



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**

Allegato alla Delib.G.R. n. 21/19 del 21.4.2020

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE SARDEGNA

2015-2030

**LINEE GUIDA PER LA REGOLAMENTAZIONE E L'INCENTIVAZIONE
DELLO SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE FINALIZZATE ALLA
REALIZZAZIONE DI IMPIANTI A BIOENERGIE IN SARDEGNA**

Gruppo di lavoro

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato dell'Industria

Ing. Giuliano Patteri – Direttore Generale

Servizio Energia ed Economia Verde

Direttore ad interim – Ing. Gabriella Mariani

Dott. Stefano Piras

Ing. Alberto Triverio – Responsabile del Settore Pianificazione e Programmazione Energetica

Ing. Maria Francesca Muru – Responsabile del Settore Strutture e Infrastrutture energetiche, autorizzazioni uniche

Dott. Davide Atzori - consulente

Ing. Matteo Floris – consulente

Servizio di supporto Servizio di supporto tecnico all'attività del gruppo di lavoro monitoraggio del piano energetico ambientale regionale della Sardegna



TerrAria s.r.l.

TerrAria s.r.l.

Via Melchiorre Gioia, 132 20125 Milano

Via Nuoro, 43, 09125 Cagliari

Tel: +39 02/87085650 - Fax: +39 02/87369062

E-mail: info@terraria.com

Capo Progetto: Giuseppe Maffeis

Responsabile della segreteria Tecnica: Rosella Manconi

Esperto tecnico in materia di energia ambiente: Luisa Geronimi

Esperto Legale: Giovanna Landi

Supporto operativo per il Report di monitoraggio: Alice Bernardoni

Supporto operativo per la definizione del Burden Sharing, del Bilancio

energetico regionale e delle Linee Guida per le bioenergia: Giorgio Fedeli



*Poliedra - Centro di servizio e consulenza del Politecnico di Milano su
pianificazione ambientale e territoriale*

Via G. Colombo 40, 20133 Milano (Italia)

Tel: +39 02/23992900 - Fax: +39 02/23992911

E-mail: poliedra@polimi.it

Esperto tecnico in materia di energia ambiente: Elena Girola

Esperto in comunicazione: Carmina Conte

Supporto operativo per il Report di monitoraggio: Valeria Crespi, Simona Muratori, Silvia Pezzoli

Sommario

PREMESSA.....	6
1. Scopo e struttura del documento.....	6
2. Politiche e meccanismi di incentivazione in materia di bioenergie	8
2.1. Contesto normativo nazionale	8
2.2. Il contesto regionale	11
3. Impieghi attuali delle bioenergie, bilancio regionale delle relative emissioni e disponibilità locale ..	12
3.1. Impianti operativi e consumi attuali.....	12
3.2. Bilancio delle emissioni	15
3.3. Disponibilità locale di bioenergie	17
PARTE I - Indirizzi per la valorizzazione energetica delle bioenergie in Sardegna	19
1. Indirizzi generali.....	19
2. Indirizzi specifici per le diverse tipologie di bioenergie.....	22
2.1. Biomasse legnose	22
2.2. Bioliquidi	23
2.3. Biogas.....	23
PARTE II - Indicazioni per la realizzazione di impianti a bioenergie in Sardegna	26
1. Richiami sugli aspetti regolatori e sugli iter autorizzativi.....	26
2. Localizzazione e linee di indirizzo per la pianificazione.....	30
3. Filiera corta e dimensionamento degli impianti.....	31
4. Indicazioni per gli impianti.....	32
4.1. Indicazioni per gli impianti a biomasse legnose	32
4.1.1. Indicazioni per gli impianti termici civili esistenti.....	34
4.1.2. Indicazioni provenienti dal Conto Termico.....	36
4.1.3. Best Available Techniques	39
4.2. Indicazioni per gli impianti a bioliquidi.....	42
4.3. Indicazioni per impianti a biogas/biometano.....	42
4.3.1. Premessa	42
4.3.2. Le biomasse utilizzabili	43
4.3.3. Tecnologie per la produzione del biogas.....	47
4.3.4. Usi del biogas.....	48

4.3.5.	Misure di mitigazione	49
4.3.6.	Indicazioni per lo sviluppo dei progetti	51

Allegati

- I. Impieghi attuali, bilancio delle emissioni e disponibilità delle bioenergie in Sardegna

PREMESSA

1. Scopo e struttura del documento

Le presenti linee guida hanno il proposito di analizzare l'attuale diffusione degli impianti alimentati a bioenergie presenti nel territorio regionale, affrontare la problematica delle relative emissioni in atmosfera, a partire dalle indagini e dagli studi effettuati in tal senso in Regione Sardegna, e fornire indicazioni per regolamentare e valorizzare l'utilizzo delle risorse disponibili nonché per realizzare e gestire correttamente tali impianti.

Tale documento vuole essere la risposta alle prescrizioni 1.4 e 1.5 del parere motivato della VAS del PEARS, di seguito riportate:

“1.4 nell'ambito delle attività preliminari alla redazione delle previste Linee Guida per la realizzazione di impianti a biomasse in Sardegna e delle azioni per la promozione ed incentivazione delle ipotesi di studio, si procederà, in collaborazione con i soggetti competenti in materia ambientale, alla redazione di un bilancio totale delle emissioni da biomassa da confrontare con il bilancio emissivo riconducibile alle fonti attualmente utilizzate (gasolio, etc. ...);

1.5 in sede di aggiornamento delle previste Linee Guida per la realizzazione di impianti a biomasse in Sardegna sarà valutata l'opportunità di introdurre idonei criteri che tengano conto della ricaduta al suolo degli inquinanti atmosferici e conseguente rischio di danneggiamento delle coltivazioni limitrofe.”

Ad integrazione di tali prescrizioni, si riporta di seguito un estratto del PEARS, relativo alle scelte e alle azioni del Piano in materia di bioenergie:

“Il quadro conoscitivo delineerà sia una disponibilità residuale di risorse, sia un potenziale sviluppo del settore agro-energetico, la cui valorizzazione non sarà univoca ma aperta e condizionabile sia dal rispetto degli obiettivi “Burden Sharing”, sia dalla verifica di compatibilità con i piani di sviluppo settoriali, sia dalla compatibilità con le norme urbanistiche Regionali e locali. Le scelte da adottare, in funzione della sostenibilità economica delle iniziative imprenditoriali che si prospetteranno, potranno prevedere sia azioni di prevalente carattere procedurale, che troverebbero nelle linee guida adeguato strumento per favorire soluzioni maggiormente allineate con la strategia di piano, sia effetti economici compensativi dei maggiori costi che l'adozione delle scelte di piano potrebbero avere rispetto a opzioni imprenditoriali alternative.

Le scelte si tradurranno nelle seguenti principali tipologia di azione:

- A. Promozione e incentivazione delle Ipotesi Studio.*
- B. Linee Guida per la realizzazione di impianti a Biomasse in Sardegna.*

Tali azioni troveranno attuazione mediante i seguenti strumenti:

- 1. incentivazione di determinate forme di recupero e valorizzazione delle risorse attraverso:*

- *premieria per gli operatori che sottoscriveranno accordi di ritiro dedicato alla valorizzazione energetica della biomassa da scarti di lavorazione;*
 - *contributi per la realizzazione di strutture logistiche asservite al recupero e la valorizzazione della biomassa residuale;*
2. *Finanziamenti, a valere su risorse pubbliche, di impianti pilota del tipo:*
- *cogenerativo con teleriscaldamento (in aree industriali e in prossimità dei centri urbani);*
 - *valorizzazione di colture di micro-alghe (o di oleaginose in genere) per produzione di biocarburanti;*
 - *impianti di teleriscaldamento asserviti ad edifici di pubblica fruizione anche in presenza di offerta energetica termica di tipo privato;*
3. *individuazione di ottimali strumenti di promozione e sviluppo della produzione di energia da biomassa quali:*
- *studi finalizzati all'individuazione di condizioni infrastrutturali e contrattuali favorevoli ad accordi di filiera per la produzione di energia termica da biomassa legnosa e di biocarburanti da colture dedicate di aree marginali;*
 - *regolamenti di gestione delle aree industriali e artigianali rivolti a favorire e/o incentivare la produzione di energia da biomassa preferibilmente residuale;*
 - *regolamenti urbanistici comunali atti a favorire con i necessari limiti e condizioni la localizzazione degli impianti termici a biomassa in prossimità dei centri urbani."*

Alla luce di tali indicazioni, il presente documento è stato articolato nelle seguenti sezioni:

- **PREMESSA**, contenente un quadro delle strategie e dei meccanismi di incentivazione esistenti a livello nazionale e regionale, nonché un richiamo ai risultati principali emersi dalle elaborazioni effettuate per ricostruire i consumi attuali di bioenergie, il bilancio delle emissioni derivanti da tali consumi e la stima della quantità di bioenergie disponibili localmente (per maggiori informazioni si veda l'Allegato I);
- **PARTE I**, contenente le indicazioni per una corretta valorizzazione delle bioenergie in Sardegna, con lo scopo di massimizzare la produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **PARTE II**, contenente indicazioni specifiche per la realizzazione di impianti alimentati a bioenergie, in termini di criteri localizzativi e di soluzioni tecniche adottabili per minimizzare l'impatto di tali impianti e ottimizzare la potenzialità energetica del combustibile scelto.

2. Politiche e meccanismi di incentivazione in materia di bioenergie

2.1. Contesto normativo nazionale

Nell'ambito delle energie rinnovabili, il contesto normativo nazionale ha subito una forte evoluzione negli ultimi anni: di seguito si riporta un elenco non esaustivo delle principali leggi di riferimento.

Il **D.Lgs. 29 dicembre 2003, n°387**, in recepimento della direttiva 2001/77/CE, è indirizzato alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mercato interno dell'elettricità ed introduce un iter autorizzativo semplificato per gli impianti alimentati da FER (art. 12 *"Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative"*). Tale Decreto, soggetto nel tempo a successive modifiche, stabilisce che gli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a biomassa e biogas rispettivamente con una potenza superiore a 200 kW e 250 kW *"sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico"*. Per impianti di dimensione inferiore a tali soglie si applica la disciplina della Denuncia di Inizio Attività, sostituita in seguito dalla Procedura Abilitativa Semplificata (PAS). In riferimento al contesto autorizzativo si rimanda alle *Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, emanate con il **D.M. 10 settembre 2010**, relative all'autorizzazione, alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, ivi compresi gli impianti di cogenerazione. Le suddette Linee guida dispongono inoltre che le Regioni e le Province autonome possono procedere all'indicazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, *"al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili"* e a tal proposito definiscono i *"Criteri per l'individuazione di aree non idonee"* nell'Allegato 3.

In seguito, con il **D.Lgs. 152/2006**, è entrato in vigore il Testo Unico Ambientale che rappresenta il fulcro della normativa italiana in materia ambientale, con particolare riferimento in questa sede alla parte V, modificata dal D.Lgs 128/2010, che prescrive le modalità di autorizzazione alle emissioni in atmosfera di tutti gli impianti, ad eccezione di quelli finalizzati alla combustione rifiuti, regolati invece dal D.Lgs 133/2005. In merito agli impianti a biomassa si rimanda al Titolo I (*"Prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività"*) e al Titolo II (*"Impianti termici civili"*) in cui si articola la parte V. In particolare, si sottolinea che, in base a tale norma per impianto termico civile si intende un *"impianto termico la cui produzione di calore è destinata, anche in edifici ad uso non residenziale, al riscaldamento o alla climatizzazione di ambienti o al riscaldamento di acqua per usi igienici e sanitari"*, come definito dall'art. 283. Sono disciplinati dal Titolo II gli impianti termici civili alimentati aventi potenza termica nominale inferiore a 3 MWt, altrimenti il riferimento è il Titolo I. Gli impianti caratterizzati da una potenza termica nominale superiore a 50 MWt sono definiti grandi impianti di combustione e sono disciplinati dal Titolo I. La tipologia e provenienza della biomassa ammessa come combustibile negli impianti termici

industriali e civili, per la produzione di energia elettrica e termica è definita nell'Allegato X alla Parte V al presente Decreto.

In attuazione della direttiva 2004/08/CE, il **D.Lgs. 20/2007** invece promuove la cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, con l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, definendo misure atte a promuovere e sviluppare, anche ai fini di tutela dell'ambiente, la cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia. Nell'ambito della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato nel 2012 le Linee guida per l'applicazione del D.M. del 5 settembre 2011 "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento".

Inoltre il **D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28** in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Tale decreto definisce inoltre gli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica per impianti di piccole dimensioni, di cui all'art. 28 ("Conto Termico"), modificato in seguito da D.M. 28/12/2012 e dal Decreto del Ministero dello sviluppo economico 51/2016.

Il D.M. 06/07/2012 ha introdotto i meccanismi di incentivazione poi richiamati dal D.M. 23/06/2016, introdotti per tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse da quella solare.

Inoltre il D.M. n°186 del 07/11/2017 "Regolamento recante la disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide" individua le prestazioni emissive di riferimento per le diverse classi di qualità dei generatori di calore, nonché appositi adempimenti relativi alle indicazioni da fornire circa le corrette modalità di installazione e gestione.

Per quanto riguarda invece il biometano, con il **D.M. 02/03/2018** il Ministero dello Sviluppo Economico ha dato un concreto impulso allo sviluppo del settore del biogas/biometano, ritenuto strategico ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali sulla diffusione delle fonti rinnovabili, prevedendo un sistema di garanzie d'origine, lo sviluppo di nuovi punti di distribuzione ed anche misure di raccordo con il mondo esistente del biogas, favorendo la riconversione a biometano.

Nella tabella seguente sono riportate sinteticamente le norme principali citate nel presente documento in ordine cronologico.

Tabella 1 _ Sintesi del quadro normativo nazionale in materia di bioenergie (Fonte: elaborazione degli autori, 2019)

Norma	Titolo
D.Lgs. 387/2003	Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
D.Lgs. 152/2006	Norme in materia ambientale
D.Lgs. 20/2007	Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE
D.Lgs. 128/2010	Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69
D.M. 10/09/2010	Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
D.Lgs. 28/2011	Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
D.M. 06/07/2012	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
D.M. 28/12/2012	Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi
D.M. 5/12/2013	Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale
D.M. 01/03/2016	Procedure di rinnovo delle certificazioni rilasciate ai sensi della Convenzione STCW
D.M. 07/11/2017	Regolamento recante la disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide
D.M. 02/03/2018	Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti
Del. ARERA 29/01/2019, n.27/2019/R/gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti a biometano alle reti del gas naturale e attuazione D.M. 02/03/2018
D.M. 04/07/2019	Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.

2.2. Il contesto regionale

Il **Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili** approvato nel 2012 dalla Giunta Regionale individua tra i temi strategici per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing l'uso delle biomasse a scopo agroenergetico (Strategia 6) e prevede la predisposizione di un Piano Regionale delle biomasse che consenta, tra le altre cose, di valutare *“la massima potenza installabile nel territorio regionale nelle diverse aree secondo criteri di sostenibilità tecnico-economica tenendo conto degli impianti già installati”* (cfr. paragrafo 5.2 del PEARS). Nel Documento vengono inoltre quantificati i consumi di biomassa attesi in base allo scenario “limite”, che prevede una quota dei consumi finali coperta con FER pari al 17.8%: dei circa 229 ktep previsti, si prevede che circa 200 ktep siano riconducibili al comparto elettrico (da intendere come quantità di energia elettrica prodotta dalla combustione di biomasse), comprendendo in tale conteggio gli impianti a biomasse provenienti da RSU, gli impianti a biogas, gli impianti a bioliquidi e il co-firing di biomassa con i combustibili tradizionali all'interno degli impianti termoelettrici esistenti, mentre la restante parte è riconducibile al comparto calore (energia termica prodotta da impianti con uso diretto di biomasse). A partire da tale documento, nel 2013 è stato pubblicato lo **Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna** nell'ambito del quale è stata condotta una approfondita campagna di raccolta di dati, incrociando informazioni provenienti da diverse fonti (Servizio Energia dell'Assessorato Regionale dell'industria, SUAP, AIA, GSE, etc.), ed è stato stimato il potenziale energetico rappresentato dalle biomasse disponibili, individuando la possibilità di incrementare alcune colture evitando conflitti con l'approvvigionamento alimentare. In particolare, si stima che il volume complessivo di biogas producibile sia pari a circa 0.26 Gmc/anno (corrispondente ad un potenziale energetico complessivo di circa 136 ktep) mentre il potenziale energetico delle risorse convertite con processo termochimico è pari a circa 284 ktep. Lo studio ha permesso inoltre di stimare che, in base al censimento condotto sugli impianti in esercizio o autorizzati al 2013, circa il 10% delle risorse a biogas e il 45% di quelle a processi termochimici sia da ritenere già allocato.

Il quadro regionale in tema di bioenergie va a completarsi con il **Piano regionale sulla qualità dell'aria** approvato nel 2017, che prevede alcune misure specifiche aventi lo scopo di ridurre i livelli di materiale particolato nell'agglomerato di Cagliari, caratterizzato nell'anno 2017 da 32 superamenti del valore limite giornaliero per la protezione della salute umana per il PM10 (numero massimo consentito pari a 35), con medie annuali comprese tra i 27 e i 33 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e da medie giornaliere massime fino a 125 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (cfr. “Relazione sulla Qualità dell'aria 2017”). Nel dettaglio, le misure tecniche previste sono:

1. *Incentivazione alla sostituzione dei caminetti e delle stufe tradizionali con sistemi ad alta efficienza nel settore del riscaldamento domestico (Misura D0F01)*

Il 56% delle emissioni di particolato atmosferico (PM10) stimate sul territorio dell'agglomerato di Cagliari proviene dal riscaldamento domestico, in particolare da piccole caldaie (<20 MW) e stufe

che utilizzano legna come combustibile. Si ritiene pertanto necessario introdurre una misura che intervenga direttamente sulle emissioni provenienti da questo settore; non potendo introdurre a breve o medio termine una misura drastica quale il divieto di combustione della legna nelle aree urbane, si è scelto di optare per la promozione del passaggio a impianti ad alta efficienza che siano efficaci nel ridurre le emissioni di materiale particolato. La misura è dunque di tipo economico, essendo costituita da un incentivo regionale per favorire la dismissione dei vecchi impianti e la loro sostituzione con impianti meno inquinanti.

2. Limitazione dell'impiego di olio combustibile, di gasolio e di legna nelle caldaie e negli impianti a bassa efficienza impiegati per il riscaldamento nel terziario (Misura D0T02)

Una parte delle piccole caldaie (<20 MW) utilizzate nel settore terziario è alimentata a gasolio, olio combustibile e legna, ossia combustibili con un impatto rilevante sulle emissioni di PM10. Si propone pertanto una graduale eliminazione dell'impiego di tali combustibili per il riscaldamento, a partire dal comparto pubblico. Nel caso della legna, la misura non intende precludere la possibilità di realizzazione di impianti di teleriscaldamento.

Nel Piano è anche specificato che “la misura di sostituzione delle stufe tradizionali con stufe ad alta efficienza contribuirà anche ad una auspicabile riduzione delle concentrazioni di benzo(a)pirene, che in alcuni casi risultano abbastanza elevate, anche se sempre al di sotto del valore obiettivo fissato dalla normativa”.

Per concludere, si ritiene indispensabile citare la DGR n°3/25 del 23 gennaio 2018, con la quale sono state aggiornate le **Linee Guida per l'Autorizzazione Unica** ai sensi dell'art. 12 del D.lgs. n°387/2003. Tale documento definisce le modalità di svolgimento del procedimento relativo alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di fonti rinnovabili, inclusi gli impianti alimentati a biomassa; l'ambito di applicazione delle linee guida si estende inoltre anche agli interventi di modifica, potenziamento e rifacimento totale/parziale degli impianti esistenti nonché la realizzazione delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili per l'esercizio dei medesimi impianti. Per maggiori dettagli sulla documentazione minima da allegare all'istanza e sull'iter autorizzativo si rimanda alle Linee Guida stesse.

3. Impieghi attuali delle bioenergie, bilancio regionale delle relative emissioni e disponibilità locale

3.1. Impianti operativi e consumi attuali

Per valutare la quantità di bioenergie attualmente consumata in Regione Sardegna e definire così la quota residua di bioenergie disponibili, sono stati analizzati i dati provenienti da diverse fonti relativi alla

numerosità degli impianti operativi, alle loro dimensioni e al loro consumo. In particolare, è stato possibile accedere alle seguenti informazioni: si rimanda al Capitolo 1 dell'Allegato I per maggiori informazioni sui dati analizzati.

Nelle tabelle successive si riportano i dati ricavati dalla banca dati AtlaImpianti del GSE, che raccoglie i dati degli impianti incentivati dal GSE stesso; i dati disponibili sono aggiornati a novembre 2018. Si evidenzia che, per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica da bioenergie, nella banca dati risultano anche le centrali termoelettriche di Portoscuso e Fiumesanto, che tuttavia risultano alimentate solo in minima parte facendo ricorso alla biomassa: tali centrali sono state riportate in Tabella 2 sotto la voce "Co-combustione di biomasse solide" non includendole nei dati complessivi, in linea con l'approccio adottato dal GSE stesso nella stesura del proprio Rapporto di monitoraggio sulla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Tabella 2 _ Numero e potenza degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a bioenergie presenti in Sardegna e incentivati dal GSE (Fonte: AtlaImpianti – elaborazione degli autori, 2019)

IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A BIOENERGIE – Dati AtlaImpianti						
Vettore	Numero impianti per fascia di potenza			Numero di impianti complessivo	Potenza complessiva (MW)	Potenza media (MW)
	Inferiore a 200 kW	Compresa tra 200 kW e 1 MW	Pari o superiore a 1 MW			
Rifiuti (parte rinnovabile)	0	0	1	1	16.0	16.0
Biomasse solide	2	2	2	6	16.2	2.7
Biomasse liquide	0	1	1	2	37.0	18.5
Biogas	4	19	2	25	21.4	0.9
TOTALE	6	22	6	34	90.6	38.1
Co-combustione di biomasse solide	0	0	2	2	912	456

Per quanto riguarda gli impianti termici, si sottolinea come i dati del GSE rappresentano un campione poco significativo del parco impianti totale regionale. Tuttavia, per quanto riguarda gli impianti di maggiori dimensioni operativi in ambito terziario o industriale, i dati puntuali raccolti da Regione Sardegna permettono di individuare 34 impianti in esercizio alimentati a biomassa, la cui potenza media è pari a circa 1.3 MW per gli impianti del settore industriale (27 impianti) e pari a 140 kW per gli impianti del settore terziario pubblico e privato (7 impianti).

Tabella 3 _ Numero e potenza degli impianti termici alimentati a biomassa presenti in Sardegna e incentivati dal GSE (Fonte: AtlaImpianti – elaborazione degli autori, 2019)

IMPIANTI TERMICI A BIOMASSA – Dati AtlaImpianti				
Vettore	Numero impianti per fascia di potenza	Numero di	Potenza	Potenza

	Inferiore a 35 kW	Tra 35 kW e 116 kW	Pari o superiore a 116 kW	impianti complessivo	complessiva (kW)	media (kW)
Biomasse solide	2'659	8	1	2'668	41'215.7	15.3

A partire dai dati raccolti per la definizione del Bilancio Energetico Regionale relativo all'anno 2017 è possibile ricavare le quantità in massa o in volume di bioenergie consumate in Regione Sardegna, così come riportate nella tabella successiva.

Tabella 4 _ Consumi di bioenergie stimati a partire dai dati del BER 2017 (Fonte: elaborazione degli autori, 2019)

CONSUMI DI BIOENERGIE DA BER 2017					
VETTORE	CENTRALI TERMOELETTRICHE		IMPIANTI TERMICI		TOTALE (ktep)
	Quantità	Energia (ktep)	Quantità	Energia (ktep)	
Rifiuti (parte rinnovabile)	0.2 kt	0.1	0.7 kt	0.002	0.102
Biomassa solida	198.4 kt	61.8	965.0 kt	300.6	362.4
Bioliquidi	57.3 kt	52.7	-	-	52.7
Biogas	50.1 Mm ³	22.8	1.5 Mm ³	0.7	23.5
TOTALE	-	137.4	-	0.7	438.7

Infine, le informazioni fornite da Terna consentono di ricostruire la produzione di energia elettrica e di calore riconducibile ai consumi di bioenergie delle centrali termoelettriche alimentate da bioenergie: l'energia elettrica prodotta facendo uso di bioenergie rappresenta il 5% circa della produzione totale regionale.

Tabella 5 _ Produzione di energia elettrica e calore delle centrali termoelettriche alimentate completamente o parzialmente con bioenergie nel 2017 (Fonte: Terna S.p.A., elaborazione degli autori, 2019)

PRODUZIONE DA BIOENERGIE NELLE CENTRALI TERMOELETTRICHE – anno 2017 (ktep)					
Vettore	SOLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	COGENERAZIONE		TOTALE ENERGIA ELETTRICA	
	Energia elettrica netta	Energia elettrica netta	Calore	(ktep)	(GWh)
Rifiuti (parte rinnovabile)	-	0.02	0.05	0.02	0.2
Biomassa solida	8.12	7.19	1.79	15.31	178.0
Bioliquidi	-	22.96	0.19	22.96	267.0
Biogas	4.27	3.52	2.64	7.79	90.6
Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse	-	0.02	0.00	0.02	0.2
TOTALE	12.39	33.70	4.67	46.09	536.0
Totale (GWh)	144.1	391.9	54.3	536.0	

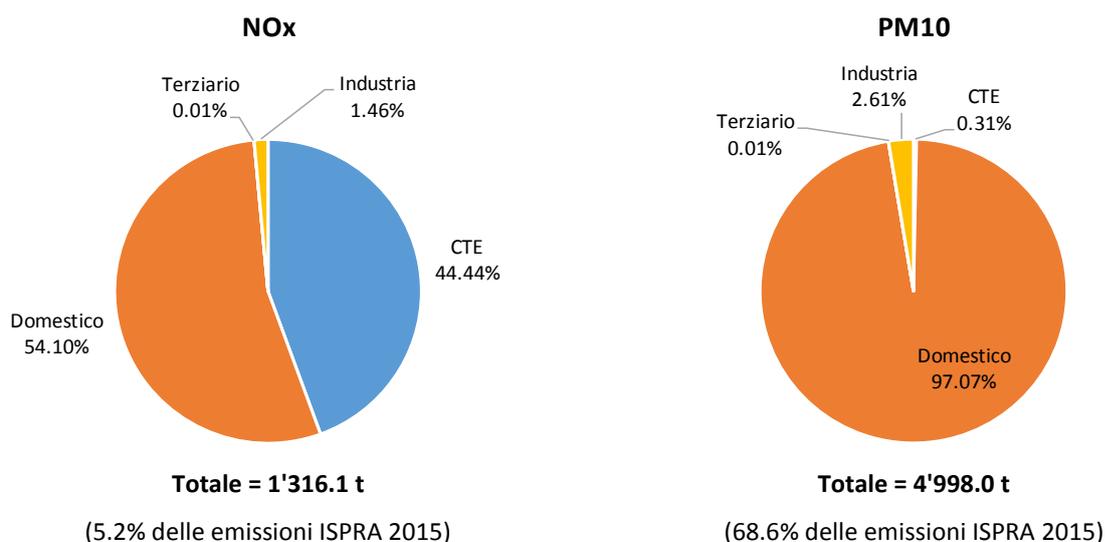
3.2. Bilancio delle emissioni

Attraverso l'analisi dei dati di consumo e degli inventari emissivi disponibili relativi al contesto regionale della Sardegna è stato possibile ricostruire in prima approssimazione il bilancio delle emissioni derivanti dall'uso di bioenergie, focalizzando l'attenzione sui seguenti inquinanti:

- NO_x, ossidi di azoto;
- CO₂, diossido di carbonio;
- PM₁₀, particolato formato da particelle con diametro equivalente o inferiore a 10 µm;
- PM_{2.5}, particolato formato da particelle con diametro equivalente o inferiore a 2.5 µm;
- IPA, idrocarburi policiclici aromatici.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, ai fini della presente analisi, in coerenza con quanto fatto da ISPRA nell'inventario nazionale disaggregato a scala provinciale, si è ipotizzato che tutte le bioenergie consumate in Sardegna siano utilizzate seguendo i principi della *carbon neutrality*, assumendo quindi un equilibrio tra la naturale crescita della vegetazione che cattura le emissioni di carbonio equivalente a quelle prodotte durante l'uso energetico di un analogo quantitativo di biomassa. Tuttavia, nell'Allegato I si è anche evidenziato come una parte delle bioenergie consumate attualmente in Sardegna non provenga da risorse disponibili localmente ma venga effettivamente importato da fuori regione: gli impatti emissivi legati al trasporto della materia prima importata risultano essere di difficile stima e, in ogni caso, non ricadono necessariamente sul bilancio emissivo regionale ma la provenienza delle bioenergie consumate rappresenta comunque un aspetto che è bene tenere in considerazione per salvaguardare gli obiettivi del PEARS, che prevedono l'incentivazione di nuovi impianti allo scopo di sfruttare le risorse locali.

RIPARTIZIONE DELLE EMISSIONI DA BIOENERGIE PER SETTORE



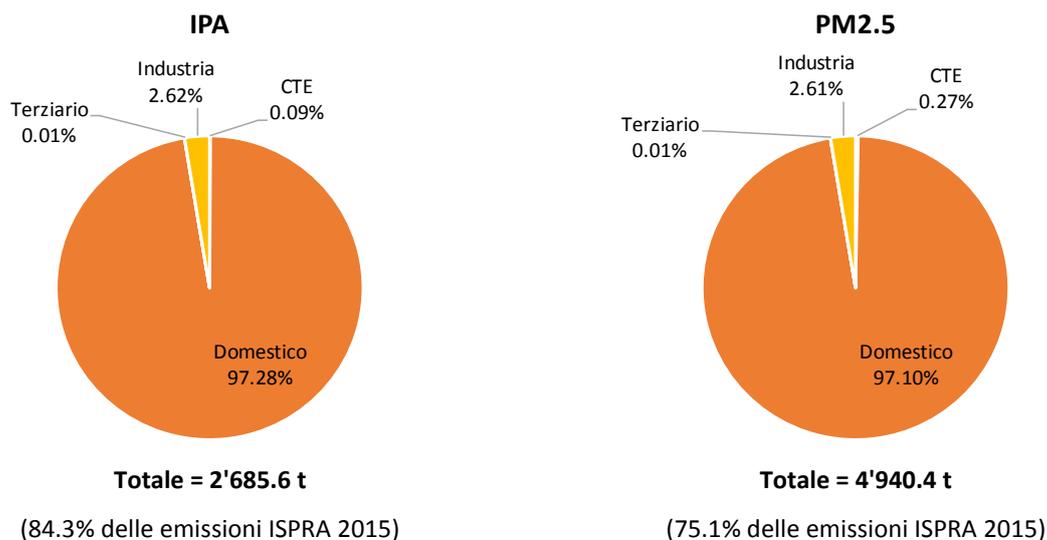


Figura 1 _ Ripartizione percentuale per settore delle emissioni di ossidi di azoto, PM10, PM2.5 e IPA derivanti dall'uso energetico di bioenergie in Sardegna al 2017 (Fonte: elaborazione degli autori, 2019)

Le analisi svolte, meglio descritte nell'Allegato I, hanno permesso di identificare gli impianti termici domestici alimentati a biomassa solida come i principali responsabili delle emissioni di polveri e di idrocarburi policiclici aromatici. Ai fini di successive valutazioni, sono stati quindi stimati tre potenziali scenari di evoluzione delle emissioni degli impianti termici civili, così definiti:

1. **Rinnovo completo del parco esistente degli impianti termici alimentati a biomassa:** simulazione degli effetti derivanti dalla sostituzione completa degli attuali impianti termici alimentati a biomassa solida, mantenendo le tipologie di biomassa attualmente utilizzate (legna o pellet);
2. In aggiunta al precedente scenario, **sostituzione degli impianti alimentati con vettori diversi dalla biomassa e dal GPL con impianti alimentati a biomassa:** si prevede l'installazione di impianti ad alta efficienza, alimentati a pellet di classe A1 (cfr. UNI EN ISO 17225-2:2014);
3. **Rinnovo completo del parco esistente degli impianti termici alimentati a biomassa e sostituzione della quota di impianti alimentati a fonti fossili diverse dal GPL i cui consumi potranno essere coperti attraverso i risparmi di biomassa conseguiti con lo scenario 1** (consumo di biomassa finale pari al consumo del BER 2017).

I risultati degli scenari simulati sono restituiti in modo sintetico in Tabella 6. Si sottolinea che con la completa realizzazione dello Scenario 1 si otterrebbe una riduzione dei consumi di biomassa del 12% circa rispetto al BER 2017 mentre, attuando anche l'ipotesi prevista dallo Scenario 2, i consumi di biomassa aumenterebbero del 20% circa, ma complessivamente si ridurrebbero i consumi energetici. Analizzando i risultati dal punto di vista emissivo, si evidenzia come i tre scenari portano a risultati simili in termini di riduzione potenziale delle emissioni di polveri e IPA; risultati significativamente diversi si ottengono invece per quanto riguarda le emissioni di ossidi di azoto e anidride carbonica.

Tabella 6 _ Variazioni percentuali osservate rispetto al BER 2017 nei consumi e nelle emissioni del comparto civile nei tre scenari considerati (Fonte: elaborazione degli autori, 2019)

VARIAZIONI PERCENTUALI RISPETTO AL BER 2017			
Parametri	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Consumi complessivi	-6.6%	-8.9%	-7.4%
Consumi di biomassa solida	-11.8%	+20.1%	-
Ossidi di azoto	-4.0%	-53.5%	-26.5%
CO ₂	0.0%	-41.3%	-12.3%
Polveri	-47.3%	-46.0%	-46.9%
IPA	-73.9%	-74.0%	-74.0%

3.3. Disponibilità locale di bioenergie

L'ultima fase delle analisi condotte ha permesso di valutare in prima approssimazione le quantità di bioenergie disponibili presenti sul territorio regionale e confrontarle con i consumi attuali: nella tabella successiva si riportano i risultati ottenuti.

Tabella 7 _ Confronto tra i consumi e la disponibilità di bioenergie stimati all'attualità (Fonte: elaborazione degli autori, 2019).

CONSUMI E DISPONIBILITÀ DI BIOENERGIE						
VETTORE	CONSUMI				DISPONIBILITÀ LOCALE	
	Quantità	Contenuto energetico	Provenienza materia prima		Quantità	Contenuto energetico
	(varie udm)	(ktep)	Regionale	Extra-regionale	(varie udm)	(ktep)
Rifiuti (parte rinnovabile)	0.2 kt	0.1	100%	-	34.5 kt	2.9
Biomassa solida	1'163.4 kt	362.4	53.0%	47.0%	696.4 kt	203.8
Bioliquidi	57.3 kt	52.7	0.6%	99.4%	2.5 kt	2.1
Biogas/Biomassa per usi biochimici	51.6 Mm ³	23.5	100%	-	245.5 Mm ³	98.7
TOTALE	-	438.7			-	307.5

Tenendo in considerazione che il metodo di stima adottato per valutare la disponibilità di bioenergie è caratterizzato da un ampio margine di approssimazione, è possibile osservare come solo un quarto del potenziale energetico attualmente disponibile sotto forma di biogas risulta essere effettivamente utilizzato. Ciò lascia quindi un ampio margine per la realizzazione di nuovi impianti in grado di aumentare il grado di sfruttamento degli scarti derivanti dalle attività agricole e dall'allevamento.

Un discorso a parte riguarda la parte organica dei rifiuti urbani, in quanto tale bioenergia è stata principalmente indirizzata verso la produzione di biogas e, pertanto, inclusa sotto tale voce. Relativamente ai fanghi di depurazione, è stato ipotizzato l'avvio verso processi di tipo biochimico, contrariamente allo

“Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse” del 2013, in quanto si stima potrebbero essere utilizzati allo scopo di produrre circa 2.5 milioni di metri cubi di biogas.

Risulta più complesso effettuare considerazioni in merito alla biomassa solida o ai bioliquidi proprio perché una parte significativa dei consumi attuali risulta essere di provenienza extra-regionale in buona. In particolare, si stima che siano ancora disponibili almeno 40 ktep di energia sottoforma di scarti del settore agricolo.

PARTE I - Indirizzi per la valorizzazione energetica delle bioenergie in Sardegna

1. Indirizzi generali

Le “Linee guida per gli aspetti regolatori e normativi degli impianti di produzione da fonti rinnovabili” predisposte dal Dipartimento Tecnologie Energetiche dell’ENEA e pubblicate a giugno 2019 definiscono la biomassa come *“la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui, vegetali e animali, provenienti dall’agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”*. Tale definizione permette di inquadrare in modo sintetico la varietà di materie prime che possono essere utilizzate all’interno di impianti alimentati a bioenergie, nonché la varietà dei settori coinvolti direttamente o indirettamente dalle politiche di incentivazione della diffusione di questa tipologia di impianti.

Le suddette Linee guida specificano inoltre che l’utilizzazione di bioenergie per fini energetici *“non contribuisce all’effetto serra, poiché la CO₂ emessa è pari a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa, a patto che il consumo di energia associato alle operazioni richieste per lo sfruttamento energetico (coltivazione, raccolta, trasporto, etc.) sia trascurabile. La biomassa è considerata una fonte di energia rinnovabile perché il combustibile può essere prodotto in un lasso di tempo relativamente breve (a differenza della produzione di petrolio che richiede tempi geologici) e il tasso di consumo può essere allineato con quello di rigenerazione”*. È quindi particolarmente importante concentrare l’attenzione verso le biomasse residuali (scarti agricoli, frazione organica dei rifiuti urbani, residui della manutenzione dei boschi), risorse già disponibili che non comportano sottrazione di terreno agricolo alla produzione alimentare.

Tuttavia, come riportato nel Documento di sintesi del “Piano di settore per le bioenergie” pubblicato nel luglio 2014 dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (MiPAAF) *“la produzione di energia dalle biomasse può dare un grande contributo al miglioramento delle emergenze ambientali nel nostro Paese, e dell’Europa in genere, e favorire lo sviluppo di un’agricoltura concretamente multifunzionale ovvero che, ad integrazione della produzione di alimenti, vengano attivate filiere per la produzione di energia e/o per la protezione e la tutela ambientale, utilizzando a fini produttivi gli scarti agricoli, i residui dell’industria agroalimentare, i reflui agro-zootecnici ecc. Una nuova agricoltura multifunzionale può, quindi, fornire un contributo strategico alla riconversione ecologica di molte filiere produttive e contribuire ad una maggiore autonomia da un’economia basata sul petrolio”*. La realizzazione di impianti a bioenergie diventa quindi occasione per una riorganizzazione delle filiere esistenti, allo scopo di massimizzare lo sfruttamento delle risorse esistenti.

Nella tabella seguente si restituisce una sintesi degli spunti più interessanti riportati nell'analisi SWOT restituita dallo stesso MiPAAF in merito alle filiere delle diverse tipologie di bioenergie, applicabili anche nel contesto della Regione Sardegna.

Tabella 8 _ Analisi SWOT delle filiere bioenergetiche (Fonte: "Piano di settore per le bioenergie", MiPAAF, 2014)

ANALISI SWOT DELLE FILIERE BIOENERGETICHE			
	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
PUNTI DI FORZA	<ul style="list-style-type: none"> - Ampia disponibilità di materie prime (residuali e/o colture dedicate) - Tecnologie mature ed affidabili, sia per la produzione elettrica che per gli usi termici - Programmabilità e stabilità delle produzioni di energia 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologie di produzione industriale mature e affidabili per i biocarburanti attualmente utilizzati - Normativa tecnica di riferimento e standard qualitativi ben definiti e in grado di assicurare la compatibilità delle miscele con benzina e gasolio con il parco veicolare attuale - Uso di materie prime agricole provenienti da colture ampiamente diffuse (oleaginose, canna da zucchero, cereali) e disponibili sul mercato - Programmabilità e stabilità delle produzioni di energia 	<ul style="list-style-type: none"> - Minore uso del suolo e buona integrazione nei diversi contesti agro-ecologici ed imprenditoriali - Versatilità della tecnologia della digestione anaerobica con la possibilità di ottenere, insieme al biogas e al biometano, nuovi bioprodotto e fertilizzanti
PUNTI DI DEBOLEZZA	<ul style="list-style-type: none"> - Scarso sviluppo delle filiere di produzione/approvvigionamento delle biomasse a livello territoriale e notevole ricorso all'importazione - Bassi rendimenti di conversione in energia elettrica e ancora limitato ricorso alla cogenerazione - Costi di impianto elevati per unità di potenza installata e per la realizzazione di reti di teleriscaldamento - Limitata disponibilità e affidabilità di tecnologie (gassificazione) per la produzione di elettricità con elevata efficienza in impianti di piccola taglia - Scarso attenzione alla comunicazione e informazione dell'opinione pubblica sulla sostenibilità e i benefici della filiera 	<ul style="list-style-type: none"> - Costi di produzione legati ai prezzi di mercato delle "commodities" agricole e fortemente dipendenti dalle economie di scala, che avvantaggiano gli impianti di grandi dimensioni - Necessità di notevoli estensioni di terreni agricoli per la produzione delle materie prime - Sviluppo ancora insufficiente delle tecnologie per la produzione di biocarburanti di nuova generazione più innovativi a fronte di una disciplina autorizzativa rigida, di una disciplina fiscale complessa e di costi di produzione elevati 	<ul style="list-style-type: none"> - Costi di impianto elevati per unità di potenza installata, difficilmente sostenibili per gran parte delle aziende agricole - Quadro normativo disomogeneo per quel che riguarda le procedure autorizzative, incluso il controllo delle performance ambientali - Costi elevati delle tecnologie di upgrading del biogas a biometano attualmente disponibili per impianti di piccola taglia - Scarso informazione sulle ricadute positive della filiera per il mondo agricolo e l'ambiente

ANALISI SWOT DELLE FILIERE BIOENERGETICHE			
	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
OPPORTUNITÀ	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero e valorizzazione dei residui colturali (patature, paglie ecc.) con risparmio sui costi di gestione e integrazione del reddito dell'azienda agricola - Ammodernamento e rafforzamento delle imprese agro-forestali, con incremento dell'occupazione, della redditività e creazione di nuove figure professionali - Miglioramento del parco tecnologico degli impianti esistenti alimentati a biomassa solida, con specifico riferimento all'abbattimento delle emissioni di PM - Opportunità di valorizzare le biomasse solide nel settore termico 	<ul style="list-style-type: none"> - Diversificazione produttiva delle aziende agricole, con l'inserimento in rotazione di oleaginose o nuove colture a basso input per lo sviluppo di filiere locali di produzione di biocarburanti e/o energia da bioliquidi - Valorizzazione di terreni marginali o degradati, aree agricole sottoutilizzate, con la produzione di colture da biomassa adatte alla conversione in biocarburanti di seconda generazione - Presenza di una filiera italiana all'avanguardia relativamente alla produzione di macchine agricole con alimentazione ibrida (biodiesel, OVP, biometano) 	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero e valorizzazione dei reflui zootecnici, dei residui colturali e dei sottoprodotti dell'agroindustria, con risparmio sui costi di gestione e integrazione del reddito dell'azienda agricola e risoluzione di conflittualità ambientali e sociali - Produzione di biocarburanti, calore e elettricità da fonti rinnovabili continue e diffuse sul territorio - Ammodernamento e rafforzamento delle imprese agricole, con incremento dell'occupazione e creazione di nuove figure professionali
MINACCE	<ul style="list-style-type: none"> - Ricorso a quantitativi crescenti di biomasse di importazione di più facile reperibilità, senza ricadute positive sul territorio - Opposizione popolare alla realizzazione di nuovi impianti (effetto NIMBY) - Potenziali conflitti tra generazione diffusa e grandi impianti per l'approvvigionamento di materia prima 	<ul style="list-style-type: none"> - Rallentamento e possibile arresto dello sviluppo del settore per ritardi nell'avvio della produzione industriale dei biocarburanti di nuova generazione - Rallentamento e possibile arresto dello sviluppo del settore per la percezione negativa da parte della pubblica opinione del consumo di suolo legato alla produzione di biocarburanti e conseguente conflitto "food vs energy" 	<ul style="list-style-type: none"> - Competizione con la produzione di alimenti e mangimi conseguente ad un ricorso eccessivo all'utilizzo di colture dedicate, con aumento dei prezzi dei prodotti agricoli e degli affitti dei terreni - Opposizione popolare alla realizzazione di nuovi impianti (effetto NIMBY)

Come emerso dall'analisi sulla disponibilità attuale delle bioenergie, attualmente in Sardegna è disponibile un quantitativo di sottoprodotti di origine animale, scarti colturali e rifiuti organici dal quale si stima sia possibile ricavare 98.3 ktep di energia sotto forma di biogas, di cui solamente un quarto circa viene consumato dagli impianti di produzione di energia elettrica esistenti. È dunque imprescindibile che la valorizzazione delle bioenergie parta proprio da un adeguato sfruttamento di questa risorsa, attraverso lo sviluppo di vere e proprie filiere del biogas. Inoltre, la presenza di circa 40 ktep di biomassa solida proveniente da scarti agricoli attualmente non utilizzati dagli impianti esistenti si traduce in una strada alternativa agli impianti a biogas per incrementare la diffusione delle bioenergie in Sardegna.

Da quanto analizzato appare che il potenziale ancora da sfruttare sia quello relativo al biogas. L'indirizzo generale è pertanto quello di valorizzare prioritariamente il biogas, anche nella forma del biometano, rispetto ai bioliquidi ed alle biomasse per le quali si deve puntare a ridurre al massimo le importazioni valorizzando le filiere corte autoctone e ad efficientare il parco impianti esistente.

2. Indirizzi specifici per le diverse tipologie di bioenergie

A partire da quanto esposto in Premessa in merito alla disponibilità di bioenergie in Sardegna e dalle problematiche evidenziate dal bilancio delle emissioni derivanti dall'uso di bioenergie, la valorizzazione delle stesse non può che passare attraverso le linee di indirizzo che seguono.

2.1. Biomasse legnose

Per quanto riguarda le biomasse legnose, come evidenziato al paragrafo 0 della PREMESSA, gli impianti esistenti operanti nel settore civile risultano essere responsabili della maggior parte delle emissioni di polveri e benzo(a)pirene. La sostituzione degli impianti esistenti con nuovi più efficienti sia dal punto di vista energetico che ambientale, potrebbe pertanto generare un significativo miglioramento della qualità dell'aria (-47% sulle emissioni di polveri e -74% sulle emissioni di idrocarburi policiclici aromatici, in caso di completa sostituzione degli impianti esistenti), ed una maggiore efficienza energetica con una potenziale riduzione dei consumi termici del settore civile del 7%. Tale indirizzo è individuato anche dal Piano della Qualità dell'Aria, come già riportato al paragrafo 2.2 della PREMESSA. È inoltre necessario verificare la provenienza della biomassa solida consumata, in quanto il consumo di biomassa non disponibile localmente non soddisfa i criteri di rinnovabilità della risorsa stessa.

Per tali motivi, si individuano le seguenti linee di indirizzo:

- a. **Limitazioni alla realizzazione di impianti che prevedano la sola produzione di energia elettrica. Tale tipologia di impianti risulta caratterizzata da rendimenti molto bassi (si vedano le valutazioni sui rendimenti degli impianti esistenti, riportate al termine del Capitolo 1 dell'Allegato I) a fronte di impatti emissivi significativi sul particolato atmosferico.**
- b. **Promozione dell'impiego di biomasse autoctone derivanti dalla pulizia e dalla manutenzione delle aree forestali e del verde pubblico, facendo in modo che tali risorse siano utilizzate principalmente per la produzione di energia termica nel settore civile.**
- c. **Efficientamento del parco impianti termici civili, attraverso la sostituzione degli impianti a biomassa solida esistenti con tecnologie più efficienti, e la diffusione di buone pratiche in tutti i casi in cui non sia possibile procedere con la sostituzione dell'impianto, con l'obiettivo di massimizzare lo sfruttamento delle bioenergie impiegate e ridurre l'impatto emissivo.**
- d. **Installazione di nuovi impianti solamente in sostituzione di impianti fossili, con i seguenti obblighi vigenti (L.R. Sardegna 11/01/2019, n. 1, pubblicata sul BURAS 17/01/2019, n. 4, art. 50):**
 - **per impianti installati entro il 01/01/2020: rispetto dei valori minimi di rendimento e massimi di emissione corrispondenti alla classe 3 stelle di cui alla tabella 1 dell'allegato 1 D. Min. n. 186/2017;**
 - **per impianti installati a partire dal 01/01/2020: rispetto dei valori minimi di rendimento e massimi di emissione corrispondenti alla classe 4 stelle di cui alla medesima tabella.**

con la promozione/incentivazione di impianti caratterizzati da prestazioni di efficienza ed emmissive migliorative rispetto ai limiti di legge di cui sopra.

2.2. Bioliquidi

Stante la situazione osservata relativa ai consumi attuali di bioliquidi, la cui provenienza è quasi completamente extra-regionale, e la scarsità di informazioni circa l'effettiva disponibilità di bioliquidi, appare evidente come lo sviluppo di impianti alimentati a bioliquidi non rappresenti una priorità delle presenti Linee guida.

Pertanto, le linee di indirizzo previste per tale bioenergia sono:

- a. **Limitazioni alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a bioliquidi di importazione, in quanto caratterizzati da rendimenti bassi e da un bilancio emissivo negativo, qualora si tenga in considerazione l'intero ciclo di vita dell'impianto.**
- b. **Valorizzazione di eventuali bioliquidi autoctoni derivanti da scarti agricoli e agroindustriali e da grassi animali attraverso impianti di piccola taglia in cogenerazione, dedicati all'autoconsumo, nella logica della filiera corta.**

2.3. Biogas

Il biogas rappresenta certamente una bioenergia su cui risulta opportuno indirizzare le presenti Linee guida, soprattutto in ragione del fatto che, secondo le stime riportate al paragrafo 0 della PREMESSA, potenzialmente il biogas producibile in base alle risorse disponibili e non ancora impiegato ammonta a circa 75 ktep.

In questo ambito, un'alternativa agli impianti termoelettrici o cogenerativi tradizionali già presenti in Regione Sardegna, è costituita dalla realizzazione di impianti di produzione di biometano, che è possibile destinare sia all'uso nel settore dei trasporti, sia all'uso termico nel settore civile e che è stato recentemente oggetto di un decreto ministeriale che intende promuoverne la diffusione (D.M. 02/03/2018 "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti"). Il biometano viene definito dall'art. 2 del D.lgs.28/2011 come il *"gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo all'immissione nella rete del gas naturale"* ed è possibile ottenerlo attraverso processi di upgrading del biogas tradizionale. In una regione dove attualmente non sono presenti consumi di gas naturale a causa dell'assenza di un allacciamento alla rete di trasporto principale nazionale, la possibilità di produrre localmente una risorsa caratterizzata da basse emissioni, sfruttabile sia nel settore civile che, soprattutto, nel settore dei trasporti, dove la diffusione delle fonti rinnovabili è particolarmente bassa, rappresenta certamente un'opportunità per il miglioramento del contesto energetico-emissivo regionale. Ad oggi, inoltre, risultano essere stati realizzati in Italia già diversi impianti di questo tipo, principalmente alimentati con scarti della filiera agroindustriale e rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata (FORSU), che permettono di

effettuare valutazioni sempre più accurate per determinare la convenienza economica derivante dalla realizzazione di impianti di questo tipo. In generale, è possibile elencare le seguenti opportunità derivanti dallo sviluppo di un'economia circolare che permetta di produrre biometano a partire dalla FORSU:

- creazione della domanda di gas naturale nel settore dei trasporti con conseguente minore impatto ambientale nei trasporti;
- valorizzazione della FORSU e vantaggi economici per l'utilizzo del biometano;
- valorizzazione degli investimenti attuati nel settore del biogas;
- ampliamento della rete di distribuzione stradale;
- sostegno all'occupazione locale.

Secondo i dati diffusi dal GSE¹, oltre il 50% delle province italiane possiede la materia prima necessaria ad alimentare almeno un impianto di produzione di biometano caratterizzato da una produzione pari a circa 250 Sm³/h e, in particolare, in Sardegna si stima una producibilità indicativa di biometano da FORSU pari a circa 1'700 Sm³/h. Considerando gli impianti a biogas esistenti incentivati dal GSE stesso, è inoltre possibile individuare la presenza di almeno 16 impianti convertibili a biometano capaci di produrre più di 200 Sm³/h ciascuno (vedi figura successiva).

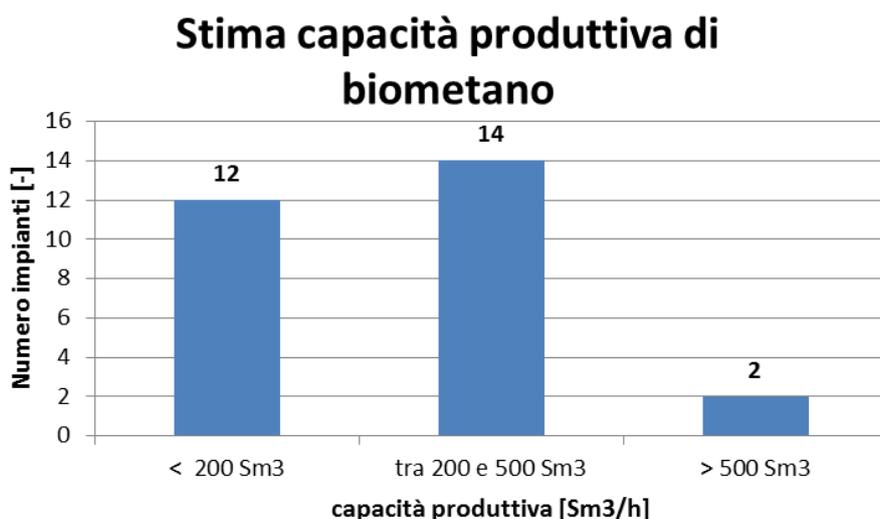


Figura 2 _ Numero di impianti incentivati presenti in Sardegna per classe di produzione potenziale di biometano (Fonte: GSE, “Le procedure Applicative del D.M. 2 marzo 2018” – Atti del convegno “L’economia del biometano - Vincoli e opportunità nel contesto regionale alla luce del recente decreto”)

In aggiunta, si richiama poi la possibilità di sfruttare i fanghi derivanti dagli impianti di depurazione a scopi energetici attraverso la produzione di biogas e biometano. Secondo le “Linee guida per la produzione di energia dalla depurazione delle acque” elaborate da ENEA nell’ambito del progetto ESPA (“Energia e Sostenibilità per la Pubblica Amministrazione”) tale processo non risulta di facile attuazione e non tutte le

¹ Vedi atti del convegno “L’economia del biometano - Vincoli e opportunità nel contesto regionale alla luce del recente decreto” del 05/07/2019, organizzato dalla Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche.

tecnologie disponibili sono caratterizzate da una maturità tecnologica pronta per il mercato, ad eccezione dei trattamenti anaerobici.

Alla luce di tali considerazioni, le linee di indirizzo per la valorizzazione del biogas prevedono:

- a. Promozione dell'impiego del biogas per la produzione di biometano destinato al vettoriamento nelle reti di trasporto e distribuzione locali.**
- b. In alternativa al punto precedente, il biogas dovrà preferibilmente essere impegnato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento, favorendo l'autoconsumo, in particolar modo in realtà di tipo agro-industriale (concetto di filiera corta). La taglia dei nuovi impianti dovrà essere basata sia sulla quantità di bioenergie disponibili localmente, sia sul fabbisogno energetico (termico ed elettrico) della realtà in cui i nuovi impianti si collocano.**
- c. Per la produzione di biogas e/o biometano deve essere privilegiato lo sfruttamento delle biomasse di scarto rispetto a quelle da colture dedicate, impiegando quindi risorse quali:**
 - **scarti agricoli;**
 - **reflui zootecnici e scarti dell'industria alimentare, quali ad esempio gli scarti derivanti dalla macellazione o il siero di latte, che rappresentano la risorsa maggiormente disponibile a livello regionale, dai quali si stima sia possibile estrarre poco meno del 90% del biogas complessivamente disponibile;**
 - **lavorazioni agroindustriali;**
 - **depurazione delle acque;**
 - **frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).**

PARTE II - Indicazioni per la realizzazione di impianti a bioenergie in Sardegna

In questa parte si approfondiscono i principali temi legati alla realizzazione di impianti a bioenergie, effettuando alcuni approfondimenti sugli aspetti regolatori, sul tema della localizzazione degli impianti e sul concetto di filiera corta, riportando successivamente alcune indicazioni puntuali per la realizzazione degli impianti, ricavabili dalla documentazione tecnica attualmente disponibile.

1. Richiami sugli aspetti regolatori e sugli iter autorizzativi

In questo paragrafo si restituisce una sintesi dei principali aspetti delle disposizioni vigenti e degli iter autorizzativi che è necessario seguire per la realizzazione, la gestione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili. Per ulteriori approfondimenti, si rimanda alle "Linee guida per gli aspetti regolatori e normativi degli impianti di produzione da fonti rinnovabili" pubblicate da ENEA nell'ambito del progetto ESPA (Energia e Sostenibilità per la Pubblica Amministrazione).

Per quanto riguarda la regolamentazione, occorre precisare che esistono tre differenti livelli:

- *Regolazione giuridica*: è l'insieme delle Leggi e dei Decreti emessi dall'autorità legislativa, ossia il Parlamento e le Regioni.
- *Regolazione attuativa*: è l'insieme delle disposizioni di tipo procedurale/economico stabilite da provvedimenti e delibere emessi da soggetti quali:
 - ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), che provvede a stabilire le regole per l'attuazione, la realizzazione e la gestione degli impianti a fonti rinnovabili, determinando anche gli aspetti legati a tariffazioni speciali;
 - GSE (Gestore Servizi Energetici), responsabile dei diversi meccanismi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili;
 - Gestore di Rete (Terna S.p.A. + impresa distributrice), è il soggetto responsabile della connessione alla rete degli impianti di generazione di energia elettrica, oltre che della misura dell'energia elettrica immessa/prelevata.
- *Regolazione tecnica*: è l'insieme delle norme tecniche emesse da organismi nazionali quali il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) o l'Ente Italiano di Normazione (UNI).

Storicamente, la regolamentazione delle FER nel settore elettrico è stata da sempre circoscritta e ben delimitata da numerosi provvedimenti legislativi ed attuativi che hanno regolato la fonte elettrica fotovoltaica e, separatamente, le restanti fonti in maniera organica e completa. Ciò è dovuto al fatto che questa tipologia di impianti è normalmente allacciato alla rete elettrica e, pertanto, attraverso tale

infrastruttura è possibile seguire puntualmente tutte le fasi di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nel settore termico, invece, non esiste una vera e propria rete estesa attraverso la quale è possibile effettuare il vettoriamento dell'energia termica ma esistono solo piccole reti isolate e locali (come ad esempio le reti di teleriscaldamento). Queste applicazioni sono piuttosto limitate ed attualmente sono in corso iniziative legislative ed attuative per promuoverle ed incentivarle. Di conseguenza nel settore termico la regolamentazione (nell'interazione con le reti) non è ancora organica ed uniforme come quella elettrica, ma ruota su tanti fronti differenziati per tipologia e caratteristiche della fonte di energia primaria e delle forme di utilizzazione.

Per completare questo breve excursus, si elencano di seguito i diversi iter procedurali previsti dalla normativa statale vigente:

- **Autorizzazione Unica (AU)**, introdotta dall'articolo 12 comma 3, del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, al di sopra di prefissate soglie di potenza. L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico, di durata massima pari a 90 giorni (al netto dei tempi previsti per l'eventuale procedura di Valutazione di Impatto Ambientale – VIA), svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto. Il rilascio di tale autorizzazione è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate.
- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)**, è la procedura introdotta dal D.Lgs. 28/2011 (art. 6) in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA), utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (oltre le quali si ricorre alla AU) e per alcune tipologie di impianti di produzione di caldo e freddo da FER. Deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una relazione firmata da un progettista abilitato e corredata degli opportuni elaborati progettuali. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.
- **Comunicazione al Comune**, è l'adempimento previsto per alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da FER, assimilabili ad attività edilizia libera. La comunicazione di inizio lavori deve essere accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e non è necessario attendere 30 giorni prima di iniziare i lavori.

Relativamente alla procedura di Autorizzazione Unica, la Regione Sardegna ha approvato mediante **DGR n°3/25 del 23 gennaio 2018** le Linee Guida per lo svolgimento del procedimento unico e i relativi allegati tecnici per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con potenza termica installata inferiore ai 300 MW. Il Servizio energia ed economia verde dell'Assessorato dell'Industria è competente per il rilascio dell'Autorizzazione Unica, ad eccezione delle serre fotovoltaiche di potenza

superiore a 1 MW, la cui autorizzazione viene rilasciata dal Servizio competitività dell'Assessorato dell'Agricoltura e Riforma Agro-Pastorale. Nelle Linee Guida sono previste alcune prescrizioni specifiche per gli impianti alimentati a bioenergie; in particolare:

- Nella *relazione descrittiva* da allegare alla domanda di Autorizzazione Unica è richiesto di descrivere il tipo di processo adottato per lo sfruttamento delle biomasse, la provenienza delle risorse utilizzate e la modalità di approvvigionamento (art. 7, comma 1, lettera a, punto i e lettera c);
- Nel caso di impianti alimentati a biomassa si richiede di allegare alla domanda di Autorizzazione Unica *ulteriori documenti* (art. 7, comma 1, lettera a, punto xxvi) quali:
 - piano di alimentazione dell'impianto, comprendente una relazione agronomica con elencate quantità, qualità e provenienza delle biomasse processate, nonché le loro caratteristiche fisico-chimiche;
 - caratteristiche chimico fisiche del digestato, elenco dei terreni con estremi catastali, quantitativo e modalità di distribuzione in campo del digestato (cfr. allegato A4 alle Linee Guida);
 - contratti comprovanti la capacità di approvvigionamento dell'impianto e lo spandimento del digestato (cfr. allegato A4 alle Linee Guida);
 - documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area su cui realizzare l'impianto e le opere connesse in base alla quale il proponente attesta il possesso dei requisiti richiesti dall'articolo 27 comma 42 della L. n. 99 del 2009, oppure, nel caso in cui sia necessaria la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità delle opere connesse e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio si applica quanto disposto dall'art. 17 delle Linee Guida stesse.
- Durante l'esercizio di impianti alimentati a biomassa caratterizzati da processi di digestione aerobica, il proponente si deve attenere al rispetto delle prescrizioni del DM 25/02/2016 "Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato" (art. 16, comma 2).

Come previsto dall'art. 5, comma 1, per la realizzazione e l'esercizio di impianti a fonti rinnovabili soggetti a Procedura Semplificata si applicano le norme di cui alla L.R. 24/2016 e successive norme attuative. Nella tabella successiva si restituisce una sintesi del campo di applicazione della Comunicazione al Comune e della PAS, estratta dalle già citate Linee Guida dell'ENEA.

Tabella 9 _ Quadro generale per l'applicazione della Comunicazione al Comune e della PAS nei settori elettrico e termico (Fonte: GSE/ENEA)

CAMPI DI APPLICAZIONE PAS E COMUNICAZIONE AL COMUNE			
Fonte/tecnologia	Tipologia di impianto/Condizioni	Potenza (kW)	Procedura prevista
SETTORE ELETTRICO			
Biomasse	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 50 kWe (micro cogenerazione)	0-50	Comunicazione
	Impianti compatibili con il regime di Scambio sul Posto (SSP) non ricadenti nel caso precedente che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	Comunicazione
	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe = 3000 kWt (piccola cogenerazione) non ricadenti nei casi precedenti	50 – 1000	PAS
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/03 non ricadenti nei casi precedenti	0 – 200	PAS
Gas di discarica, Gas residuati dai processi di depurazione, Biogas	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 50 kWe (micro cogenerazione)	0 – 50	Comunicazione
	Impianti compatibili con il regime di Scambio sul Posto (SSP) non ricadenti nel caso precedente che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	0 – 200	Comunicazione
	Impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe = 3000 kWt (piccola cogenerazione) non ricadenti nei due casi precedenti	50 – 1000	PAS
	Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/03 non ricadenti nei casi precedenti	0 – 250	PAS
SETTORE TERMICO			
Tutte le bioenergie	Se realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi e destinati unicamente alla produzione di acqua calda e di aria per l'utilizzo nei medesimi edifici,	Qualsiasi	Comunicazione*
<i>*Nel caso in cui l'intervento ricada nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio è inoltre necessario acquisire il nulla osta della competente Sovrintendenza.</i>			

Per quanto riguarda la VIA, si precisa che occorre fare riferimento alle prescrizioni del Testo Unico Ambientale e s.m.i., che contiene anche i dettagli relativi alle altre procedure autorizzative quali l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), la Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) quando il progetto dell'impianto ricade in aree SIC (Sito di Importanza Comunitaria) o ZPS (Zone a Protezione Speciale) e l'Autorizzazione alle emissioni in atmosfera e la loro applicazione nella realizzazione dei progetti.

2. Localizzazione e linee di indirizzo per la pianificazione

La localizzazione di nuovi impianti alimentati a bioenergie deve innanzitutto tenere in considerazione le prescrizioni esistenti in merito alle aree non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili. A tal proposito si rimanda ai Criteri per l'individuazione di aree non idonee per la localizzazione e degli impianti a fonti rinnovabili (per la parte bioenergie), nel quale sostanzialmente viene ribadita la non idoneità all'installazione in siti quali aree di interesse culturale o pubblico, zone in prossimità di parchi archeologici, aree naturali protette e in generale in tutte le aree dove è impedita la realizzazione di nuovi fabbricati; difatti, una delle peculiarità degli impianti alimentati a bioenergie sta proprio nella necessità di depositi per lo stoccaggio e/o il trattamento della materia prima.

In aggiunta a tali aree, il Piano regionale per la qualità dell'aria individua l'agglomerato di Cagliari (che include i Comuni di Cagliari, Elmas, Monserrato, Quartucciu, Quartu S.Elena e Selargius) come zona in cui prestare particolare attenzione a causa degli elevati livelli di inquinamento registrati (in particolar modo nelle emissioni di benzo(a)pirene e polveri). Dalle analisi svolte risulta che il riscaldamento domestico è il principale responsabile di tale situazione e per tale motivo il Piano prevede l'incentivazione alla sostituzione dei caminetti e delle stufe tradizionali con sistemi ad alta efficienza e la limitazione dell'impiego di olio combustibile, gasolio e legna negli impianti impiegati per il riscaldamento nel terziario. Tale idoneità pertanto si estende agli impianti di combustione di bioenergie solide, caratterizzate da maggiori emissioni di particolato. Tuttavia, si precisa che non è preclusa la realizzazione di impianti di teleriscaldamento alimentati con tali combustibili.

Al netto di quanto sopra esposto e relativamente in particolare al tema della filiera corta, la realizzazione di nuovi impianti è particolarmente auspicata in tutte le aree in cui la materia prima risulti già disponibile, ossia in quelle aziende agricole ove avviene già lo stoccaggio di scarti colturali e/o zootecnici.

Ferme restando le indicazioni sulle aree non idonee, al fine di limitare il rischio di danneggiamento delle coltivazioni limitrofe derivante dalla ricaduta al suolo degli inquinanti atmosferici, si ritiene opportuno fissare a 500 m la distanza minima degli impianti alimentati a biomassa. Tuttavia, si precisa che tali indicazioni costituiscono orientamenti di carattere generale che vanno verificati in maniera sito-specifica con apposite modellazioni della dispersione degli inquinanti con particolare riguardo al PM10, PM2.5 ed agli IPA.

3. Filiera corta e dimensionamento degli impianti

Nel capitolo 1 della Parte I delle presenti Linee Guida è riportata un'analisi dei principali vantaggi e delle principali problematiche legate alle differenti filiere delle bioenergie, classificate per tipologia di bioenergia (biomassa, bioliquidi, biogas). Tuttavia, un altro aspetto che è importante considerare nella realizzazione di un impianto a bioenergie, qualora si volesse creare contestualmente una filiera autonoma, è la dimensione della filiera. Da questo punto di vista è possibile ipotizzare i seguenti modelli di filiera:

1. **Filiera aziendale**, ossia la filiera su scala aziendale legata alle attività svolte dall'impresa agricola.
2. **Filiera composta**, ossia la filiera in cui, attraverso determinati accordi, viene istituito un meccanismo che assicura la fornitura di bioenergie, mettendo in comunicazione i produttori e i gestori degli impianti.
3. **Filiera integrata**, ossia la filiera in cui una società di cui fanno parte alcuni soggetti operanti nei diversi segmenti della filiera stessa è in grado di fornire energia (calore e/o energia elettrica) direttamente ad utenze pubbliche/private.

Per quanto riguarda il primo caso, gli impianti coinvolti sono quelli medio-piccoli, la cui dimensione dovrà essere tarata non solo sulla produzione della materia prima che avviene all'interno dell'azienda, ma anche sul fabbisogno energetico dell'azienda stessa. Tale dimensione, che normalmente porta alla realizzazione di impianti di piccole dimensioni (0.5- 1 MW di potenza) rappresenta certamente l'opzione più sostenibile da un punto di vista ambientale, risulta essere maggiormente accattivante per i produttori agricoli, i quali hanno modo di utilizzare direttamente il "prodotto" della filiera, e meglio si adatta alla tipologia aziendale di piccole e medie imprese che caratterizza il settore.

La filiera composta e la filiera integrata rappresentano invece due tipi di filiera in grado di raggiungere risultati più ampi in termini di riutilizzo di fonti rinnovabili, ma richiedono uno sforzo iniziale logistico-organizzativo particolarmente oneroso e possono essere attuate solo in presenza di più soggetti tra loro limitrofe. In questo senso, tutti i casi in cui è stato possibile creare una filiera diffusa rappresentano di fatto un unicum e sono difficilmente classificabili.

In generale, l'analisi della filiera è un aspetto fondamentale per determinare la sostenibilità ambientale di un nuovo impianto alimentato a bioenergie, in quanto permette di evitare la realizzazione di impianti che necessitino di risorse non disponibili non solo a livello regionale, ma in un ambito ancora più ristretto, evitando così gli impatti emissivi legati al trasporto della materia prima, problematica quanto mai attuale in Sardegna, dove, come riportato al paragrafo 0 della PREMessa, una parte significativa dei consumi attuali di biomasse solide e bioliquidi avviene sfruttando risorse extra-regionali

4. Indicazioni per gli impianti

4.1. Indicazioni per gli impianti a biomasse legnose

Le soluzioni impiantistiche particolarmente indicate per la valorizzazione delle biomasse solide si basano normalmente su processi di conversione termochimici quali:

- combustione;
- gassificazione;
- pirolisi;
- carbonizzazione.

Secondo le già citate “Linee guida per gli aspetti regolatori e normativi degli impianti di produzione da fonti rinnovabili” pubblicate da ENEA soltanto i due processi per la conversione in elettricità e calore della biomassa solida hanno raggiunto un elevato livello di maturità tecnologica e risultano pertanto attualmente i più diffusi per applicazioni su scala commerciale:

1. **Impianti per la cogenerazione termo-elettrica alimentati da biomasse ligno-cellulosiche** - Questi impianti sono quindi caratterizzati dalla presenza di un bruciatore ove l’energia chimica della biomassa viene convertita in calore e trasferita ad un vettore energetico utilizzato per far funzionare un motore termico, che aziona a sua volta un alternatore. La produzione di calore risulta prevalere rispetto alla produzione di energia elettrica, considerando che il rendimento della produzione di energia elettrica può variare entro limiti molto ampi (dal 10 al 30% dell’energia lorda immessa nell’impianto attraverso la biomassa), ma comunque non elevati. La frazione termica più importante, in una logica di cogenerazione, può essere ceduta per riscaldamento, tanto in ambito aziendale che extra aziendale. Gli usi possibili dell’energia termica all’interno di un’azienda possono essere ad esempio:

- la produzione di acqua calda per uso domestico (da riscaldamento e sanitaria);
- la produzione di acqua calda per uso zootecnico (lavaggio impianti di mungitura, cuccette per fattrici, preparazione di alimenti in frazione liquida o semiliquida);
- riscaldamento di essiccatoi e colture protette (serre e tunnel).

Le taglie tipiche di impianto per applicazioni con alimentazione della caldaia con biomasse legnose vanno da qualche MWe a 50 MWe. È possibile realizzare installazioni di potenza anche maggiore ma allo stato attuale, a livello nazionale, non vengono solitamente superati questi limiti soprattutto per ragioni di carattere autorizzativo e organizzativo, nonché di gestione della filiera di approvvigionamento della biomassa. Nella tabella seguente, estratta sempre dalle Linee guida di ENEA, si riportano le principali caratteristiche funzionali e gli indicatori prestazionali che caratterizzano questo tipo di impianti.

Tabella 10 _ Principali caratteristiche funzionali degli impianti di cogenerazione a biomassa legnosa (Fonte: ENEA, 2019)

IMPIANTI TRADIZIONALI DI COGENERAZIONE A BIOMASSA LEGNOSA	
Indicatore	Prestazione
Potenza elettrica netta	5÷50 MWe
Potenza termica resa	15÷150 MWth
Rendimento globale	fino a 85%
Fluido utilizzato	Acqua
Condizioni massime di esercizio	450°C, 80 bar
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - elevata affidabilità di esercizio - elevato numero di ore di utilizzo dell'impianto - moderati oneri di manutenzione - costi di investimento relativamente bassi
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - sensibile riduzione del rendimento ai carichi parziali - impianto complesso - scarsa flessibilità a seguire le variazioni di carico - per la gestione e generalmente richiesto personale patentato e il presidio dell'impianto in continuo - taglie minime molto grandi per impianti di cogenerazione - solitamente richiedono caldaie "fuori serie"

2. Impianti di cogenerazione a ciclo ORC (Organic Rankine Cycle) – Rispetto alla precedente tipologia, attraverso una serie di accorgimenti tecnici questa tipo di impianti risulta di più semplice conduzione ed è applicabile anche in contesti caratterizzati da dimensioni più contenute. La differenza principale sta nel fatto che la turbina a vapore viene sostituita da una turbina in cui circola un fluido (olio diatermico) che a sua volta viene riscaldato attraverso il processo di combustione della biomassa. Nella tabella successiva se ne riassumono le principali caratteristiche.

Tabella 11 _ Principali caratteristiche funzionali degli impianti di cogenerazione a ciclo ORC a biomassa legnosa (Fonte: ENEA, 2019)

IMPIANTI DI COGENERAZIONE A CICLO ORC A BIOMASSA LEGNOSA	
Indicatore	Prestazione
Potenza elettrica netta	125÷3'000 kWe
Potenza termica resa	500÷15'000 kWth
Rendimento globale	fino a 80%
Fluido utilizzato	Fluido organico
Condizioni massime di esercizio	320°C, 30 bar

IMPIANTI DI COGENERAZIONE A CICLO ORC A BIOMASSA LEGNOSA	
Indicatore	Prestazione
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - assenza di vapore acqueo, semplificazione tecnologica e burocratica - bassa manutenzione - trasportabile in container - rendimento elettrico costante ai carichi parziali - funzionamento automatizzato e controllabile in remoto - elevata affidabilità - turbina a bassa velocità, accoppiamento con alternatore - senza riduttore di giri
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - alto costo di investimento - necessita di avere una caldaia con circuito ad olio diatermico (acqua surriscaldata per potenze piccole) - smaltimento dell'olio diatermico esausto

Relativamente agli impianti termici alimentati a biomassa solida, non si ritiene necessario riportare particolari indicazioni dal punto di vista tecnologico, trattandosi di impianti già largamente diffusi sul territorio regionale. Si ricorda tuttavia che a livello regionale non è ammessa l'installazione di impianti di classe inferiore a 3 stelle, secondo la classificazione prevista dal D.M. n°186/2017 e che dal 2020 i nuovi impianti dovranno appartenere alla classe 4 stelle o superiore.

Seguono alcuni approfondimenti puntuali per gli impianti termici civili esistenti e per i nuovi impianti, ricavati dalla normativa tecnica disponibile.

4.1.1. Indicazioni per gli impianti termici civili esistenti

Per quel che riguarda gli impianti esistenti, si fornisce di seguito un elenco non esaustivo di indicazioni per la corretta conduzione e manutenzione degli impianti termici privati: l'adozione di tali accorgimenti consentirà di sfruttare al meglio la potenzialità della biomassa scelta, riducendo contemporaneamente le emissioni in atmosfera e la quantità di combustibile utilizzato per riscaldare l'ambiente. Per gli impianti termoelettrici e/o cogenerativi si ritiene infatti che i piani di manutenzione e monitoraggio previsti dalle procedure autorizzative in essere contengano tutte le indicazioni necessarie a garantire un corretto uso delle bioenergie impiegate.

MANUTENZIONE

La manutenzione è l'insieme delle operazioni utili a preservare nel tempo le prestazioni degli apparecchi e/o dei componenti ai fini della sicurezza, della funzionalità e del contenimento dei consumi di energia. Le tempistiche per la manutenzione di ciascun apparecchio/componente sono riportate dai fabbricanti di apparecchi e componenti dell'impianto termico nei libretti d'uso e manutenzione. La manutenzione deve essere effettuata conformemente alle prescrizioni e con la periodicità prevista nelle istruzioni tecniche rilasciate dalla ditta installatrice dell'impianto termico o dal fabbricante degli apparecchi.

In particolare, per quanto riguarda la pulizia di un apparecchio alimentato a biomassa legnosa, stufa, termostufa o caldaia che sia, tale aspetto rientra negli obblighi previsti dal D.P.R. 74/2013. La norma di riferimento per la pulizia del camino è invece la UNI 10847. Si rimanda inoltre alla normativa regionale in materia, in particolar modo alle Linee Guida regionali in materia di prestazione energetica in edilizia, approvate con DGR n°58/10 del 27/11/2018 (art. 16 “Requisiti degli impianti termici” e art. 23 “Controllo, manutenzione e verifica dell’efficienza degli impianti termici”).

ACCENSIONE

Di seguito si riportano alcuni consigli che permettono di migliorare l’efficienza del generatore di calore durante la fase di accensione:

- Per i **generatori alimentati a legna**:
 - occorre privilegiare l’utilizzo di legna secca (contenuto idrico inferiore al 20%), stagionata almeno 2 anni, non trattata con colle o vernici e di dimensioni adeguate all’impianto;
 - è consigliato l’uso di ciocchi di legna spaccata, non tonda, di lunghezza uniforme e tale da lasciare spazio tra i ciocchi e le pareti della camera di combustione, senza riempire eccessivamente il focolare, avendo cura di impilarli in modo ordinato;
 - si suggerisce di lasciare la presa d’aria completamente aperta prima di accendere e durante la combustione, chiudendola solo al termine della combustione, mentre la brace si sta esaurendo e la fiamma non è più visibile;
- Per i **generatori alimentati a pellet** è necessario acquistare solo pellet certificato.
- Per i **caminetti** e le **stufe** si consiglia di accendere il fuoco dall’alto, disponendo sopra la catasta quattro ciocchi più fini “a castello”, facilitando l’accensione con appositi accendifuoco, possibilmente naturali, in modo tale che la fiamma si sviluppi dall’alto verso il basso, in maniera più lenta rispetto all’accensione dal basso, ma con emissioni più controllate e di minore entità.

COMBUSTIONE

Di seguito si riportano alcuni accorgimenti da seguire durante la fase di combustione della biomassa legnosa:

- si consiglia di tenere chiuso lo sportello del generatore, stufa o caminetto che sia, regolando il calore con la quantità di legna nel focolare;
- dato che il rendimento dei caminetti aperti è molto basso e che tale configurazione favorisce la dispersione di sostanze inquinanti nell’ambiente interno, si suggerisce di procedere alla chiusura con vetri appositi e che le stufe e le caldaie agiscano solo a sportello chiuso;
- deve essere favorito il prelievo di aria comburente dall’esterno o, in alternativa, prevedere ricambi d’aria aggiuntivi per il locale di installazione;

- si suggerisce di verificare che la fiamma sia sempre vivace e che il fumo prodotto non sia denso e scuro (il fumo dovrebbe diventare invisibile una volta che la combustione si è avviata correttamente);
- la ricarica del generatore deve avvenire riempiendo il focolare, per mantenere sempre la più alta temperatura di combustione possibile, evitando di immettere legna sulla fiamma viva;
- sebbene la chiusura del flusso di aria durante la combustione allunghi la durata della fiamma, tale comportamento è causa di maggiori emissioni e minori rendimenti, con il rischio di formazione di grumi di creosoto, una sostanza simile al catrame, che può infiammarsi all'improvviso esplodendo e/o danneggiando localmente parti dell'impianto, fino a provocarne l'incendio;
- è necessario togliere periodicamente la cenere accumulata, che va gestita come rifiuto solido urbano.

4.1.2. Indicazioni provenienti dal Conto Termico

Il Conto Termico è lo strumento di incentivazione entrato in vigore nel 2013 grazie al D.M. 28/12/2012 e successivamente aggiornato con il D.M. 16/02/2016 che incentiva interventi per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili (FER) per impianti di piccole dimensioni. I beneficiari di tale iniziativa sono principalmente le Pubbliche amministrazioni, ma anche imprese e privati, i quali possono accedere ad incentivi volti a favorire la diffusione delle FER termiche.

Le Regole Applicative che accompagnano il Decreto contengono prescrizioni specifiche per ogni tipologia di intervento, volte a favorire l'installazione di impianti caratterizzati da alti livelli di efficienza energetica. In particolar modo, per l'intervento 2.B *"Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW"* vengono fornite indicazioni utili ai fini delle presenti Linee Guida, di seguito riportate:

1. È richiesta l'installazione su tutti i corpi scaldanti di elementi di regolazione di tipo modulante agente sulla portata, tipo valvole termostatiche a bassa inerzia termica, salvo specifici casi ove risultano presenti dispositivi che permettono una regolazione analoga o in cui è verificata l'impossibilità tecnica all'installazione.
2. È necessaria l'installazione di efficaci sistemi di contabilizzazione individuale dell'energia termica utilizzata per la conseguente ripartizione delle spese, nel caso di impianti centralizzati a servizio di molteplici unità immobiliari e/o edifici.
3. È obbligatoria almeno una manutenzione biennale per tutta la durata dell'incentivo. La manutenzione deve essere effettuata sul generatore di calore e sulla canna fumaria.
4. Nel caso di caldaie a biomassa è richiesto che:

- a. sia presente la certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 303-5 classe 5;
 - b. nel caso di caldaie con potenza inferiore o pari a 500 kWt, il rendimento termico utile (%) non sia inferiore a $87 + \log(PN)$, dove PN è la potenza nominale dell'apparecchio; nel caso di potenze superiori, il rendimento termico utile non deve essere inferiore all'89%, attestato da una dichiarazione del produttore del generatore nella quale deve essere indicato il tipo di combustibile utilizzato;
 - c. le emissioni in atmosfera non siano superiori a quanto riportato nella tabella 15 del D.M., che prevede differenti valori di emissione in base alla tipologia di apparecchio (da 20 a 40 mg/Nm³ per il particolato primario) così come certificate da un organismo accreditato, in base al pertinente metodo di misura indicato in tabella 16 del Decreto;
 - d. venga installato un sistema di accumulo termico dimensionato secondo la EN 303-5:2012 nel caso di caldaie con alimentazione manuale del combustibile o, per le caldaie con alimentazione automatica del combustibile, almeno caratterizzato da un volume di accumulo pari a 20 dm³ per ogni kWt. Nel caso di caldaie automatiche a pellet, va previsto in ogni caso un volume di accumulo, tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dal costruttore e/o dal progettista;
 - e. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2, ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del d.lgs. n. 152/2006 e s.m. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet.
5. Nel caso di stufe e termocamini a pellet è richiesto che:
- a. sia presente la certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 14785;
 - b. il rendimento termico utile sia maggiore dell'85%;
 - c. le emissioni in atmosfera non siano superiori a quanto riportato nella tabella 15 del Decreto, come certificate da un organismo accreditato, in base al pertinente metodo di misura prevista dalla tabella 16 del Decreto;
 - d. il pellet utilizzato sia certificato da un organismo di certificazione che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2, incluso il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X,

Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del D.lgs. n. 152/2006 e successive modificazioni.

6. Nel caso di termocamini a legna si richiede che:
 - a. siano installati esclusivamente in sostituzione di camini o termocamini, sia a focolare aperto che chiuso, o stufa a legna, indipendentemente dal fluido termovettore;
 - b. siano certificati di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13229;
 - c. il rendimento termico utile sia maggiore dell'85%.
 - d. le emissioni in atmosfera non siano superiori a quanto riportato nella tabella 15 del Decreto, come verificate da un organismo accreditato, in base al pertinente metodo di misura prevista dalla tabella 16 del Decreto;
 - e. l'utilizzo di eventuali altre biomasse combustibili, purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del d.lgs. n. 152/2006 e s.m., avvenga solo nel caso in cui siano ugualmente certificate le emissioni in atmosfera nei limiti previsti al sopra citato punto.
7. Nel caso di stufe a legna è infine richiesto che:
 - a. sia presente la certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13240;
 - b. il rendimento termico utile sia maggiore dell'85%;
 - c. le emissioni in atmosfera non siano superiori a quanto riportato nella tabella 15 del Decreto, come certificate da un organismo accreditato, in base al pertinente metodo di misura di cui alla tabella 16 del Decreto;
 - d. l'utilizzo di eventuali altre biomasse combustibili, purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del d.lgs. n. 152/2006 e s.m., avvenga solo nel caso in cui siano ugualmente certificate le emissioni in atmosfera nei limiti previsti al sopra citato punto.

Per quanto riguarda le biomasse ammesse, il D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte quinta, Allegato X, parte II, Sezione 4 paragrafo 1 lettera d) prevede le seguenti: *“Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldata di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti”.*

La biomassa impiegata come combustibile può essere autoprodotta a condizione che il Soggetto Responsabile appartenga a una delle seguenti categorie:

- imprenditore agricolo professionale (IAP);
- conduttore di boschi o terreni agricoli (in proprietà, affitto o usufrutto);

- impresa nel settore boschivo iscritta negli elenchi regionali/provinciali (provvista di patentino forestale);
- assegnatario di uso civico di legnatico;
- impresa del settore artigianale o industriale iscritta alla CCIAA che, per caratteristica del proprio ciclo produttivo, disponga di biomasse legnose vergini.

4.1.3. Best Available Techniques

La Commissione Europea ha pubblicato nel 2017 un documento contenente le conclusioni del gruppo di lavoro costituito per individuare le migliori tecniche disponibili (Best Available Techniques) per i grandi impianti a combustione (potenza maggiore di 15 MW). Pur riguardando impianti decisamente più grandi rispetto a quelli a cui sono rivolte le presenti linee guida, si ritiene interessante richiamare alcuni contenuti, di seguito riportati.

EFFICIENZA ENERGETICA

Nella tabella seguente si elencano alcune tecniche particolarmente indicate per l'aumento dell'efficienza energetica nel caso di impianti alimentati a biomassa.

Tabella 12 _ Raccolta delle BAT più significative in termini di efficienza energetica, contenute nella decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31 luglio 2017 (Fonte: Commissione Europea, 2017 – Elaborazione degli autori)

BAT 12 – Efficienza energetica delle unità di combustione		
Tecnica	Descrizione	Applicabilità
Sistema di controllo avanzato	Uso di un sistema automatico informatizzato per controllare l'efficienza di combustione e supportare la prevenzione e/o la riduzione delle emissioni. Ciò presuppone anche il ricorso ad un monitoraggio di elevata prestazione.	Generalmente applicabile
Ottimizzazione della combustione	Misure adottate per massimizzare l'efficienza della conversione dell'energia, ad esempio nel forno/caldaia, riducendo contemporaneamente al minimo le emissioni (in particolare di CO). L'ottimizzazione si ottiene con una combinazione di tecniche, compresi la corretta progettazione delle apparecchiature di combustione, l'ottimizzazione della temperatura (ad esempio, una miscelazione efficace del combustibile e dell'aria di combustione) e i tempi di permanenza nella zona di combustione, così come l'utilizzo di un sistema di controllo avanzato.	Generalmente applicabile

BAT 12 – Efficienza energetica delle unità di combustione		
Tecnica	Descrizione	Applicabilità
Disponibilità della CHP	Misure adottate per consentire l'esportazione successiva di una quantità utile di energia termica verso un carico termico esterno al sito in modo da ottenere una riduzione di almeno 10 % nel consumo di energia primaria rispetto alla generazione separata di energia termica ed elettrica. Ciò presuppone individuare e mantenere l'accesso ai punti specifici del sistema a vapore dai quali può essere estratto il vapore, nonché rendere disponibile uno spazio sufficiente per consentire la successiva installazione di elementi quali tubature, scambiatori di calore, una maggiore capacità di demineralizzazione dell'acqua, impianti caldaie in stand-by e turbine a contropressione. La componentistica, i sistemi ausiliari, strumentali e di controllo sono idonei a ricevere adeguamenti. Deve anche essere possibile il collegamento della turbina a contropressione in una fase successiva.	Generalmente applicabile
Preessiccamento del combustibile	Riduzione del tenore di umidità del combustibile prima della combustione per migliorare le condizioni di combustione	Applicabile alla combustione di biomassa e/o torba subordinatamente ai vincoli imposti dal rischio di combustione spontanea (ad esempio, il tenore di umidità della torba è mantenuto al di sopra del 40 % durante l'intera catena di approvvigionamento). L'installazione a posteriori di dispositivi di preessiccamento negli impianti esistenti è subordinata al valore calorifico extra ottenibile e alle caratteristiche di progettazione della caldaia o alla configurazione dell'impianto

Dal punto di vista dell'efficienza energetica degli impianti di produzione elettrica, per unità nuove le BAT prevedono:

- un rendimento elettrico netto compreso tra 33.5% e 38%;
- un consumo totale netto di combustibile compreso tra il 73% e il 99%.

POLVERI

Nella tabella seguente si elencano alcune tecniche particolarmente indicate per la riduzione delle emissioni di polveri negli impianti alimentati a biomassa.

Tabella 13 _ Raccolta delle BAT più significative in termini riduzione delle emissioni di polveri, contenute nella decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31 luglio 2017 (Fonte: Commissione Europea, 2017 – Elaborazione degli autori)

BAT 26 – Riduzione delle emissioni in atmosfera di polveri e metalli		
Tecnica	Descrizione	Applicabilità
Filtro a manica	I filtri a manica sono costituiti da un tessuto poroso o feltrato attraverso il quale sono fatti passare i gas per rimuoverne le particelle. Il tessuto di cui è formato il filtro a maniche deve essere scelto in funzione delle caratteristiche dell'effluente gassoso e della temperatura di funzionamento massima.	Generalmente applicabile
Precipitatore elettrostatico (ESP)	Il funzionamento dei precipitatori elettrostatici si basa sulla carica e la separazione delle particelle sotto l'effetto di un campo elettrico. I precipitatori elettrostatici possono funzionare in condizioni molto diverse. La loro efficienza di abbattimento dipende in genere dal numero di campi, dal tempo di permanenza (dimensioni), dalle proprietà catalitiche e dai dispositivi di rimozione di particelle a monte. Gli ESP comportano generalmente da due a cinque campi, quelli più moderni (ad alta prestazione) fino a sette.	Generalmente applicabile
Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)	Tecnica o combinazione di tecniche di depurazione che consente di rimuovere gli ossidi di zolfo dagli effluenti gassosi mediante vari processi che generalmente sfruttano un sorbente alcalino per catturare la SO ₂ in stato gassoso e trasformarla in stato solido. Nel processo di depurazione a umido i composti gassosi sono dissolti in un liquido idoneo (acqua o soluzione alcalina). È possibile ottenere la rimozione simultanea dei composti solidi e gassosi. A valle dello scrubber a umido, gli effluenti gassosi sono saturati di acqua ed è necessaria una separazione delle goccioline prima di procedere al rilascio di questi effluenti. Il liquido risultante dalla depurazione a umido è inviato ad un impianto di trattamento delle acque reflue e la materia insolubile è raccolta mediante sedimentazione o filtrazione.	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500
Multicicloni	Serie di sistemi di abbattimento delle polveri, assemblati in uno o più involucri, che separano le particelle dai gas vettore utilizzando le forze gravitazionali.	Generalmente applicabile

Dal punto di vista emissivo delle polveri, le BAT prevedono per impianti nuovi di potenza inferiore ai 100 MW concentrazioni di inquinanti nelle emissioni pari a 2-5 mg/Nm³.

4.2. Indicazioni per gli impianti a bioliquidi

Per quanto riguarda gli impianti a bioliquidi, pur considerando che tali impianti non risultano di particolare interesse ai fini delle presenti Linee guida, come emerge dagli indirizzi della Parte I, si ritiene tuttavia importante richiamare la Norma UNI 11163:2018 *“Biocombustibili liquidi - Oli e grassi animali e vegetali, loro intermedi e derivati e oli e grassi esausti recuperati - Classificazione e specifiche ai fini dell’impiego energetico o per la produzione di biodiesel”*, entrata in vigore nel marzo 2018. Tale norma definisce la classificazione e le specifiche degli oli e dei grassi animali e vegetali, dei loro principali intermedi e derivati nonché degli oli e grassi esausti recuperati ai fini del loro utilizzo quali combustibili per la produzione di energia o materie prime per la produzione di biodiesel.

In aggiunta, nel luglio 2018 sono state date ulteriori indicazioni relativamente al tema della compatibilità e sostenibilità ambientale dei bioliquidi attraverso la Norma UNI EN 16214-3:2018, *“Criteri di sostenibilità per la produzione di biocarburanti e bioliquidi per applicazioni energetiche - Principi, criteri, indicatori e verificatori - Parte 3: Aspetti ambientali e di biodiversità inerenti le finalità di protezione della natura”*. Questo documento definisce le procedure, i criteri e gli indicatori per attestare che la produzione, la coltivazione e la raccolta delle materie prime impiegate per produrre biocarburanti e bioliquidi avvengano in conformità con i requisiti legali o di altro tipo previsti per la produzione di materie prime nelle aree con finalità di protezione della natura, la raccolta di materie prime da pascoli secondari (non naturali) caratterizzati da elevata biodiversità e la coltivazione e la raccolta nelle torbiere. La nuova Norma si applica anche alla produzione, coltivazione e raccolta di biomassa per la produzione di biocarburanti e di bioliquidi.

4.3. Indicazioni per impianti a biogas/biometano

4.3.1. Premessa

Per quanto riguarda gli impianti a biogas, a livello nazionale il Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB), nell’ambito del progetto ISAAC (*“Increasing Social Awareness and ACceptance of biogas and biomethane”*, ovvero aumentare la consapevolezza e l’accettazione sociale su biogas e biometano) ha pubblicato numerosi documenti tecnici che forniscono spunti interessanti per la realizzazione di nuovi impianti (si vedano in particolare il documento *“Deliverable D4.3: Linee guida per realizzare impianti per la produzione di biogas/biometano ‘fatti bene’”*).

Il biogas, costituito prevalentemente da metano (almeno il 50%) e anidride carbonica, si origina in seguito a un processo di degradazione di materiale organico di origine vegetale e animale ad opera di batteri (digestione anaerobica). Può essere prodotto dai rifiuti urbani conferiti in discarica (RSU) o dalla loro frazione organica, fanghi di depurazione, deiezioni animali, scarti di macellazione, scarti organici agro-industriali, residui colturali, colture energetiche. Avendo un ottimo potere calorifico, si presta a una valorizzazione energetica per combustione diretta in caldaia oppure in motori endotermici accoppiati a generatori elettrici per la produzione di elettricità o per la cogenerazione di elettricità e calore. A seguito

dei recenti sviluppi normativi, risulta poi interessante l'immissione diretta in rete del biogas sotto forma di biometano, dopo apposito processo di purificazione ed upgrading. Nella figura seguente si riporta uno schema esaustivo del processo di produzione e utilizzazione del biogas.

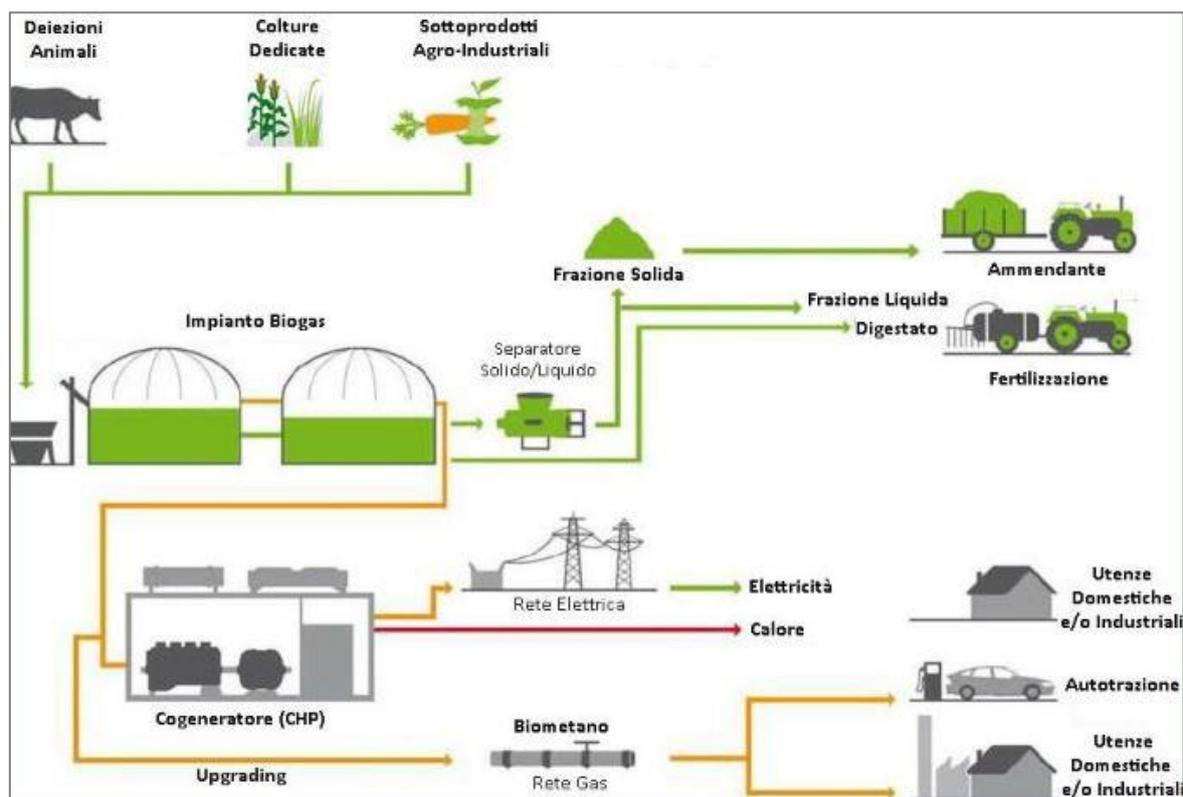


Figura 3 _ Schema di un impianto per la produzione di biogas/biometano (Fonte: AA.VV., elaborazione Consorzio Italiano Biogas, 2012)

Nei paragrafi successivi si restituiscono alcuni approfondimenti sia sulle tecniche per ottimizzare il processo di produzione del biogas, sia per un corretto sfruttamento del biogas prodotto, fornendo in conclusione alcune indicazioni relative ad alcune misure di mitigazione che consentono di minimizzare gli effetti negativi legati a questo tipo di impianti.

4.3.2. Le biomasse utilizzabili

Le biomasse utilizzabili come materia prima per la produzione di biogas possono essere di diversi tipi ma, in generale, sono caratterizzate da un buon contenuto di acqua e carbonio e dall'assenza di sostanze capaci di inibire i microorganismi che intervengono nel processo di fermentazione. Di seguito si riporta un breve excursus per descrivere le caratteristiche delle principali tipologie.

SCARTI DELL'INDUSTRIA AGROALIMENTARE

L'industria agroalimentare produce continuamente scarti, sia durante la semplice preparazione dei vegetali per il consumo fresco (ad es. bucce e residui di pelatura di pomodoro e frutti, scarti in ingresso alle linee di produzione che non rispettano gli standard minimi di qualità, etc.), sia durante i processi di trasformazione dei prodotti agricoli. Gli scarti più utilizzati per la produzione di biogas sono principalmente il siero di latte,

altri residui dell'industria casearia, gli scarti della lavorazione della frutta (come succhi o bucce) e gli scarti dell'industria della carne (grassi, sangue, contenuto stomacale e ruminale, viscere).

Gli scarti dell'industria agroalimentare possono essere classificati in due tipologie:

- Biomasse di *origine vegetale*, caratterizzate da:
 - elevato contenuto di sostanza organica a fronte di modeste concentrazioni di azoto;
 - contenuto di umidità elevato ma variabile nel tempo e tendenza ad acidificare velocemente: tali aspetti non permettono lunghi tempi di conservazione;
 - produzione concentrata in periodi di tempo molto limitati (forte stagionalità).
- Biomasse di *origine animale*, caratterizzate da:
 - elevato contenuto di sostanza organica e contenuto di azoto mediamente alto;
 - potere metanigeno mediamente elevato;
 - difficoltà di conservazione;
 - produzione regolare nel tempo.

Alcune tipologie di scarto, non particolarmente adatte alla fermentazione a causa dell'elevata acidità o alla presenza di polifenoli, possono ugualmente essere utilizzati in codigestione con altre biomasse più performanti, purché non costituiscano la maggior parte della materia prima di partenza.

SISTEMI COLTURALI E PRODUZIONE DI BIOMASSA

L'approvvigionamento di bioenergie può avvenire sfruttando solamente i residui colturali disponibili o integrando tale risorsa attraverso la realizzazione di colture dedicate a ciclo breve e medio, da localizzare in porzioni di terreno agricolo o aree incolte, purché idonee, che permettano di garantire continuità nella disponibilità della materia prima. In particolare, le colture erbacee maggiormente consigliate a fini agro-energetici sono:

- *Sorgo zuccherino*, caratterizzato da un elevato ritmo di crescita che porta a produrre anche 20-30 t/ha all'anno di biomassa secca;
- *Canna comune*, è in assoluto la specie più produttiva, come rivelato da diverse prove poliennali condotte in Toscana, Emilia-Romagna e Sicilia (fonte: MiPAAF, 2014), con produzioni medie di sostanza secca pari a 25-40 t/ha, ma è anche caratterizzata da elevati costi di impianto e da una produttività limitata nel primo anno;
- *Panico*, caratterizzato da un accostamento prolungato e significativo, resiste alla siccità e alle elevate temperature ma è sensibile al freddo;
- *Girasole*, utilizzato per la produzione di olio vegetale, con specie apposite i cui acheni contengono anche più del 45% di olio, è però caratterizzato da un elevato consumo idrico;

- *Colza*, il cui seme contiene circa il 40% di olio che, opportunamente trattato può essere trasformato in biodiesel.

A fianco di queste colture, ci sono poi le colture legnose, quali pioppi, salici, robinie e eucalipto.

Se da un lato la filiera aziendale consente una gestione più razionale degli scarti e delle superfici da destinare alla coltivazione di colture energetiche, dall'altro impone piani agronomici diversificati favorendo l'interruzione di scelte monoculturali con l'introduzione di colture dedicate, evitando di nuocere alla fertilità dei terreni e alla loro stabilità. È necessaria quindi una particolare attenzione a tutti gli aspetti e le fasi della produzione agricola: i vari sottoprodotti del settore agro-alimentare, infatti, possono essere a loro volta impiegati come fonte di energia rinnovabile, così come i residui delle trasformazioni bio-energetiche potrebbero trovare utile impiego all'interno dei settori zootecnico o agricolo, per l'alimentazione animale ovvero per l'apporto di sostanza organica e nutrienti nelle pratiche agronomiche.

Si sottolinea che, per evitare conflitto tra le attuali produzioni agricole destinate all'alimentazione umana e animale e la diffusione di colture energetiche, i nuovi impianti dovranno valorizzare in primis le bioenergie ricavabili dagli scarti già disponibili e, solo allo scopo di integrare tali risorse qualora non risultino essere disponibili in modo continuativo, individuare aree non utilizzate o a minor potenziale produttivo per l'agricoltura da destinare alle colture energetiche necessarie per il funzionamento a pieno regime dell'impianto.

EFFLUENTI ZOOTECNICI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA

Il problema della corretta gestione dei reflui, contenenti cospicue quantità di nutrienti, in particolare di azoto, si è posto con lo sviluppo degli allevamenti intensivi e la concentrazione dei capi di bestiame su limitate superfici aziendali, eventualmente "senza terra". L'impatto ambientale degli effluenti zootecnici è legato a questo elevato contenuto di nutrienti e si esplica principalmente a carico dell'aria (con emissioni di ammoniaca e di gas serra) e dell'acqua (con rilascio di fosforo e azoto ammoniacale e nitrico nei corpi idrici superficiali e profondi), e nelle diverse fasi dell'allevamento, dal momento della produzione del refluo a quello della sua destinazione finale. Tale dinamica ha quindi portato nel tempo all'obbligo di richiedere un'autorizzazione integrata ambientale per gli allevamenti zootecnici e avicoli con più di un certo numero di capi.

Gli effluenti zootecnici, soli o in associazione con scarti agricoli, residui dell'agroindustria e colture energetiche rappresentano peraltro una fonte di energia rinnovabile il cui interesse è andato crescendo negli ultimi anni. L'indubbio vantaggio del trattamento anaerobico degli effluenti zootecnici risiede da un lato, nella possibilità di generare energia rinnovabile mediante fermentazione di biomasse organiche altrimenti considerate quali residui da smaltire, dall'altro di operare un trattamento in grado di ridurre il volume e l'impatto ambientale e potenziarne altresì le caratteristiche chimico-fisiche, al fine di riutilizzarne i sottoprodotti in ambito agricolo. Tale aspetto, legato alla possibilità di utilizzare il prodotto della

digestione anaerobica come un fertilizzante in grado di riportare al suolo quanto dal suolo viene tolto, in termini di sostanza organica e di elementi nutritivi, risulta di particolare interesse in quanto permette di chiudere efficacemente il ciclo biogeochimico del suolo, garantendone la conservazione delle riserve energetiche e nutritive.

La produzione di energia da fonti rinnovabili si basa essenzialmente su due gruppi di tecnologie: processi biochimici, come la digestione anaerobica, e processi termochimici (incinerazione, gassificazione e pirolisi).

La digestione anaerobica è un processo biologico complesso attraverso il quale la sostanza organica viene trasformata in biogas. Tale tecnica è comunemente utilizzata anche nel trattamento dei liquami zootecnici, in miscela con colture energetiche, con residui organici agro-industriali e anche con la frazione organica dei rifiuti urbani (co-digestione). I coprodotti della digestione anaerobica degli effluenti zootecnici rivestono interesse come fertilizzanti e sono classificabili in:

- residui ispessiti o solidi (“palabile”), rimossi prima dell’immissione dei liquami nel reattore di digestione o più frequentemente dopo la fase di digestione, possono essere destinati alla produzione di compost;
- digestato, cioè il residuo dal processo di trasformazione della sostanza organica in biogas.

Le forme prevalenti d’azoto nei coprodotti sono quella proteica e ammoniacale (ammonio e ammoniaca). Soluzioni attualmente disponibili o attualmente oggetto di ricerca per l’abbattimento del carico d’azoto nel digestato sono rappresentate da:

- idrolisi delle proteine e strippaggio dell’ammoniaca derivata e presente nel biogas (processo termico fisico);
- precipitazione chimica dei sali d’ammonio;
- nitrificazione/denitrificazione;
- processi biologici innovativi (ad esempio, Anammox).

In un’ottica di fertilizzanti rinnovabili, le tecniche di abbattimento della concentrazione di azoto presente nei digestati non solo consentirebbero di minimizzare i costi e le emissioni derivanti dalla produzione ed dall’approvvigionamento di fertilizzanti azotati di sintesi (che sempre più spesso derivano da mercati extra-europei), ma anche di recuperare acqua direttamente immettibile nel sistema idrico superficiale.

I processi termochimici, a differenza della digestione anaerobica, sono in grado di convertire in energia verde quasi tutto il carbonio contenuto nell’effluente, producendo elettricità e/o calore mediante sistemi di cogenerazione che possono prevedere la combustione diretta della bioenergia, la gassificazione o la pirolisi. Per gli effluenti zootecnici è stato dimostrato che l’efficienza di conversione energetica da effluente a combustibile è fortemente dipendente dallo stato fisico della biomassa dell’effluente e, in particolare, dal suo contenuto in sostanza secca (migliora all’aumentare del contenuto in sostanza secca). Questo spiega come applicazioni del trattamento termico ad effluenti zootecnici siano state riportate in particolare per la pollina degli allevamenti avicoli, che ha un contenuto di umidità relativamente basso, e per letame

essiccato all'aria. Tuttavia, attraverso processi termochimici idonei a estrarre energia e molecole d'interesse industriale da biomasse ricche di umidità, è possibile ottenere prodotti profondamente trasformati nella loro natura chimica rispetto a quelli d'origine, tanto da poter essere definiti come "nanoprodotti".

4.3.3. Tecnologie per la produzione del biogas

La velocità di degradazione della sostanza organica utilizzata per la produzione di biogas rappresenta uno dei parametri più importanti, soprattutto perché occorre tenerne conto per dimensionare correttamente la volumetria dei digestori e orientare la scelta delle tecnologie impiantistiche. Il pre-trattamento della materia prima consente di accelerare il processo di degradazione e al contempo aumentare la flessibilità degli impianti, dando la possibilità di modificare nel tempo il piano di approvvigionamento dell'impianto stesso. In particolare, le tecniche di pre-trattamento si suddividono in:

- **Metodi fisico-meccanici**, che hanno lo scopo di ridurre la pezzatura delle particelle solide componenti la biomassa, aumentando la superficie di contatto con gli enzimi batterici durante l'idrolisi. Rientrano tra questi metodi la triturazione, la macinatura, ma anche l'uso di ultrasuoni (soprattutto nel caso di flussi liquidi);
- **Trattamenti ad alta temperatura**, quali ad esempio il pretrattamento termico a 160°C, che permette la solubilizzazione della lignina, o la cosiddetta "Steam-explosion", che utilizza vapore ad altissima temperatura, sottoponendo ad una pressione maggiore di 10 bar la biomassa, provocando l'esplosione delle membrane cellulari;
- **Utilizzo di composti chimici alcalini**, che rompono i legami chimici delle frazioni fibrose;
- **Trattamenti biologico-enzimatici**.

Anche dal punto di vista dell'impianto vero e proprio di digestione anaerobica sono disponibili differenti tecnologie, classificate in diverso modo:

- Per **tenore di sostanza secca**, in base al quale si distinguono:
 - Digestione a umido (sostanza secca inferiore al 10%, utilizzata per liquami zootecnici);
 - Digestione a secco (sostanza secca superiore al 20%);
 - Digestione a semi-secco (per valori intermedi).
- Per **modalità di alimentazione del substrato**, in base al quale si distingue tra impianti a carica singola (Batch) o ad alimentazione continua (la più comune).
- In base alla modalità con cui avvengono i diversi **stadi di trattamento** del processo di fermentazione (idrolisi, acidogenesi, acetogenesi, metanogenesi), così distinti:
 - mono-stadio: le varie fasi avvengono in un unico reattore;

- bi-stadio: le varie fasi avvengono in due reattori, il primo dei quali è responsabile dei primi tre stadi. Tale configurazione permette di ottenere rese maggiori)
- In base alla **temperatura**, che può essere:
 - Tra 35 e 50° C (condizione mesofile);
 - Tra 50 e 55°C (condizioni termofile);
 - Tra 10 e 25°C (condizioni psicrofile, raramente utilizzato).

Per completare il quadro, si segnala che le tecnologie impiantistiche più diffuse in Italia risultano essere:

- Digestore a umido continuamente miscelato (CSTR, “Completely stirred tank reactor”);
- Digestore a secco con flusso a pistone (“Plug-flow Anaerobic Digester).

4.3.4. Usi del biogas

Nella maggior parte degli impianti attualmente esistenti il biogas prodotto viene utilizzato all’interno di **motori endotermici in grado di operare in assetto cogenerativo**, producendo quindi calore e energia meccanica trasformata poi in energia elettrica. Un motore di questo tipo riesce ad operare con un rendimento che può arrivare all’85%, di cui il 40% destinato alla produzione di energia elettrica. Il biogas utilizzato deve però essere sottoposto ad alcuni trattamenti che ne riducano il contenuto di acqua (separatori di condensa), idrogeno solforato (rimozione biologica, filtri, lavaggio con idrossido di sodio), idrocarburi alogenati e silossani (Filtri a carboni attivi).

Lo sfruttamento del biogas per la **produzione di biometano** prevede invece un processo di “upgrading” che consenta di ridurre la presenza di anidride carbonica e altre impurità: nella tabella seguente si riportano le differenti tecnologie disponibili, i vantaggi e gli svantaggi di ciascuna nonché la loro efficienza.

Tabella 14 _ Confronto tra le diverse tecnologie disponibili per l’upgrading del biogas (Fonte: Atti del convegno “L’economia del biometano: vincoli e opportunità del contesto regionale alla luce del recente decreto” organizzato dalla Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche il 5/07/2019)

CONFRONTO TRA TECNOLOGIE DI UPGRADING			
Tecnica	Vantaggi	Svantaggi	Recupero del metano
Assorbimento con pressione oscillante	- processo consolidato - non richiede calore per la rigenerazione	- consumi elettrici elevati (fino a 0.35 kWe/mc) - perdite elevate	96-98%
Lavaggio con acqua	- processo consolidato - semplicità di processo - costo molto basso del solvente	- consumi elettrici elevati (fino a 0.33 kWe/mc) - elevate pressioni (4-10 bar)	96-98%
Lavaggio fisico	- elevata solubilità e carico del liquido di lavaggio - piccole dimensioni richieste agli impianti	- consumi elettrici elevati (fino a 0.30 kWe/mc) - perdite elevate - elevate pressioni (4-10 bar) - energia necessaria per la rigenerazione - trattamento del solvente	96-98%

CONFRONTO TRA TECNOLOGIE DI UPGRADING			
Tecnica	Vantaggi	Svantaggi	Recupero del metano
		organico	
Lavaggio chimico	- consumi elettrici ridotti (0.06-0.17 kWe/mc) - alta selettività - perdite ridotte di metano	- consumi termici elevati (fino a 0.8 kWth/mc) - trattamento del solvente organico	96-99%
Separazione con membrane	- piccole portate - modularità	- consumi elettrici elevati (fino a 0.33 kWe/mc) - alti costi delle membrane	96-98%
Separazione criogenica	- elevata purezza del metano - agevole riciclo della CO ₂	- costi elevati - consumi elevati di energia	97-98%

4.3.5. Misure di mitigazione

Per quanto riguarda eventuali misure di mitigazione, alcuni spunti interessanti provengono dai suggerimenti forniti da Arpa Emilia-Romagna per gli impianti a biogas (Fonte: "Impianti a biogas - Documento divulgativo sulle problematiche delle emissioni in atmosfera convogliate e diffuse"). In particolare modo, nel caso di impianti di digestione anaerobica il problema degli odori potrebbe essere particolarmente importante e riguarda soprattutto le fasi di:

- A. Ricezione e stoccaggio delle biomasse organiche in attesa del loro caricamento nell'impianto;
- B. Conversione energetica del biogas;
- C. Trattamento e stoccaggio del digestato prodotto.

Tuttavia, eventuali impatti negativi si possono manifestare solo nel caso di deficitaria progettazione o realizzazione dell'impianto e/o inadeguata gestione degli impianti e possono essere efficacemente prevenuti o notevolmente mitigati mediante l'adozione di particolari accorgimenti costruttivi, di opportuni dispositivi di abbattimento degli inquinanti e di una corretta pratica gestionale.

A. Ricezione e stoccaggio delle biomasse organiche in attesa del loro caricamento nell'impianto.

I sistemi di stoccaggio variano notevolmente a seconda della tipologia di biomassa e del grado di fermentescibilità di questa; in particolare si possono distinguere due categorie:

- Insilati: stoccaggio su platea, come da pratica agricola consolidata per questo tipo di processo.
- Sottoprodotti di origine vegetali: devono essere previsti accorgimenti di tipo gestionale e impiantistico atti a ridurre il potenziale impatto odorigeno.

Il corretto stoccaggio dei sottoprodotti di origine vegetale può essere garantito attraverso i seguenti presidi/accorgimenti impiantistici:

1. Stoccaggio in vasche/contenitori chiusi e a tenuta.

2. Opportuno trattamento dell'aria esausta; nel caso di silos per biomasse non palabili (es liquami zootecnici, melasso, ecc.), si suggerisce l'adozione di impianti di trattamento dell'arie esauste posti sugli sfiati (es. filtri carboni attivi).
3. Aree di stoccaggio pavimentate o con superficie impermeabilizzata, sagomata in modo da favorire il rapido sgrondo di eventuali percolati, anche questi potenziali fonti di odore.

Ulteriori misure di tipo gestionale possono essere:

4. Limitare al massimo i tempi di stoccaggio dei sottoprodotti di origine vegetali, in attesa del loro caricamento al digestore, al fine di prevenire fenomeni di anaerobiosi, fonte primaria di emissioni maleodoranti (tempo massimo per lo stoccaggio pari a 72 ore).
5. Evitare imbrattamenti dei piazzali per perdite di materiale solido o di percolato.
6. Utilizzare in tutte le fasi (trasporto, carico, scarico) pompe e tubazioni a prova di tenuta assoluta.

B. Conversione energetica del biogas

La fase di avvio dell'impianto può costituire una fase critica per le emissioni di odori, in quanto il biogas prodotto non ha sufficiente contenuto di metano per essere inviato al cogeneratore o per essere bruciato nella torcia di emergenza. Per evitare che tale biogas venga immesso in atmosfera tal quale senza subire idoneo trattamento, si può prevedere:

1. Utilizzo di combustibili supplementari (es. GPL) per sostenere la torcia;
2. Trattamento delle emissioni prima del loro scarico in atmosfera in un impianto di abbattimento dedicato (es. cartucce con filtri a carbone attivo)

A regime, il cogeneratore è assoggettato al rispetto di limiti indicati dal Dlgs 152/2006 (con obbligo di un controllo al camino almeno annuale secondo le prescrizioni fissate dalla vigente normativa nazionale).

Sono previsti anche controlli semestrali/annuali per verificare l'efficacia degli ulteriori impianti di abbattimento presenti ed in particolare per il biofiltro, utilizzato in questi impianti proprio per ridurre le emissioni odorigene, per il quale vengono definiti parametri di esercizio e valori limiti agli odori, anche se la normativa nazionale non ha fornito ad oggi alcun limite di legge.

C. Separazione e stoccaggio digestato.

Per contenere il potenziale impatto odorigeno che potrebbe derivare dallo stoccaggio del digestato e/o delle frazioni solide e chiarificate risultanti da un eventuale trattamento di separazione, si possono individuare i seguenti presidi/ cautele impiantistiche:

1. Vasca di stoccaggio del digestato preferibilmente coperta e dotata di contestuale aspirazione del volume d'aria presente tra il pelo del liquido e la copertura.
2. Reimmissione dell'aria aspirata nell'impianto per l'utilizzo energetico oppure convogliamento ad un impianto di trattamento (in genere un biofiltro per il quale sono fissati dei limiti agli odori ed alla concentrazione di ammoniaca).

3. Stoccaggio della frazione palabile del digestato in area coperta con tettoia e tamponature laterali.

Nel caso in cui sia previsto un trattamento di separazione dei digestati in due frazioni (solido e chiarificato) con centrifughe a forte efficienza, tale operazione deve essere eseguita in ambienti completamente chiusi e in depressione, con aspirazione e trattamento dell'aria esausta in impianto di biofiltrazione (anche in questo caso con fissazione di limiti agli odori e all'ammoniaca).

4.3.6. Indicazioni per lo sviluppo dei progetti

Sulla base dell'esperienza autorizzativa maturata negli impianti biogas e valorizzando le indicazioni contenute nelle *Linee guida per la realizzazione impianti per la produzione di biogas/biometano "fatti bene" (Progetto ISAAC)* si forniscono di seguito gli indirizzi per lo sviluppo di progetti di impianti a biogas/biometano da seguire in Regione Sardegna.

IDEA PROGETTUALE

Preliminarmente è necessario sviluppare l'idea del progetto che si intende realizzare raccogliendo dati e informazioni per effettuare valutazioni qualitative riguardo alla disponibilità dei substrati, all'individuazione del sito, alle dimensioni dell'impianto e alla sua producibilità (energia/biometano producibile), alla gestione del digestato, all'investimento da sostenere (considerando anche eventuali agevolazioni esistenti), alla forma legale per la costituzione e alla conduzione dell'impianto. La fase si conclude con la decisione o meno di proseguire nel progetto.

LO STUDIO DI FATTIBILITÀ

La seconda fase del processo consiste nello studio di fattibilità comprendente l'analisi costi-benefici economica, energetica ed ambientale che l'impianto di digestione anaerobica comporta.

I principali temi da affrontare sono:

- 1) inserimento dell'impianto all'interno di un'azienda;
- 2) dimensionamento del digestore e dei relativi accessori tecnologici di gestione e di controllo;
- 3) modalità di conversione energetica;
- 4) gestione del digestato;
- 5) analisi finanziaria dell'investimento.

Le motivazioni per l'inserimento di un impianto di biogas all'interno di un'azienda possono essere diverse (utilizzo energetico degli scarti e sottoprodotti, autosufficienza energetica, gestione degli effluenti zootecnici in esubero). Prima di decidere è opportuno valutare le diverse possibilità di produzione e utilizzo del biogas per le condizioni presenti in azienda e i possibili rischi, nonché la compatibilità del processo con la gestione degli effluenti in corso e con i vincoli fissati dai piani agronomici di spandimento del digestato. Qualora si decida di proseguire ulteriormente nel progetto si dovranno analizzare le diverse opzioni e dettagli tecnici per la fornitura dei substrati e la produzione e utilizzo del biogas, per valutare la sostenibilità economica nel lungo periodo e accettabilità un punto di vista ambientale e sociale.

Per il dimensionamento del digestore devono essere considerate:

- la disponibilità complessiva e temporale delle biomasse;
- la qualità delle biomasse e la loro gestione (stoccaggi e manodopera per il carico/scarico);
- il tipo di processo (temperatura, tipo di miscelazione, necessità di ricircolo, eventuali pretrattamenti).

Si deve poter quantificare i diversi tipi di substrati disponibili durante l'anno e la possibilità di ricevere substrati da altre aziende presenti nelle vicinanze e se hanno necessità di pretrattamenti prima dell'utilizzo. Deve essere data priorità all'impiego di sottoprodotti e scarti aziendali e alle colture di secondo raccolto. Tuttavia la possibilità di reperire sottoprodotti e rifiuti a costi contenuti nelle vicinanze dell'impianto non deve essere trascurata, poiché permette di abbattere il costo di produzione del biogas e di massimizzare i benefici economici. Le biomasse stagionali (quali gli scarti colturali e agroalimentari e le colture energetiche) devono poter essere utilizzate per la maggior parte dell'anno e quindi necessitano di un investimento per le strutture di stoccaggio. La scelta dei substrati dipende anche della produttività della matrice in termini di biogas prodotto per unità di peso. La conoscenza del dato di produzione potenziale di biogas della biomassa e del suo contenuto di sostanza secca permette di calcolare il costo unitario del biogas producibile (€/mc) elemento principale per la definizione del digestore.

Successivamente per il dimensionamento del digestore è necessario determinare il **carico organico volumetrico**, la quantità di sostanza organica che mediamente si ritiene possa essere caricata giornalmente nell'impianto. In linea generale, la suddivisione del digestore in più compartimenti consente di ottenere rese maggiori; all'aumentare della temperatura il processo diventa più efficiente, ma allo stesso tempo più delicato, richiedendo una maggiore professionalità da parte del gestore.

Riguardo l'uso del biogas prodotto, l'analisi di fattibilità deve considerare la quantità e la qualità del biogas, le caratteristiche del cogeneratore, le possibili tipologie di upgrading e destinazioni d'uso del biometano e le opzioni per l'utilizzo del calore.

La percentuale di metano (e quindi di contenuto energetico) varia in funzione della composizione delle diverse matrici caricate e della stabilità del processo digestivo. Al fine di poter utilizzare tutto il biogas prodotto, la potenza elettrica installata (o la capacità di upgrading) e il volume di stoccaggio del gasometro devono tenere conto delle fermate per la manutenzione ordinaria o per punte di produzione di biogas.

Nel caso di impianto per la produzione di biometano, la scelta della destinazione d'uso dipenderà dalle condizioni del sito di produzione e da un'analisi incrociata dei criteri di incentivazione esistenti.

Si deve sempre valutare la possibilità di utilizzare il calore utile prodotto dall'impianto all'interno dell'azienda (riscaldamento degli ambienti e dell'acqua) o all'esterno (serre, abitazioni o aziende limitrofe).

Lo studio di fattibilità deve affrontare i seguenti aspetti inerenti la gestione del digestato:

- trattamento eventuale di separazione solido-liquido e/o riduzione del contenuto di azoto;
- stoccaggi;
- utilizzazione agronomica e compatibilità con le esigenze colturali aziendali.

Si deve valutare se è possibile distribuire il carico totale di azoto presente nel digestato interamente nei terreni a disposizione dell'azienda e ipotizzare processi idonei alla riduzione dell'azoto nel digestato per ridurre la necessità di superficie di spandimento.

L'ultimo passo è l'analisi finanziaria intesa come definizione contabile di tutte le voci, attive e passive, del flusso di cassa. Normalmente le voci passive da considerare sono la manutenzione ordinaria e straordinaria delle attrezzature, la manodopera relativa alla gestione delle biomasse e per la gestione ordinaria dell'impianto, l'assistenza tecnica esterna, imprevisti e spese generali. Costituiscono invece voci attive: la vendita dell'energia prodotta, la valorizzazione dell'energia autoconsumata, l'energia termica e gli eventuali ricavi da conferimenti acquisiti o evitati (sottoprodotti o rifiuti, digestato), eventuali incentivi.

BUSINESS PLAN

Questa fase di sviluppo del processo è delicata poiché prevede da parte del proponente la decisione finale sulla tipologia di impianto e il dettaglio di ogni aspetto del progetto scelto, nonché la redazione di un documento finale utile a banche e autorità per il permitting e/o la concessione di finanziamenti. Sulla base del lavoro svolto nelle fasi precedenti si deve eseguire una comparazione tra diverse soluzioni possibili e valutare vantaggi e svantaggi.

Il business plan deve contenere almeno i seguenti elementi:

- descrizione sommaria del progetto;
- illustrazione del tipo di azienda e presentazione dell'imprenditore;
- analisi SWOT;
- descrizione degli aspetti tecnici del progetto (approvvigionamento della materia prima, quantità richieste, trasporto e stoccaggio dei substrati, tecnologie adottate e garanzie date ai fornitori, necessità di manodopera per la fase operativa, ecc.);
- fattibilità economica (analisi finanziaria, fabbisogno finanziario e relative coperture, redditività attesa dell'investimento, fattori di rischio che possono influenzare negativamente la redditività, finanziamenti richiesti e eventuali garanzie prestabili);
- valutazione dell'impatto ambientale del progetto;
- autorizzazioni ottenute e quelle ancora da ottenere;
- piano temporale di sviluppo delle attività.

Nel business plan devono essere individuati e discussi tutti i punti critici del progetto in maniera da addivenire alla fase di realizzazione su una base solida prevenendo i rischi di una pianificazione inadeguata.

PROGETTO

Nella fase di progettazione oltre gli elaborati classici, quali relazioni tecniche ed elaborati grafici, il progetto di un impianto a biogas/biometano deve contenere i seguenti gli elaborati specialistici che di seguito sono descritti valorizzando i contenuti dello studio *Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a*

biogas in Provincia di Bolzano (TIS – Techno Innovation Alto Adige S.C.p.A. Provincia autonoma di Bolzano; Ministero delle Politiche Agricole, Agrarie e Forestali - Programma Nazionale Biocombustibili - 2011).

A. Valutazioni dispersione emissioni

Almeno per i parametri NO_x, PM 2.5 e PM10 e IPA nell'intorno dell'impianto (da 500 m a qualche km in funzione dell'altezza del camino e della spinta dei fumi).

B. Bilancio di massa

Il bilancio è articolato in 2 distinte fasi del processo: la digestione anaerobica della biomassa tal quale, con produzione del biogas e dei residui di processo e la valorizzazione del biogas o in alternativa la sua conversione in biometano.

Per quanto riguarda il bilancio della fase di digestione, le sostanze in ingresso al processo sono rappresentate dai substrati base, dai co-fermenti e, nel caso di impianto a FORSU, dall'acqua di processo. Il flusso delle sostanze in uscita dal processo di digestione comprende il digestato, il biogas, l'eventuale acqua di processo (qualora distinguibile dal digestato) ed eventuali sostanze che non contribuiscono al processo di digestione, separate dalla biomassa fresca a monte del suo ingresso nel digestore.

Residuo del processo di valorizzazione del biogas sono dei gas di scarico ad elevata temperatura, la cui portata massica corrisponde alla somma delle portate di biogas e aria di combustione.

C. Bilancio energetico

L'analisi del bilancio energetico dell'impianto ha l'obiettivo di quantificare gli effettivi benefici energetici prodotti dal processo di digestione anaerobica della biomassa, al netto dei consumi associati alle diverse fasi di trasporto della biomassa, trattamento, digestione e smaltimento dei residui di processo. Nel caso di colture dedicate vanno detratti anche i consumi per produzione della biomassa.

I confini del sistema preso a riferimento per il bilancio energetico sono quindi rappresentati, a monte dalla fase di raccolta (e produzione nel caso di biomasse da colture dedicate) e trasporto della biomassa fresca all'impianto, a valle dalla fase di trasporto dei residui di processo ai luoghi di smaltimento che spesso consiste nel trasporto del digestato per il successivo spargimento nei campi e nel trasporto dei fanghi di processo in un impianto di compostaggio.

Di seguito descritte più nel dettaglio le diverse fasi del processo.

- Produzione della biomassa. Il consumo energetico associato alla messa a dimora e crescita delle biomasse da colture dedicate.
- Raccolta e trasporto della biomassa. Il consumo energetico associato al trasporto della biomassa fresca dai conferenti all'impianto calcolato sulla base delle distanze tra luoghi di produzione e impianto di trattamento. Dalla conoscenza del numero di trasporti all'anno e del consumo medio specifico di combustibile dei mezzi impiegati per il trasporto si determina il consumo annuo complessivo di carburante.

- Consumo elettrico dell'impianto. La quantità di energia elettrica complessivamente richiesta per la gestione dell'impianto, dalla fase di pretrattamento della biomassa, alla movimentazione della stessa all'interno, all'alimentazione della sala di controllo e gestione dell'impianto. Il consumo complessivo è pari alla somma dell'energia elettrica prodotta dall'impianto ed autoconsumata, e di quella prelevata dalla rete.
- Consumo termico dell'impianto. Il processo di digestione anaerobica della biomassa necessita di energia termica allo scopo di mantenere l'ambiente all'interno del reattore ad una temperatura idonea per la crescita batterica. Buona parte del calore recuperato dai generatori a biogas viene quindi autoconsumato per il processo, mentre la restante quota è resa disponibile ad eventuali utenze termiche presenti in zona. Qualora il calore recuperato non fosse sufficiente per mantenere il processo alla temperatura richiesta, viene prodotto ulteriore calore mediante caldaie di integrazione.
- Trasporto residui del processo. Tra i residui di processo vengono considerati, oltre al digestato in uscita dal digestore, anche eventuali sostanze separate dalla biomassa in ingresso nelle fasi iniziali di pretrattamento. La stima del fabbisogno energetico per il trasporto del digestato è condotta sulla base della distanza dall'impianto a biogas, del numero di trasporti all'anno e del consumo specifico di combustibile.
- Produzione energetica. Il biogas prodotto nel processo di digestione anaerobica della biomassa viene combusto in unità di generazione o cogenerazione, dove viene prodotta energia elettrica e recuperato calore attraverso i sistemi di raffreddamento dell'olio motore, delle camicie e dei gas di scarico.

Considerando i rendimenti medi dei generatori e/o motori si determina la quota di energia termica contenuta nel biogas effettivamente trasformata in energia elettrica e quella recuperata dai circuiti di raffreddamento. Si determina altresì la quota parte del calore contenuto nel biogas non recuperabile e dispersa nell'ambiente sotto forma di calore residuo nei gas di scarico e calore irradiato dalle parti ad alta temperatura del generatore. L'energia elettrica prodotta è impiegata direttamente per alimentare le utenze elettriche dell'impianto; le eccedenze cedute alla rete. Il calore recuperato viene in parte autoconsumato dall'impianto mentre quello in eccesso può essere valorizzato mediante cessione a terzi o, in assenza di utenze termiche, dissipato in atmosfera.

In sintesi, a fronte dell'energia elettrica e/o termica utile, immessa in rete o ceduta a terzi, la filiera di produzione, raccolta, trasporto lavorazione della biomassa per la successiva produzione e valorizzazione del biogas necessita di una serie di consumi energetici che, in un bilancio complessivo, vanno a diminuire l'utile energetico netto dell'operazione. Per uniformare le diverse forme di energia è necessario esprimerle nella forma omogenea (es. Tep) impiegando opportuni fattori di conversione.

D. Bilancio ambientale

Lo scopo del Bilancio Ambientale è definire gli impatti ambientali generati dagli impianti.

Devono essere quantificate sia le emissioni connesse alla realizzazione ed esercizio dell'impianto sia quelle prodotte in uno scenario di gestione tradizionale della biomassa. I quantitativi di gas emessi negli scenari di gestione tradizionale sono conteggiati come emissioni risparmiate, in quanto evitate grazie alla valorizzazione alternativa della biomassa negli impianti a biogas. Deve essere pertanto ricostruito un bilancio tra emissioni prodotte ed emissioni risparmiate. Come confine del sistema di riferimento si deve considerare l'intera filiera del processo dalla raccolta della biomassa fresca (nel caso di biomasse da colture agricole anche quelle per la messa a dimora ed accrescimento) allo spargimento nei campi del digestato.

La metodologia adottata per la definizione del bilancio ambientale del processo di produzione e valorizzazione del biogas è conforme agli standard internazionali ISO 14040 (LCA). Il bilancio ambientale comprende in generale le ripercussioni sull'ambiente (soprattutto emissioni) da parte di tutte le fasi di lavoro all'interno di un processo produttivo, così come le ripercussioni generate nella produzione degli strumenti, dei macchinari e dei vettori energetici materialmente necessari allo svolgimento delle diverse fasi di lavoro. Nel caso del processo di produzione del biogas, tutti i componenti dell'impianto a biogas e le emissioni generate per la loro produzione, compresa la realizzazione stessa dell'impianto. Vengono conteggiate nel bilancio ambientale anche le emissioni che risultano dalla lavorazione delle matrici introdotte nell'impianto e dalla gestione di quest'ultimo. Il bilancio ambientale deve contenere almeno l'analisi dei gas ad effetto serra (CO_2 , CH_4 , N_2O , NH_3). Le emissioni possono essere espresse nel bilancio in termini di CO_2 -equivalente riferita alla quantità di energia elettrica prodotta ($\text{g CO}_2\text{-eq/kWh}$). Nella trasformazione in CO_2 -equivalente viene considerato il diverso potenziale di effetto serra (GWP - Greenhouse Warming Potential) dei gas, riferito ad un orizzonte temporale di 100 anni.

Il calcolo del bilancio ambientale si svolge in due fasi:

- Nella prima fase sono state calcolate le emissioni di gas climalteranti generate durante la gestione dell'impianto a biogas (comprese le emissioni per la realizzazione dell'impianto).
- Nella seconda fase sono quantificate le emissioni che verrebbero generate nel corso di un tradizionale processo di gestione della biomassa. Poiché l'esercizio dell'impianto a biogas consente di risparmiare tali emissioni, queste vengono conteggiate come dei crediti per l'impianto a biogas.

In sintesi deve essere calcolata la differenza tra le emissioni prodotte da un impianto a biogas e le emissioni che verrebbero comunque rilasciate in uno scenario di gestione tradizionale della biomassa che costituisce il sistema di riferimento variabile in funzione della tipologia di biomassa introdotta nell'impianto. Ad esempio nel caso di impianto zootecnico il sistema di riferimento è rappresentato dallo stoccaggio dei liquami e del letame presso l'allevatore e il loro successivo spargimento nei campi mentre nel caso di impiego dell'umido proveniente dalla raccolta differenziata, il sistema di riferimento è rappresentato dal trasporto in un impianto di compostaggio e dal processo di decomposizione aerobica della biomassa.

Per impianti alimentati da reflui zootecnici non sono da considerare le emissioni connesse alla fase di allevamento del bestiame in quanto la matrice in ingresso è un prodotto di scarto del processo, e non sarebbe corretto ascrivere all'impianto biogas emissioni che verrebbero prodotte comunque.

Deve essere assunto un sistema di riferimento anche per la produzione di energia elettrica e calore (ossia deve essere definito in quale maniera queste due forme di energia vengano prodotte in uno scenario tradizionale nel cosiddetto "mix nazionale") o per l'approvvigionamento e distribuzione del gas naturale nel caso del biometano.

Le emissioni devono essere espresse per unità di produzione (es g CO₂ eq/kWhe, g CO₂ eq/mc biometano) e per unità di biomassa trattata (g CO₂ eq/kg-biomassa).

Di seguito sono descritte più nel dettaglio le emissioni di gas ad effetto serra generate in corrispondenza di alcune fasi particolari del processo di produzione del biogas.

Stoccaggio effluenti zootecnici.

Nel caso di impianto alimentato da effluenti zootecnici, le emissioni di CH₄ durante lo stoccaggio del letame liquido e solido presso gli allevatori dipendono dalla percentuale di biomassa in grado di decomporsi in maniera anaerobica. Pertanto la tipologia e la temperatura dello stoccaggio hanno un particolare influsso sulle emissioni di metano. Se la biomassa viene stoccata come un prodotto liquido si genera per lo più un processo di digestione anaerobica e viene pertanto prodotta una significativa quantità di CH₄. Se gli scarti vengono trattati come sostanza solida (cumuli di letame o anche sparsi in prati e pascoli) il processo di digestione ha luogo in condizioni aerobiche, con minore produzione di CH₄.

Per quanto riguarda le emissioni di N₂O si deve distinguere tra emissioni dirette ed indirette. Le emissioni dirette riguardano il processo di nitrificazione (ossidazione batterica dell'ammoniaca NH₃ a nitrato NO₃) e denitrificazione dell'azoto (l'azoto presente nei nitrati viene convertito in azoto molecolare N₂) negli effluenti da allevamento. La quantità delle emissioni durante lo stoccaggio dipendono dal contenuto di nitrati e carbonio nella biomassa, nonché dalla tipologia e durata dello stoccaggio. La nitrificazione è responsabile delle emissioni di N₂O dai liquami di allevamento e ha luogo durante la fase di stoccaggio della biomassa in presenza di una quantità sufficiente di ossigeno. Nitriti e nitrati sono poi trasformati in N₂O e N₂ attraverso il processo naturale di denitrificazione.

Le emissioni indirette sono causate dalle perdite di azoto in forma di ammoniaca e di NOx. L'ammoniaca in atmosfera viene successivamente trasformata in parte in N₂O.

Trasporto della sostanza fresca

Il calcolo delle emissioni di CO₂ durante il trasporto della biomassa fresca dai conferenti all'impianto a biogas, dipende dal mezzo di trasporto e deve essere attentamente valutato.

Realizzazione dell'impianto a biogas

Le emissioni di gas climalteranti durante la realizzazione dell'impianto a biogas sono da ricondursi soprattutto all'impiego (e quindi alla produzione) di acciaio e cemento. I componenti dell'impianto a biogas

sono in prima linea il fermentatore con il sistema di alimentazione o il pre-stoccaggio, il post digestore e la vasca di stoccaggio del digestato, oltre all'unità di generazione (o cogenerazione) o in alternativa alla sezione di upgrading per la produzione di biometano.

Esercizio dell'impianto a biogas

Le emissioni connesse all'esercizio sono riconducibili soprattutto alle emissioni derivanti dal consumo di energia elettrica. L'energia elettrica in un impianto a biogas è impiegata per l'alimentazione dei mescolatori, delle pompe e del sistema di supervisione e controllo. Diversi studi indicano che durante l'esercizio di un impianto a biogas mediamente il 10% (percentuale anche maggiore per i piccoli impianti) dell'energia prodotta viene impiegata per la gestione dell'impianto. Le emissioni sono calcolate sulla base dei fattori di emissione associati all'energia prelevata riferito al mix elettrico nazionale per cui si rimanda alle pubblicazioni Ispra (es. Fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei).

Produzione di biogas

Durante l'esercizio di un impianto non si possono escludere emissioni di biogas causate da organi non perfettamente a tenuta ermetica in ragione delle tecniche e dai materiali utilizzati (es. gasometro, sistemi di caricamento del substrato, collegamenti tra tubazioni o valvole di sicurezza contro le sovrappressioni).

Valorizzazione del biogas

L'utilizzazione del biogas nelle unità di generazione (o cogenerazione) è associata a diversi effetti sull'ambiente; l'emissione di CO₂ legata alla combustione del biogas può essere considerata neutrale dal punto di vista del contributo all'effetto serra e pertanto non essere considerata nel bilancio. Sono di particolare importanza altresì le emissioni di ossidi di azoto (NO_x), metano, monossido di carbonio (CO) e ossidi di zolfo.

Si possono verificare dispersioni di metano incombusto attraverso i gas di scarico. Tale dispersione dipende dal contenuto di metano nei gas di combustione, dalla qualità realizzativa del motore e dalla potenza dell'unità. Un eventuale trattamento dei gas di scarico può ridurre tale tipo di emissioni.

Post-stoccaggio

Di seguito indicazioni inerenti il digesto derivante da effluenti zootecnici basati su diversi studi.

I substrati digeriti hanno in genere meno carbonio facilmente degradabile rispetto ai liquami non digeriti, e ciò riduce le emissioni di CH₄ nella fase di stoccaggio. Valori di pH più elevati assieme al maggior contenuto di NH₄⁺ nei residui di co-fermentazione porta a perdite di NH₃ potenzialmente maggiori rispetto ai liquami non digeriti. Le emissioni di N₂O sono non significative nel bilancio complessivo dei gas climalteranti.

In seguito alla digestione anaerobica si verificano cambiamenti nelle proprietà del liquame, che possono ripercuotersi nella produzione di gas da parte del liquame da stoccare: diminuzione della sostanza organica (circa del 40%), aumento dei valori del pH, aumento della temperatura e aumento del contenuto di ammoniaca che porta all'aumento delle emissioni di ammoniaca.

La liberazione di gas dipende dalle sostanze contenute nel liquame e dalle relative proprietà fisiche (ad es. densità, tensione di vapore, diffusività). Quanto più la densità di un gas differisce da quella dell'aria e quanto maggiore è la costante di diffusione, tanto più velocemente viene emessa tale sostanza. L'aumento del contenuto di NH_4^+ nel letame e nei liquami determina maggiori perdite di ammonio. Il contenuto di composti solubili dell'azoto (ad esempio urea) dipende dalla tipologia di animale. Deiezioni suine hanno un maggiore contenuto di azoto in forma solubile rispetto a quelle bovine.

La liberazione di gas in traccia è influenzata anche da fattori esterni (ad es. temperatura, velocità del vento). Al crescere del riempimento del serbatoio di stoccaggio la superficie del liquame viene maggiormente investita dai flussi d'aria, così che anche lo strato d'aria presente al di sopra della superficie di stoccaggio viene trasportato via. Con il riscaldamento del liquame liquido viene incrementata l'attività batterica e con essa la produzione di emissioni. Verifiche sperimentali hanno mostrato che le emissioni di ammoniaca da stoccaggio di liquami in estate sono tre volte maggiori che in inverno.

La formazione di gas dipende fortemente dalla fornitura di ossigeno al liquame. In condizioni anaerobiche dei liquami si formano metano, anidride carbonica e ammoniaca mentre nella decomposizione aerobica di sostanza organica prevale la sua trasformazione in ammoniaca, anidride carbonica e acqua. In campo aerobico e semiaerobico dei surnatanti possono aver luogo processi di nitrificazione e, a seguito della formazione di composti di azoto ossidati, anche processi di denitrificazione. Entrambi i processi portano alla formazione di N_2O .

Spargimento

Per gli effluenti zootecnici le emissioni climalteranti durante lo spargimento del digestato sono riconducibili al trasporto della biomassa dai contadini ai campi ed alla decomposizione della biomassa in humus.

Le emissioni durante il trasporto sono state stimate sulla base dei diversi siti, della distanza media di trasporto per lo spargimento. Tali emissioni danno un contributo secondario al bilancio complessivo più marcata invece quelle relativa alla decomposizione del digestato in humus.

Per il digestato da effluenti zootecnici è dimostrato come la tecnica di spargimento del digestato, sia sui prati che sui campi coltivati, eserciti un'influenza nella produzione di emissioni per le diverse delle tipologie di gas. Quanto più il digestato viene iniettato in profondità nel terreno, tanto più basse siano le emissioni di ammoniaca (NH_3) e maggiori quelle di diossido di diazoto (N_2O).

Un miscelamento dei residui di co-fermentazione con la terra nel caso di spargimento nei campi e iniezione nel caso di prati portano alle minori emissioni.

La digestione di liquame zootecnico non porta ad un aumento delle emissioni quanto piuttosto, tendenzialmente ad una diminuzione del potenziale di effetto serra per le emissioni di gas climalteranti dovute allo spargimento di concime.

La biomassa digerita mostra le minori emissioni di gas climalteranti durante la fase di stoccaggio e spargimento. La riduzione della CO_2 -equivalente rispetto ai liquami freschi è in misura pari al 60-75%.

Soprattutto l'assenza del metano rappresenta la differenza più sostanziale tra le due sostanze dovuta al precedente processo di produzione di metano, svolto nel digestore anaerobico. La quantità di metano emesso nella fase di spargimento può essere messa in diretto collegamento con il grado di degradabilità della sostanza organica: quanto minore è il tempo di permanenza nel digestore, tanto maggiore è la produzione di metano nella fase di stoccaggio e spargimento del digestato.

LA FASE OPERATIVA

Durante la conduzione dell'impianto dovrà essere redatto il **Registro aziendale tracciabilità delle bioenergie** che contiene la registrazione in continuo dell'origine quantità e caratteristiche per ogni tipologia di bioenergie per l'alimentazione dell'impianto impiegata; il registro rappresenta l'attuazione del piano di alimentazione dell'impianto previsto dall'articolo 7 (contenuti mini dell'istanza) di cui alle Linee guida per l'autorizzazione unica ai sensi dell'articolo 12 del d.lgs. n. 387 del 2003 (allegato a alla d.g.r 3/25 del 23.01.2018).

DIGESTATO

Il digestato è un utile sottoprodotto della digestione anaerobica di matrici organiche e si presenta come un materiale fluido, con particelle solide in sospensione, avente caratteristiche chimico-fisiche e agronomiche tali da poterlo considerare un buon fertilizzante. La digestione anaerobica, infatti, determina una riduzione della sostanza organica meno stabile, ma non riduce i quantitativi di azoto e fosforo e mineralizza parte dell'azoto organico in azoto ammoniacale rendendolo prontamente disponibile. Il digestato pertanto contiene elementi con proprietà fertilizzanti in forme prontamente disponibili, quali gli ioni ammonio e ortofosfato, e diverse altre forme di macro e microelementi fondamentali, quali fosforo, ioni di potassio, di calcio, di magnesio e solfati, in un sistema equilibrato e stabilizzato fra le componenti liquida e solida.

In base ai flussi in ingresso, il digestato viene distinto secondo la legislazione vigente in agrozootecnico, (prodotto cioè con paglia, sfalci, potature, materiale agricolo derivante da colture agrarie, effluenti di allevamento, materiale agricolo e forestale non destinato al consumo alimentare) e agroindustriale (da acque reflue, residui di attività agroalimentare, acque di vegetazione dei frantoi e sanse umide, sottoprodotti di origine animale, oltre alle biomasse previste per quello agrozootecnico).

Esistono diversi trattamenti del digestato in uscita dall'impianto di digestione anaerobica:

Trattamenti Meccanici. Separazione della frazione liquida da quella solida, per una loro migliore gestione sia per il trasporto sia per lo stoccaggio o i trattamenti (frazione chiarificata). Le tecnologie disponibili sono Separatore rotante, Separatore a compressione elicoidale e Centrifuga.

La frazione solida ottenuta può essere essiccata mediante Evaporazione sotto vuoto o Essiccazione/Disidratazione. La frazione liquida (chiarificata) contiene composti solubili, tra cui l'azoto in forma ammoniacale (fino al 70-90% del totale dell'azoto), insieme a vari micro e macro elementi nutritivi in forma facilmente assimilabile; ha le caratteristiche di un fertilizzante minerale in soluzione acquosa a pronto effetto e può essere utilizzata per fertirrigazione.

Nella frazione solida (palabile), caratterizzata da un contenuto di sostanza secca solitamente maggiore del 20%, si concentra la sostanza organica non digerita, l'azoto organico e il fosforo; ha proprietà ammendanti, cioè in grado di apportare miglioramenti alla struttura del terreno rilasciandovi gradualmente i nutrienti

Trattamenti Fisico-Chimici. Gran parte dell'azoto viene estratto e trasferito in un "concentrato" solido, eventualmente utilizzabile come fertilizzante. I processi disponibili (Strippaggio, Precipitazione della struvite, Microfiltrazione e ultrafiltrazione, Ultrafiltrazione e Osmosi inversa) sono efficienti, ma costosi e necessitano di pretrattamenti a monte (separazione solido/ liquido, depurazione).

Trattamenti Biologici. (Fanghi attivi tradizionali con nitro-denitro, SHARON- ANAMOX, SBR, MBR, fitodepurazione). Riduzione della concentrazione di composti azotati, mediante la loro trasformazione biochimica in azoto molecolare allo stato gassoso (N_2). Sono processi energivori e costosi:

I trattamenti del digestato possono essere anche classificati in funzione della ripartizione e trasformazione dei nutrienti in Trattamenti conservativi, che non eliminano i nutrienti (N e P) ma agiscono ripartendoli in una frazione concentrata a volume ridotto che può essere esportata e valorizzata sul mercato e Trattamenti riduttivi, che Riducono il tenore di N trasformandolo in N_2 molecolare e quindi gassoso e inerte in atmosfera. Il digestato derivante dalla digestione anaerobica di determinati materiali ed utilizzato ai fini agronomici è da considerarsi sottoprodotto e quindi non rifiuto, secondo quanto disposto dalla Legge 134/12. Il Decreto MIPAAF del 25 febbraio 2016 aggiorna le regole ed i criteri per l'utilizzazione agronomica del digestato prodotto dagli impianti di digestione anaerobica.

La norma conferma che il digestato può essere escluso dalla disciplina dei rifiuti a condizione che:

- sia prodotto in impianti di digestione anaerobica autorizzati ed alimentati con effluenti di allevamento ed una serie di materie tra cui scarti vegetali ed alcuni scarti dell'agroindustria (per i nuovi impianti è concessa una limitata percentuale di colture dedicate);
- vi sia certezza di impiego agronomico;
- lo si possa usare direttamente, senza ulteriori trattamenti diversi dalle normali pratiche industriali quali la disidratazione, sedimentazione, chiarificazione, centrifugazione ed essiccazione, filtrazione, separazione solido liquido, strippaggio, nitrificazione denitrificazione, fitodepurazione;
- soddisfi le caratteristiche di qualità indicate all'Allegato IX, nonché le norme igienico-sanitarie e di tutela ambientale comunque applicabili.

L'utilizzo agronomico del digestato e delle sue frazioni è regolamentato dalla vigente Direttiva Nitrati che:

- regola i tempi di stoccaggio
- vieta l'uso nei periodi dell'anno in cui le condizioni climatiche non sono compatibili
- impone la redazione di un Piano di Utilizzo Agronomico (PUA) che, tenendo conto della tipologia dell'area di distribuzione delle colture in atto, regola le quantità effettivamente utilizzabili.