biomassa all'impianto		70.200,00				
TOTALE		624.780,00				

(*) Nei costi vengono considerati il costo totale di esercizio annuo, più l'eventuale approvvigionamento di materia prima con relativo trasporto
 (**) Incentivi relativi ad impianti ad alto rendimento

Figura 7.4 – Costi e ricavi calcolati per l'azienda

Tipo di azienda	X Costi (*) (euro)		Y Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2012 (euro)	Z Ricavi vendita energia elettrica Incentivi 2013(**) (euro)	Y-X Utile netto (euro)	Z-X Utile netto (euro)
Azienda C (<1.000 kW)	Costi di gestione	585.000,00	2.184.000,00	1.404.000,00	429.000,00	-351.000,00
	Materia prima (produzione propria)	370.500,00				
	Materia prima (acquisto da terzi)	604.500,00				
	Trasporto biomassa all'impianto	195.000,00				
	TOTALE	1.755.000,00				

(*) Nei costi vengono considerati il costo totale di esercizio annuo, più l'eventuale approvvigionamento di materia prima con relativo trasporto
 (**) Incentivi relativi ad impianti ad alto rendimento

C

Il confronto conduce ai seguenti risultati:

- ✓ l'incentivazione di 0,28 €/kWh era indubbiamente più vantaggiosa per l'agricoltore
- ✓ per gli impianti di piccola taglia (> 300 kW permangono buoni ricavi anche dal 1/2013)
- ✓ gli impianti alimentati da sottoprodotti sono favoriti rispetto a quelli in cui la dieta è composta prevalentemente da prodotti di origine biologica

Il nuovo Decreto conferma una maggiore attenzione in relazione al ruolo delle aziende agricole in campo energetico, grazie ad una serie di meccanismi orientati a favorire la diffusione degli impianti di piccola e media taglia, gestiti direttamente dalle imprese.

I principali aspetti positivi da sottolineare sono:

- incentivi maggiori per l'utilizzo di sottoprodotti di origine biologica;
- per gli impianti fino ai 100 kW → accesso diretto agli incentivi;
- obbligo di iscrizione al registro (impianti con P >100 kW) secondo una graduatoria che predilige le aziende agro-zootecniche e l'utilizzo dei sottoprodotti;
- la differenziazione delle taglie e della tipologia di biomassa, premia gli impianti di taglia ridotta (inferiori a 300 kW);
- "bonus" sulla cogenerazione, sull'abbattimento dell'azoto per il rispetto della Direttiva Nitrati (DM 7 aprile 2006).

7.2 – Considerazioni conclusive

Alla fine del lavoro di ricerca, è sembrato opportuno proporre al lettore qualche riflessione di sintesi: si vogliono proporre alcuni elementi per riflettere sulle scelte future per la realizzazione di nuovi impianti di biogas, desunti sia dalla normativa in vigore, sia dai risultati economici ottenuti dall'applicazione del modello di analisi presentato nel volume.

Nell'ambito degli studi di fattibilità dei progetti è determinante la valutazione sia della sostenibilità tecnica, sia della convenienza economica della filiera agro-energetica. Infatti, si ricorda che tali progetti di investimento sono caratterizzati da fenomeni di interdipendenza, di incertezza, di modularità e di irreversibilità.

L'interdipendenza e l'incertezza sono connesse, innanzitutto, all'individuazione dei potenziali imprenditori, specificati sulla base delle disponibilità di dotazioni di capitale e di materia prima e del diverso ruolo svolto lungo la filiera produttiva. La questione è delicata e si lega strettamente alla previsione dell'ammontare dei costi delle singole fonti di approvvigionamento e dei relativi processi di trasformazione che sono tra loro interdipendenti. Perciò, ai fini della completezza dello studio, è stato necessario adottare un ampio insieme di tecniche di valutazione, a partire dalle tradizionali analisi dei rapporti tra costi e benefici, sia in un'ottica privata sia pubblica, al fine di delineare un quadro delle possibili alternative di filiera da integrare anche in un ambito territoriale; ciò ha consentito di individuare soluzioni ottimali sulla base di variabili, quali il dimensionamento dell'impianto di produzione, le aree geografiche, il bacino di approvvigionamento della matrice organica, il mix produttivo, la tipologia di output (fertilizzante ed energia primaria o secondaria), in accordo con la tecnologia disponibile.

In un sistema integrato di filiera agro-energetica è necessario riservare un'attenzione particolare all'eventuale produzione agricola delle colture "dedicate" alla conversione in energia. Si deve cercare di valutare l'intero bilancio energetico della scelta di investimento nelle varie biomasse, nel tentativo di fornire alcune indicazioni di tipo tecnico ed economico sulla realizzabilità di una filiera agro-energetica, come nuova opzione di redditività per alcune zone rurali.

Inoltre, le recenti importanti novità da un punto di vista normativo relative alla definizione di "sottoprodotto" (si veda nel capitolo relativo alla normativa il Decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205) devono condurre ad un studio accurato sulle potenzialità della matrice organica presente in un territorio, proprio perché sarebbe strategico valorizzare la presenza, ad esempio, di imprese che producono ingenti volumi di sottoprodotti agro-alimentari che potrebbero essere trasformati in energia ed eventualmente ipotizzare alla progettazione di consorzi di produttori.

A tal proposito, è necessario definire una sorta di "portafoglio" di destinazioni d'uso capace di assicurare la convenienza economica di una o più tipologie di investimento nella filiera dell'agro-energia e,

nel contempo, di favorire l'incontro tra l'offerta di biomasse e la relativa domanda delle strutture di trasformazione.

Si tratta di un momento di fondamentale importanza, poiché gli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili sono caratterizzati in genere da ingenti esborsi di capitale e da immobilizzazioni tecniche che richiedono un lungo periodo di ammortamento. Risulta, quindi, determinante ponderare in modo corretto il ruolo che la flessibilità gioca nell'individuare la dimensione strategica di tali progetti.

La possibilità di espandere il sistema in maniera modulare e per fasi successive garantisce, infatti, sia una maggiore elasticità al sistema di approvvigionamento degli input, sia una grande capacità di adattamento della produzione di energia all'andamento dei consumi e/o degli incentivi, sulla cui base è calcolato il valore degli investimenti e la relativa profittabilità. Pertanto, per la filiera del biogas risulterà particolarmente delicato valutare in modo appropriato la modularità degli investimenti nella produzione di energia elettrica, sulla base del mix di input a disposizione composto da reflui zootecnici, scarti di lavorazioni agro-industriali e colture dedicate, anche in relazione all'andamento dei prezzi dei mercati dei prodotti alimentari.

L'imprenditore si trova di fronte allo scenario appena presentato ed, al fine di una corretta scelta progettuale, può privilegiare due strategie alternative nel caso intenda progettare una filiera energetica:

- la prima, in cui in base ad una costante, in questo caso la disponibilità di materia prima, andrà a dimensionare la massima potenza dell'impianto;
- la seconda, in cui, stabilita come costante la potenza dell'impianto che si intende installare, andrà a reperire la materia prima per l'alimentazione all'esterno dell'azienda.

Indubbiamente, il rischio di impresa si eleva nel caso in cui, fissata come costante la potenza, sia necessario andare ad individuare aziende agro-zootecniche intenzionate alla fornitura della matrice organica per alimentare l'impianto. Inoltre, si modifica sensibilmente il grado di incertezza in base alla figura imprenditoriale che intraprende l'attività di produzione energetica ed i costi di approvvigionamento possono incrementare sensibilmente (ad esempio, a causa dell'allungamento dei tragitti per il trasporto della materia prima e, poi, del digestato, e delle possibili distorsioni nel mercato degli affitti dei terreni agricoli).

Tuttavia, è certo che per l'impresa agricola si aprano nuove e interessanti opportunità, ma prima di attivare una tale filiera, è fondamentale una pianificazione a livello territoriale e, più che in altri casi, agire collettivamente. Trattandosi di un comparto in veloce evoluzione e di crescita di impianti spesso concentrati in aree contenute, deve essere impostato un continuo upgrading delle informazioni e delle conoscenze tecniche e normative, al fine di non incorrere in errori di strategia.

La produzione di energia rinnovabile diventa nel contempo un'occasione per gli agricoltori che possono trovare nuovi sbocchi non solo per le loro coltivazioni, ma soprattutto per i sottoprodotti ed i reflui agro-zootecnici, senza tralasciare che tale attività rappresenta anche un'opportunità per compiere un'operazione di tutela e di valorizzazione ambientale, riducendo l'inquinamento e la produzione di rifiuti.

In primo luogo, è necessario costruire una filiera agro-energetica organizzata anche da un punto di vista della diffusione territoriale, per evitare che la nuova frontiera trasformi l'agricoltura in una sorta solo di primo fattore di produzione, trasformando lo spazio rurale, con innegabili ripercussioni negative anche sul paesaggio e assumendo connotazioni di inaccettabile insostenibilità nel medio-lungo periodo.

Allo stato attuale l'agricoltura si trova ad operare in un complesso sistema di fattori critici, tra cui si ricordano l'andamento dei prezzi dei mercati dei cereali, le incertezze collegate alla imminente riforma della PAC, le relazioni commerciali, la disponibilità di fattori produttivi e di tecnologie. A livello nazionale, questa situazione si traduce in uno stato di grande incertezza che la maggior parte delle imprese agricole va attraversando a seguito del veloce e continuo mutamento dello scenario politico ed economico di riferimento che rende estremamente difficoltosa l'individuazione di soluzioni produttive da proporre in campo.

La crescita di interesse per il settore emergente delle agro-energie si deve a due principali fattori quali, da un lato l'andamento del mercato sia delle fonti energetiche fossili sia dei cereali e dall'altro, una maggiore attenzione e sensibilità collettiva verso la problematica dell'inquinamento. Inoltre, volendo ottemperare agli obblighi di Kyoto così come all'ultimo piano energetico dell'UE, occorre agire in maniera decisa per ampliare il contributo delle stesse (a tutt'oggi decisamente esiguo in Italia) al fabbisogno energetico complessivo.

La produzione di energia rinnovabile diventa nel contempo un'occasione per gli agricoltori che possono trovare nuovi sbocchi non solo per le loro coltivazioni, ma anche e soprattutto, per i sottoprodotti e gli scarti/reflui agro-zootecnici, senza tralasciare che tale attività rappresenta anche un'opportunità per compiere un'operazione di tutela e di valorizzazione ambientale, riducendo l'inquinamento e le emissioni di CO₂.

A conclusione di questo lungo percorso teorico-metodologico, si può desumere dall'applicazione del modello di valutazione economica a diversi scenari ed ipotesi di impianto, che siano decisive per un riscontro positivo nell'attivazione della filiera agro-energetica alcune condizioni:

1. l'imprenditore sia "trasformatore", cioè che gestisca in modo pressoché autonomo l'approvvigionamento della materia prima, la trasformazione, la produzione di energia e la gestione finale del digestato;

2. l'impianto sia dimensionato in relazione alla disponibilità effettiva di materia prima per un periodo medio-lungo e non viceversa; infatti, è alquanto rischioso impostare la filiera ponendo come costante la potenza e, poi, in un secondo momento cercare di reperire nel territorio rurale la materia prima;

3. la "dieta" deve innanzitutto valorizzare i sottoprodotti organici ed, in primis, i reflui zootecnici; nel caso in cui il volume annuale e le caratteristiche stesse dei sottoprodotti non consentano un limite minimo di potenza per un corretto dimensionamento dell'impianto, si può pensare di arricchire la dieta con colture "dedicate" (insilati vegetali), ovvero altri prodotti;

4. la disponibilità dei terreni per lo spandimento finale del digestato sia sufficiente per adempiere alle indicazioni applicative della "direttiva nitrati" (DM 07/04/2006); se questa condizione non sussiste, si incorre in un deciso incremento dei costi di trasporto al di fuori dell'azienda;

5. la progettazione dell'impianto deve avere non solo come obiettivo la sostenibilità per l'imprenditore privato, ma a livello di pubblica amministrazione verificare la "portanza" del territorio rurale per l'approvvigionamento della materia prima, al fine di non determinare pericolose distorsioni nel mercato dei prodotti agricoli;

6. infine, il tempo di ritorno del capitale deve essere il più contenuto possibile ed, ovviamente, entro il periodo di erogazione degli incentivi. Tuttavia, l'attuale situazione economica, ha indotto gli istituti di credito di imporre un tempo di rientro del prestito ben inferiore ai 20 anni (ad esempio tra i 6/8 anni); questa condizione incide sensibilmente sulla rata del mutuo che andrà a influenzare negativamente il primo periodo di gestione dell'impianto.

Per quanto riguarda l'aspetto incentivante: chi vince?

E' indubbio che il vecchio sistema incentivante garantiva ad ogni taglia installata buoni guadagni.

Il nuovo Decreto, invece, conferma una maggiore attenzione in relazione al ruolo delle aziende agricole in campo energetico, grazie ad una serie di meccanismi orientati a favorire la diffusione degli impianti di piccola e media taglia, gestiti direttamente dalle imprese.

I principali aspetti positivi da sottolineare sono:

- incentivi maggiori per l'utilizzo di sottoprodotti di origine biologica;
- la differenziazione delle taglie e della tipologia di biomassa, premia gli impianti di taglia ridotta (inferiori a 300 kW);
- "bonus" sulla cogenerazione, sull'abbattimento dell'azoto per il rispetto della Direttiva Nitrati (DM 7 aprile 2006) utili per affrontare le spese legate all'adeguamento alla direttiva nitrati.

BIBLIOGRAFIA

- AA. VV. (2000), Dalle biomasse un pieno di energia, Dossier Energia, Agrimese, febbraio 2000.
- AA.VV. (1988), Dossier: agricoltura e ambiente, ENEA, n. 5-6, Roma.
- AA.VV. (1992), Agricoltura e innovazione: nuove tecnologie, energia, biotecnologie, Dossier biocombustibili, Notiziario dell' Enea, n. 21.
- AA.VV. (a cura dell'Accademia Nazionale di Agricoltura) (1992), Agricoltura e ambiente, Edagricole, Bologna.
- AA.VV. (2006), Energia delle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali, Consorzio per l'AREA di ricerca scientifica e tecnologica di Trieste, AREA Science Park, Trieste
- Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura (AGEA) (2003). Riforma a medio termine. Analisi sull'applicazione e dubbi interpretativi/gestionali del regolamento Comunitario n. 1782/2003, Settembre, 2003.
- APAT (2006), Colture a scopo energetico e ambiente. Sostenibilità. Diversità e conservazione del territorio, Atti Convegno APAT.
- Bonari E., Jodice R., Masini S. (2009), L'impresa Agroenergetica: Ruolo e prospettive nello scenario "2 volte 20 per il 2020", Edizioni Tellus.
- Bonazzi G. Piccinini S. (2005), Nuove strade per smaltire gli effluenti zootecnici, Informatore Agrario, n. 7.
- Buckwell A, Sotte F. (a cura di), (1997), Coltivare l'Europa - Per una nuova politica agricola e rurale comune, Liocorno editori, Roma.
- Casini L., (2003), Multifunzionalità e riforma della Politica Agricola Ccomunitaria, Nuovo Diritto Agrario, 1.
- Castellini A., Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), Energia o cibo: bilanci di sostenibilità per l'agricoltura futura, Rivista di Estimo e Territorio n. 10.
- Castellini A., Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), Direttiva nitrati, i vantaggi nella separazione dei reflui, Informatore Agrario n. 46.
- Castellini A., Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), Tante deroghe in Europa sulla direttiva nitrati, Informatore Agrario n. 34.
- Castellini A., Ragazzoni A. (2009), Giudizio di convenienza per il trattamento dei liquami zootecnici, Estimo e Territorio, n. 4.
- Colonna N., Alfano V., Gaeta M. (2009), La stima del potenziale di biogas da biomasse di scarto del

settore zootecnico in Italia, ENEA, Report RSE 2009/201.

COMMISSIONE EUROPEA (2002), Revisione della Pac a medio termine, Bruxelles.

COMMISSIONE EUROPEA (2003), La riforma della Pac: prospettiva a lungo termine per un'agricoltura sostenibile, Bruxelles.

Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), Il biogas è un affare se la filiera è corta Supplemento "Energia rinnovabile", Informatore Agrario n. 18.

Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), A ogni digestore anaerobico la dieta più conveniente, Supplemento "Energia rinnovabile", Informatore Agrario n. 31.

Devenuto L., Ragazzoni A. (2008), Quanto costa adeguarsi alla Direttiva nitrati, Informatore Agrario, n. 43.

Fabbi C., Piccinini S. (2008), L'analisi di fattibilità per gli impianti di biogas, AGRICOLTURA, n. 36.

Fabbi C., Piccinini S., Soldano M. (2008), Le scelte politiche energetico-ambientali lanciano il biogas, Informatore Agrario, n. 64.

Fabbi C., Bonazzi G., Moscatelli G., Navarotto P. (2008), "Soluzioni possibili per ridurre le eccedenze di azoto", L'Informatore Agrario 18/2008.

Fishler F. (1995), Study on alternative strategies for the development of relations in the field of agriculture between the EU and the associated countries with a view to future accession of these countries (Agriculture Strategy Paper), Bruxelles.

Franceschetti G. (a cura di) (1995), Politiche ambientali e agricoltura, UNIPRESS, Padova.

Fuà G. (1991), Orientamenti per la politica del territorio, Il Mulino, Bologna.

Grillenzoni M. (1990), Agricoltura e impatto ambientale: come gestire l'età del cambiamento, Annali dell'Accademia Agraria di Pesaro.

Henke R., (2004), Verso il riconoscimento di un'agricoltura multifunzionale. Teorie, politiche, pratiche, INEA, Roma.

ISTAT, Statistiche Ambientali, Roma, Annate varie.

Mazzarino S., Pagella M. (2003), Agricoltura e mondo rurale tra competitività e multifunzionalità, Franco Angeli, Milano.

MIPA-ISMEA, (1997), "Agenda 2000" Spunti di riflessione sugli aspetti relativi al riorientamento della politica strutturale ed alla revisione della PAC, Agosto.

Musu I. (2003), Introduzione all'economia dell'ambiente, il Mulino, Bologna

Olper, A., (2002), La revisione a medio termine: primi elementi di valutazione, in Aavv., Le organizzazioni comuni di mercato (OCM). Analisi degli impatti della riforma sull'agricoltura lombarda, Ricerca IRER per il Consiglio Regionale della Lombardia, Milano, dicembre.

Pennacchi F. (2003), Politiche per un'agricoltura multifunzionale efficiente ed attrattiva per i giovani, Conferenza Europa dei Giovani Agricoltori, Ceja, Roma, 2003.

Pearce D.W., Turner, R.K. (1991), Economia delle risorse naturali e dell'ambiente, il Mulino, Bologna.

Piccinini A. (1998), Gli agricoltori europei tra quote e mercato, Franco Angeli Editore, Milano.

Piccinini S. (2008), Il biogas in agricoltura: la situazione in Italia, MW MONDO MACCHINA – MACHINERY WORLD, n. 9.

Piccinini S. (2000), "Interessanti prospettive per il biogas da liquami zootecnici", Informatore Agrario, n. 13.

Piccinini S., Rossi L. (2007), Sottoprodotti agro-industriali, un potenziale da sfruttare, Informatore Agrario, n. 34.

Piccinini S., Soldano M. (2008), Biogas a pieni voti negli allevamenti bovini, AGRICOLTURA, n. 36.

Piccinini S. (2007), Biogas, carpe diem – l'energia da biogas oggi e domani, ENERGHEIA, n. 1.

Pirazzoli C., Ragazzoni A. (2004), Gli impianti boschivi in pianura per la produzione di biomassa a fini energetici: il caso della SRF (short rotation forestry), Genio Rurale, n. 11.

Porter M.E. (1985), The Competitive Advantage, Free press, New York (Edizione italiana: "Il vantaggio competitivo", Edizione Comunità, Milano, 2002).

Ragazzoni A. (1996), Agricoltura e ambiente nell'Unione Europea: alcuni riferimenti normativi ed economici, Rivista di Politica Agraria, n. 5.

Ragazzoni A., Regazzi D. (2004), Indicatori multicriteriali per le valutazioni tecnico-economiche in ambito rurale, Genio Rurale, n. 7/8.

Ragazzoni A. (a cura di) (2010), Biogas: come ottenere reddito dall'agricoltura, Edizioni l'Informatore Agrario.

Scoppola M. (a cura di)(2002): Le proposte dell'Ue sull'allargamento ad est: quali implicazioni per le politiche agricole e di sviluppo rurale, Working paper n.13, Inea, Roma.

Sotte F., P. Guihéneuf (2002), Quale agricoltura nel prossimo decennio? Riflessioni sugli scenari futuri, Il Ponte, Firenze.

Sperandio G., Verani S. (2000), Piantagioni a breve rotazione per la produzione di biomassa ad uso energetico. Elementi per un'analisi dei costi, Sherwood, n. 62.

Stellin G. (1988), Politica agricola ed ambiente, Rivista di Economia Agraria, n. 1.

Tiezzi E. (1988), Tempi storici e tempi biologici, in Ceruti M., Laslo E. (a cura di), "Phisis: Abitare la Terra", Feltrinelli, Milano.

Vieri S. (2001), Politica agraria, comunitaria, nazionale e regionale, Edagricole, Bologna.

Zecca A. (a cura di), (2008), Bioenergie: quali opportunità per l'agricoltura italiana, Inea, Edizioni Scientifiche Italiane.

Pagine WEB

ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente), La domanda di energia nei settori d'uso, in Rapporto Energia e ambiente 2005, vol. I, a cura dell'Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile – Advisor, Roma, ENEA2005, pagina web http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/REA_05/Analisi_05.pdf

ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente), La domanda di energia nei settori d'uso, in Rapporto Energia e ambiente 2004, vol. I, a cura dell'Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile – Advisor, Roma, ENEA2004, pagina web http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/REA_04/Analisi_04.pdf

ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente), FONTI RINNOVABILI 2005, lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia tra necessità ed opportunità, ENEA2005, pagina web <http://www.enea.it/>

ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente), Noi per lo sviluppo sostenibile, Roma, ENEA 2004, pagina web http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/REA_05/Analisi_05.pdf

LEGAMBIENTE, Idee e proposte per rilanciare le Fonti Rinnovabili in Italia, Roma, febbraio 2005 pagina web <http://www.legambiente.it>

<http://eur-lex.europa.eu/it/index.htm>

<http://www.cti2000.it>

<http://www.gazzettaufficiale.it/>

<http://www.parlamento.it/>

<http://www.reteambiente.it/>

<http://www.ambientediritto.it/>

<http://www.gse.it/>