

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Analisi energetica di un impianto di produzione di
biometano avanzato da FORSU con recupero del calore
cogenerativo



Relatore:

Prof. Ing. M. C. Masoero

Candidato:

Salerno Lavinia

A.A. 2017/2018

Siate il meglio.

*Se non potete essere un pino sulla vetta del monte, siate un cespuglio nella valle,
ma siate il miglior piccolo cespuglio sulla sponda del ruscello.*

Se non potete essere una via maestra siate un sentiero.

Se non potete essere il sole siate una stella, non con la mole vincete o fallite.

Siate il meglio di qualunque cosa siate.

*Cercate ardentemente di capire a cosa siete chiamati
e poi mettetevi a farlo appassionatamente.*

Martin Luther King

Sommario

Abstract	6
Parte I	10
1 Prefazione	10
2 Storia ed evoluzione del quadro normativo	17
2.1 Strategia Energetica Nazionale.....	19
2.2 Sistemi per l'incentivazione del biometano in Italia	23
2.2.1 D.M. 5 dicembre 2013.....	26
2.2.2 D.M. 2 marzo 2018	29
3. Tecnologie di produzione del metano	39
3.1 Gassificazione e metanizzazione	39
3.2 Digestione anaerobica.....	41
3.2.1 Tipologie di digestori	48
4 Descrizione tecnica dell'impianto per il trattamento dei rifiuti	53
4.1 Il compost	55
4.2 Le materie prime.....	57
4.3 Digestore anaerobico e cogeneratore.....	62
4.4 Desolfurazione.....	63
4.5 Deumidificazione.....	65
4.6 Rimozione della CO ₂	66
4.7 Impianto trattamento aria.....	71
4.7.1 Scrubber a umido	71
4.7.2 Biofiltro	72
Parte II.....	73
5 Analisi energetiche.....	73
5.1 Contenuto d'acqua nel biogas.....	73

5.2	Potenza termica al digestore anaerobico.....	78
5.3	Cogeneratore.....	80
5.4	Gruppo frigo ad assorbimento	81
5.5	Gruppi di compressione.....	83
6	Analisi scenari di recupero termico	90
6.1	Deumidificazione.....	91
6.2	Raffreddamento biogas al desolforatore – Primo scenario.....	94
6.3	Raffreddamento biogas compresso – Secondo scenario.....	98
7	Valutazione tecnico - economica	103
8	Conclusioni	108
9	Bibliografia	112
10	Allegati.....	116

Abstract

Il presente lavoro di tesi ruota attorno alla tematica del biometano e sulle possibilità di ottimizzazione energetica all'interno di un impianto per la sua produzione da FORSU realizzato presso la società Ferplant, ramo operativo della holding Mondopower. La tesi può essere suddiviso in due parti. La prima parte è teorico-descrittiva e si pone l'attenzione sulla necessità di effettuare un "cambio di rotta" negli approvvigionamenti energetici per questioni ambientali. Per raggiungere gli obiettivi posti dall'Unione Europea riguardanti l'incremento nell'uso dei biocarburanti nei trasporti e per cercare di ridurre le importazioni estere di gas naturale, l'Italia ha deciso di adottare un nuovo sistema incentivante con il D.M. 2 marzo 2018. Il presente lavoro di tesi analizza il nuovo decreto e lo confronta con il suo predecessore, il D.M. 5 dicembre 2013.

In seguito si riporta una descrizione delle tecnologie attualmente disponibili per la produzione del metano, ovvero la gassificazione in associazione al processo di metanizzazione e la digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti; quest'ultimo processo viene analizzato più nel dettaglio essendo il cuore dell'impianto Ferplant.

Nella seconda parte sono state sviluppate considerazioni e calcoli riguardanti le possibilità di recupero di una parte del calore proveniente dal sistema cogenerativo necessario ad alimentare, dal punto di vista termico, il digestore anaerobico e a fornire una parte dell'energia elettrica all'impianto. Essendo il calore generato dalla cogenerazione maggiore di quello richiesto dal digestore, si è pensato di utilizzare la parte in eccesso, che normalmente verrebbe dispersa in ambiente, per alimentare un gruppo frigo ad assorbimento per la produzione di acqua refrigerata per il trattamento del biogas, per far sì che venga portato in condizioni ottimali per i vari trattamenti che esso è costretto a subire.

Il lavoro si conclude con valutazioni tecnico-economiche sulla fattibilità della realizzazione dell'impianto.

Abstract

This thesis work is about the theme of biomethane and the possibilities of energy optimization within a plant for its production by FORSU realized at the company Ferplant, operational branch of the holding Mondopower. The thesis can be divided into two sections. The first section is theoretical-descriptive and focuses on the need to make a "change of course" in energy supplies for environmental reasons. To achieve the objectives set by the European Union regarding the increase in the use of biofuels in transport and to try to reduce foreign imports of natural gas, Italy has decided to adopt a new incentive system with the Ministerial Decree of 2 March 2018. This thesis work analyses the new decree and compares it with its predecessor, the Ministerial Decree of 5 December 2013.

In the following, there is a description of the technologies currently available for the production of methane, i.e. gasification in association with the process of methanization and anaerobic digestion of the organic fraction of waste; the latter process is analyzed in more detail as it is the heart of the Ferplant plant.

Considerations and calculations regarding the possibility of recovering part of the heat coming from the cogeneration system necessary to supply the anaerobic digester, from a thermal point of view, and to supply part of the electrical energy to the plant have been developed in the second part of the work. Since the heat generated by cogeneration is greater than that required by the digester, it was decided to use the excess part, which would normally be dispersed in the environment, to feed an absorption chiller for the production of chilled water for the treatment of biogas, to ensure that it is brought into optimal conditions for the various treatments that it is forced to undergo.

The work concludes with technical-economic evaluations on the feasibility of the construction of the plant.

PARTE I

1 Prefazione

Negli ultimi trent'anni l'aumento della temperatura media annua globale sembra si stia acutizzando. Ciò suscita interesse ed allarme poiché ci si chiede se si tratti di una fluttuazione climatica transitoria, dovuta ad una variabilità naturale o, come molti ricercatori ritengono, sia invece in atto un cambiamento climatico più rilevante, al quale concorrono le alterazioni prodotte dalle attività umane.

L'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), che è il massimo consesso mondiale di esperti sul clima, nell'ultimo rapporto del 2014 "*Fifth Assessment Report (AR5)*" attesta che attualmente il valore medio delle temperature combinate di superficie terrestre e oceanica si attesta ad un valore di 0.85°C ($0.65 - 1.06^{\circ}\text{C}$) superiore ai valori medi registrati fra il 1880 e il 2012. Dalla figura di seguito riportata è possibile vedere l'andamento negli anni di questo incremento delle temperature.

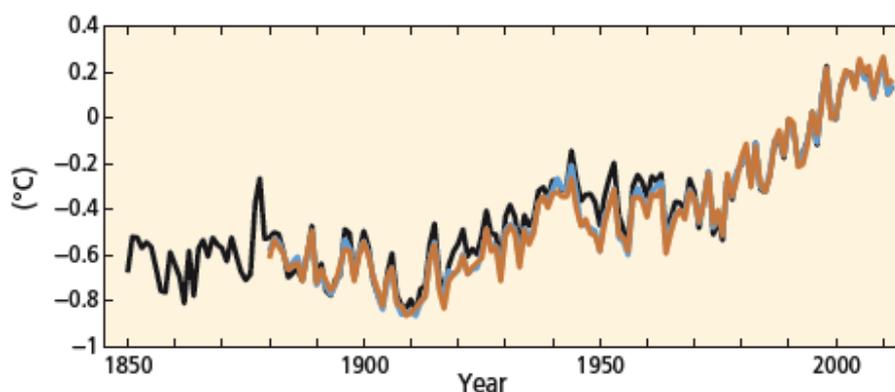


Figura 1 Andamento della temperatura globale media della superficie terrestre e degli oceani

(Fonte: *Climate Change report 2014, IPCC*)

Se non si interviene tempestivamente e con coscienza gli scenari potrebbero essere catastrofici. È praticamente certo che, con l'aumento della temperatura superficiale media globale, nella maggior parte dei terreni si verificheranno più frequenti escursioni termiche estreme a caldo e a freddo, nella maggior parte dei periodi giornalieri e stagionali. È anche molto probabile che le ondate di calore si verificheranno con una frequenza e una durata maggiori, mentre occasionalmente continueranno a verificarsi inverni con freddo estremo. Questo cambiamento della temperatura media globale terrestre è visibile nella figura

sottostante, in cui si mostra quale potrebbe essere lo scenario futuro con gli incrementi di temperatura ipotizzati dagli studiosi [1].

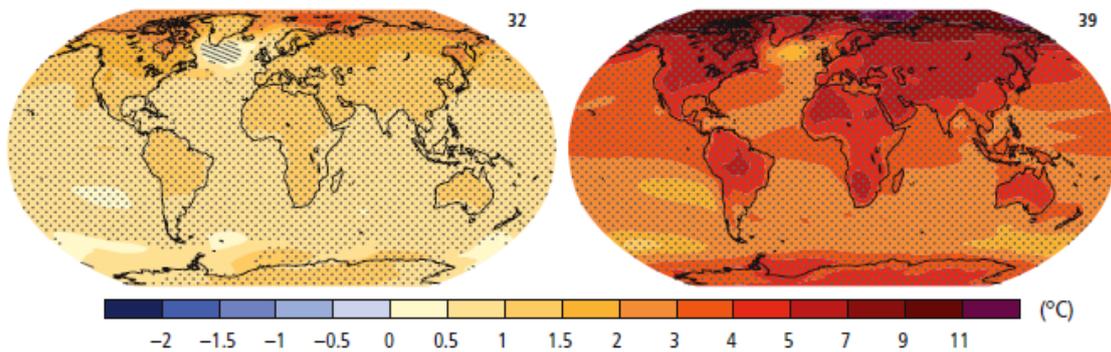


Figura 2 Cambio della temperatura superficiale media globale (1986–2005 vs 2081–2100). (Fonte: Climate Change report 2014, IPCC)

Varie sono le conseguenze ambientali dovute a questo aumento di temperatura: una è sicuramente legata alla variazione degli andamenti delle precipitazioni piovose che non saranno uniformi. Le alte latitudini e il Pacifico equatoriale saranno interessati da un incremento delle precipitazioni medie annue, mentre in molte regioni secche a latitudine media e subtropicale, la precipitazione media probabilmente diminuirà, mentre in molte regioni umide a latitudine media le precipitazioni medie potranno aumentare, come possiamo riscontrare dalla figura 3 di seguito riportata [1].

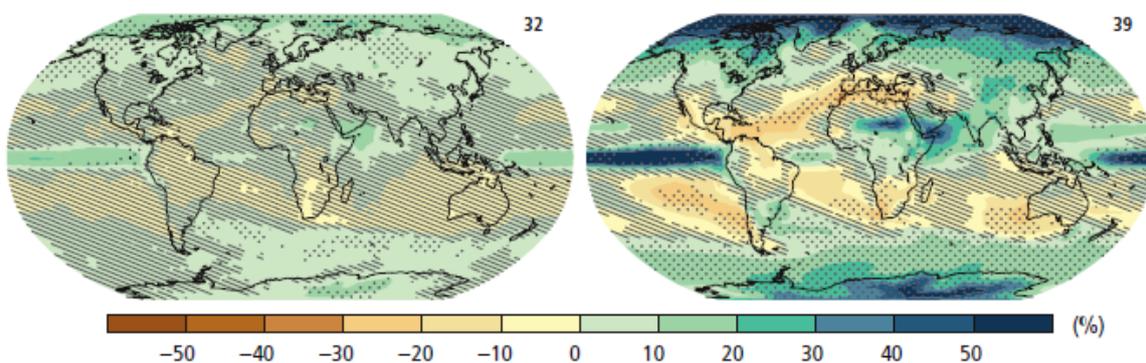


Figura 3 Cambio precipitazioni medie (1986–2005 - 2081–2100). (Fonte: Climate Change report 2014, IPCC)

Altra conseguenza dell'alterazione climatica ambientale è legata allo scioglimento dei ghiacciai con conseguente aumento dei livelli dei mari: nel periodo fra il 1901 e il 2010,

ovvero negli ultimi 100 anni, il livello medio globale del mare è aumentato di 0,19 m [1] (Fig. 4).

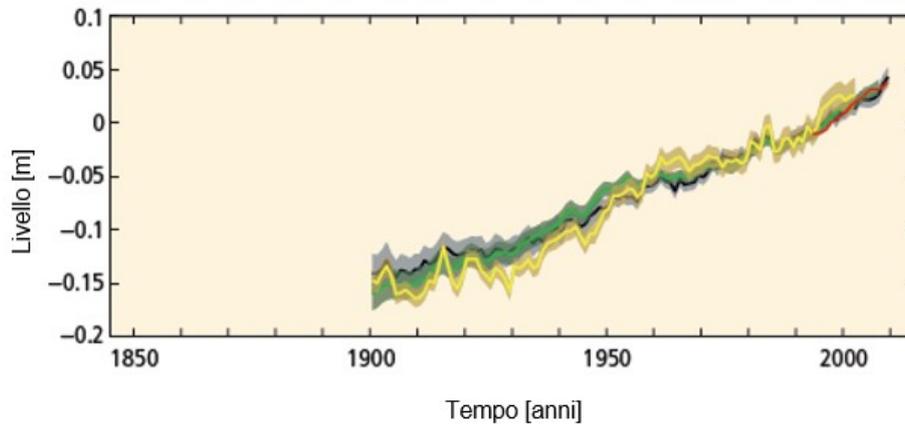


Figura 4 Cambiamento del livello dei mari dal 1986 al 2005. (Fonte: Climate Change report 2014, IPCC)

L'IPCC e numerosi studiosi del campo correlano questo cambiamento all'attività antropica e all'emissione in atmosfera di gas climalteranti (GHG), i quali negli anni hanno incrementato la loro concentrazione nell'atmosfera stessa come dimostra la figura 5 redatta dall'IPCC e riportata nel report sui cambiamenti climatici del 2014 [1].

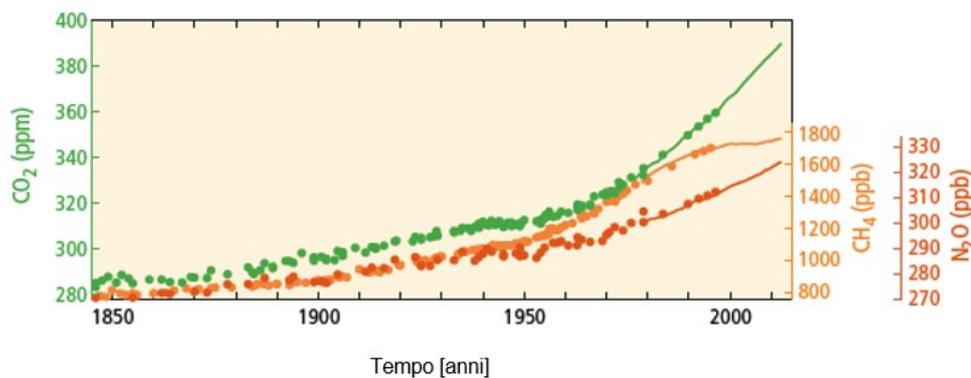


Figura 5 Concentrazione media globale di GHG in atmosfera. (Fonte: Climate Change report 2014, IPCC)

Questi gas, meglio conosciuti come gas serra, hanno la capacità di trattenere gran parte della radiazione che la superficie terrestre incamera in seguito alla sua esposizione ai raggi solari. In condizioni normali questa radiazione andrebbe dispersa in atmosfera, ma questi gas non ne

permettono la dispersione per cui questo accumulo di energia termica fa sì che aumenti la temperatura della superficie terrestre.

Fino alla fine degli anni '80 la questione del cambiamento climatico e dell'aumento della temperatura terrestre fu scarsamente presa in considerazione; soltanto nel 1988 le Nazioni Unite decisero di affrontare il problema dando vita all'IPCC su citato. Nel 1992 ci fu il primo summit (Summit della Terra) con più di 130 grandi capi di Stato mondiali i quali si impegnarono a ridurre le emissioni in atmosfera di questi gas climalteranti. Gli obiettivi e i target che ogni Stato doveva raggiungere furono sanciti nel Protocollo di Kyoto redatto nel 1997 e entrato in vigore nel 2005 in seguito alla ratifica della Russia. Tale protocollo è stato poi esteso al 2020 in seguito all'accordo di Doha.

L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto ne prese in considerazione un 'basket' di 6: l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafioruro di zolfo (SF₆). [Enea]

Fra tutti, quello che preoccupa maggiormente è l'anidride carbonica la quale ha una capacità di assorbimento della radiazione sul totale che va dal 5% al 20%. Quest'ultima si genera sia in seguito ad attività naturali che ad attività antropiche (combustione di combustibili fossili, di rifiuti, di legno e derivati di esso). Desto molta preoccupazione la sua continua ed incessante crescita a causa dell'uomo. In condizioni normali si hanno delle variazioni stagionali della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera, in quanto gli oceani sono in grado di assorbire tale gas al variare della temperatura. Durante la stagione estiva a causa dell'aumento delle temperature la solubilità della CO₂ nell'acqua si riduce, per cui ho una maggiore concentrazione in atmosfera. Al contrario, durante la stagione invernale, con l'abbassamento delle temperature, la solubilità della CO₂ in acqua aumenta e di conseguenza la sua concentrazione in aria si riduce. Appare chiaro quindi che con l'aumento globale della temperatura media terrestre e oceanica questa capacità di assorbimento da parte delle acque viene meno e con la continua emissione da parte dell'uomo questo gas non può far altro che incrementare la sua concentrazione in atmosfera. A dimostrazione di ciò si possono prendere in considerazione i grafici realizzati dal *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) riguardanti la concentrazione di anidride carbonica nell'aria grazie ai rilevamenti realizzati delle proprie stazioni di misura:

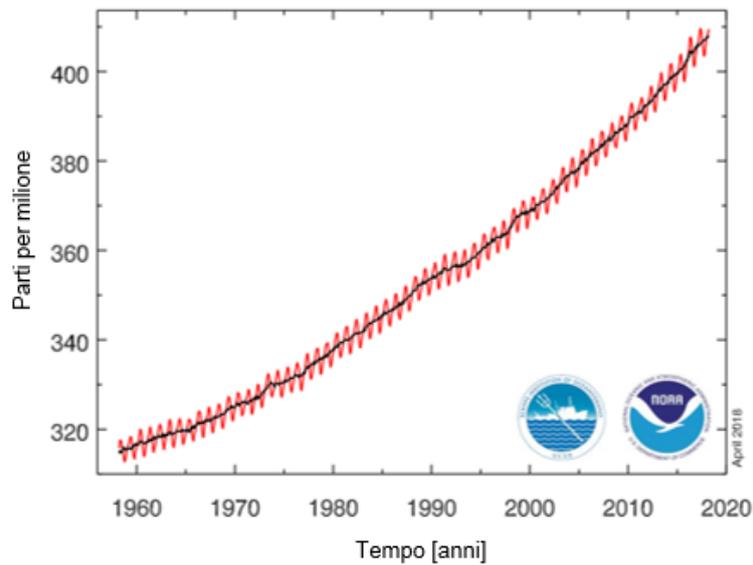


Figura 6 Dati sul biossido di carbonio (curva rossa) misurati come frazione molecolare in aria secca. La curva nera rappresenta i dati stagionali corretti. (Fonte: NOAA).

L'aumento dell'anidride carbonica in atmosfera ha fatto registrare +35% in 250 anni di cui ben l'8% negli ultimi 20 anni. Il fatto ancor più preoccupante è che questo aumento stia avvenendo con un tasso di crescita (circa 2 ppm per anno) che è il più alto mai verificatosi negli ultimi 20 mila anni [2].

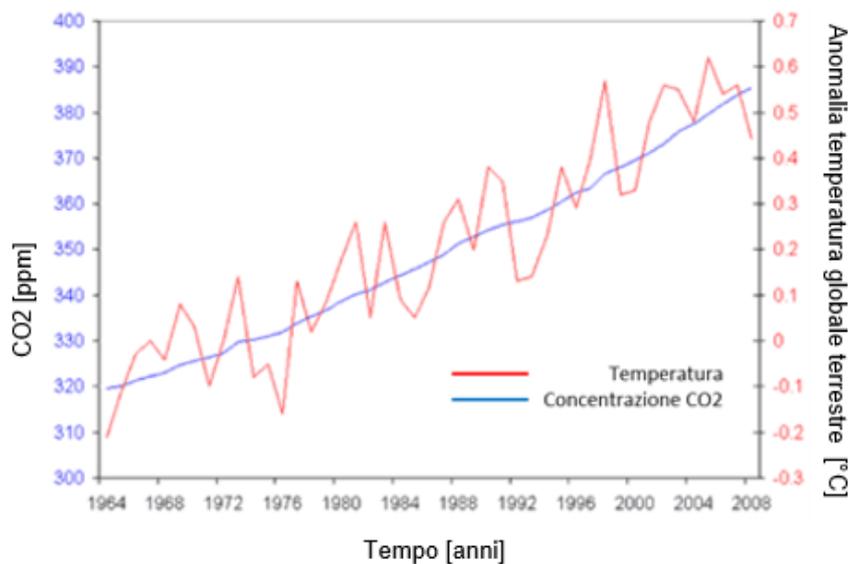


Figura 7 Linea rossa: anomalia della temperatura globale media terrestre (Fonte: GISS). Linea blu: valori medi annuali di CO₂ (Fonte: NOAA) dal 1964 al 2008.

Ma da dove derivano queste emissioni? Come già detto, oltre che da attività naturali anche da attività antropiche. In massima parte dalle attività industriali derivanti dall'utilizzo massiccio

dei combustibili fossili, da parte dei paesi industrializzati, che hanno rilasciato in atmosfera grandi quantitativi di carbonio stoccato per millenni nei giacimenti petroliferi. La figura 8 mostra che l'uso di energia rappresenta la maggiore fonte di emissioni di gas a effetto serra; circa i due terzi delle emissioni sono dovuti alla combustione dei combustibili fossili utilizzati per il riscaldamento, trasporto e industria. [Agenzia Europea per l'Ambiente]

Non tutte le emissioni antropogeniche di gas serra derivano, però, dall'uso dei combustibili fossili. Un terzo delle emissioni globali deriva da cambiamenti di uso del suolo e in particolare dalla deforestazione. Il taglio massivo di grandi porzioni di foresta tropicale sta causando il rilascio in atmosfera di grandissime quantità di carbonio in essa contenuto, senza contare il danno ecologico derivante dalla distruzione di uno degli habitat più ricchi e unici del Pianeta [2].

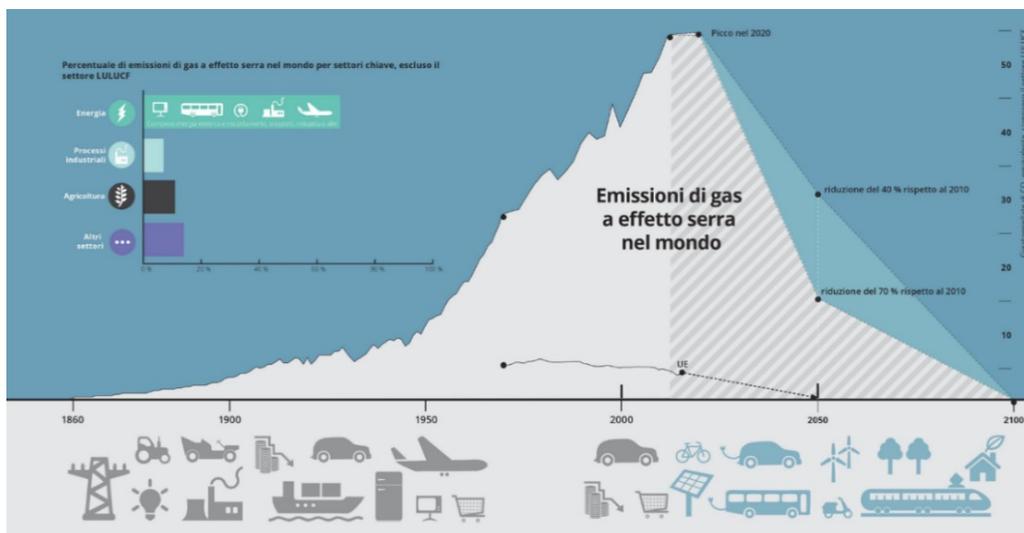


Figura 8 Andamento emissioni gas serra e cause (Fonte: AEA, Agenzia Europea per l'Ambiente, 2017)

In Italia le emissioni di gas a effetto serra da usi energetici rappresentano oltre l'80% del totale nazionale pari, nel 2015, a circa 433 Mton di CO₂ equivalente¹.

La figura 9 ci dimostra come sarebbe diverso l'andamento della temperatura media globale terrestre se questa dovesse dipendere esclusivamente da attività naturali, mentre si registra un incremento proprio a causa delle su citate attività antropiche, fonte di gas serra.

¹ CO₂ equivalente: è una misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale di una certa quantità di gas serra rispetto alla stessa quantità di anidride carbonica. Ad esempio, una tonnellata di metano che ha un potenziale climalterante 21 volte superiore rispetto alla CO₂, viene contabilizzata come 21 tonnellate di CO₂ equivalente.

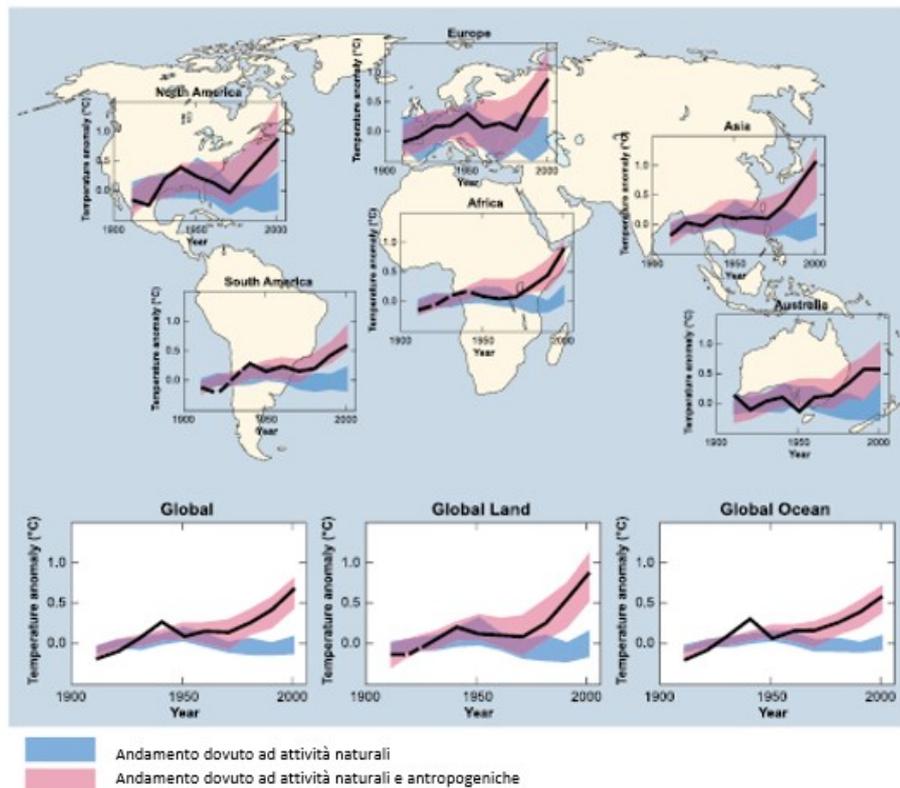


Figura 9 Confronto fra l'andamento della temperatura media globale terrestre in funzione delle sole attività naturali e l'andamento in funzione sia delle attività naturali che antropiche. (Fonte: IPCC)

A peggiorare la situazione è il forte incremento demografico mondiale che stiamo vivendo, cui si associa un incremento nei consumi energetici. Negli ultimi quarant'anni il consumo energetico pro capite annuo medio è stato pari a 1,5 tep². Man mano che l'industrializzazione aumentava anche l'energia pro-capite aumentava, passando dagli 1,2 tep del 1966 agli 1,7 tep del 2006. In questo periodo la popolazione mondiale si è raddoppiata e la fornitura globale di energia si è triplicata [3].

² tep: Tonnellata Equivalente di Petrolio. Rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ.

2 Storia ed evoluzione del quadro normativo

Tenendo in considerazione tutte queste tematiche, nella XXI Conferenza mondiale dell'UNFCCC (COP21) tenutasi fra il 30 novembre e il 12 dicembre 2015 a Parigi, si è deciso di frenare la crescita della temperatura globale terrestre cercando di ridurla di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e di ridurre le emissioni di biossido di carbonio. Ogni paese è vincolato da un obiettivo propriamente definito. Tale accordo, noto come Accordo di Parigi, è entrato in vigore il 4 novembre 2016.

A livello locale invece, l'Unione Europea ha emanato la Direttiva 2009/29/CE, entrata in vigore nel giugno 2009 e valida da gennaio 2013 fino al 2020, meglio nota come "Pacchetto clima-energia 20-20-20". Questa direttiva prevede il raggiungimento di tre ambiziosi obiettivi:

1. ridurre i gas ad effetto serra del 20%
2. ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica
3. soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con energie rinnovabili

Il Consiglio europeo del 23 e 24 ottobre 2014 ha indicato i nuovi obiettivi del Pacchetto Clima-Energia al 2030, quale naturale prosecuzione del Pacchetto clima-energia 20-20-20:

1. una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
2. una quota almeno del 27% di energia rinnovabile
3. un miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica

In Italia l'obiettivo posto nell'ambito dell'uso di energie rinnovabili in accordo con il Pacchetto clima-energia 20-20-20 è stato soddisfatto in anticipo: si è raggiunta una penetrazione delle rinnovabili del 17.5% nel 2015 rispetto all'obiettivo del 17% del 2020 e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità [Fonte: Ministero dello sviluppo economico]. La successiva figura 10 mostra quanto appena esposto riguardo il raggiungimento degli obiettivi nazionali.

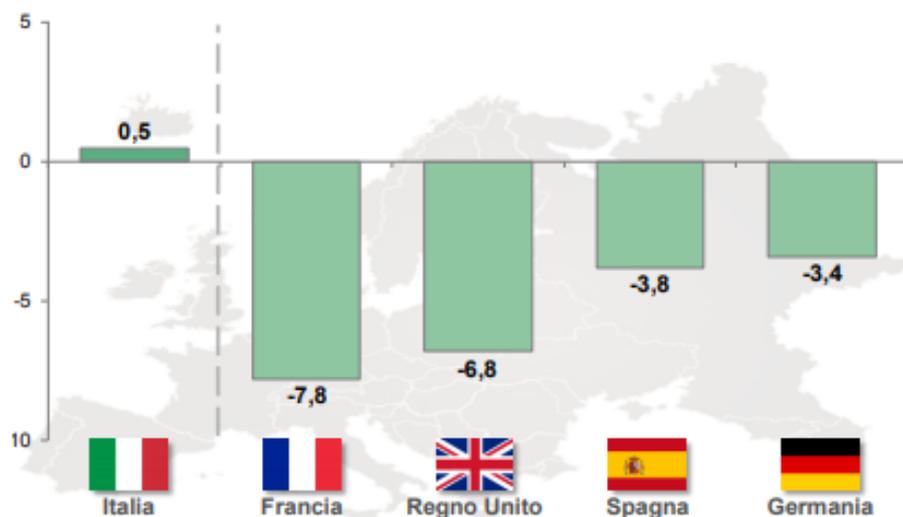


Figura 10 Raggiungimento target penetrazione rinnovabili 2015 vs obiettivi 2020. (Fonte: Eurostat)

Le fonti rinnovabili sono state protagoniste soprattutto del settore elettrico rispetto ad altre realtà europee, grazie ai generosi incentivi pubblici che sono stati erogati dallo stato italiano, che, se da un lato hanno favorito l'aumento della potenza installata da rinnovabili, dall'altro hanno causato anche un incremento degli oneri di sistema in bolletta soprattutto nel periodo d'incentivazione successivo al 2012 con picco nel 2016 raggiungendo il massimo di 14.4 miliardi di euro con una corrispettiva generazione da fonte rinnovabile superiore a 100 TWh, come dimostra a figura 11.

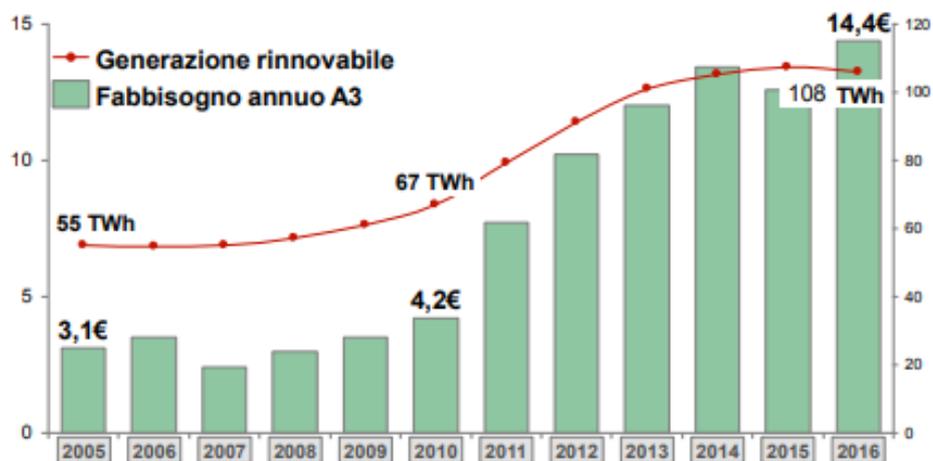


Figura 11 Evoluzione e fabbisogno annuo A3 (mld €) e generazione rinnovabile (TWh). (Fonte GSE)

2.1 Strategia Energetica Nazionale

Per gestire il cambiamento del sistema energetico, tenendo conto degli obiettivi europei 2020-2030, in accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata elaborata la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN) la quale presenta i seguenti obiettivi:

- *Competitività: migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti*
- *Sostenibilità: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21*
- *Sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia*

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- *efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030*
- *fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015*
- *riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese)*
- *cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali*
- *razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio*

- *verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050*
- *raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021*
- *promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa*
- *nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda*
- *riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica*

[Fonte: Ministero dello sviluppo economico]

La Strategia Energetica Nazionale prevede investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- 30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico
- 35 miliardi per fonti rinnovabili
- 110 miliardi per l'efficienza energetica

Oltre l'80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico.

Attualmente in Italia tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018 si è registrato un aumento nei consumi di gas naturale, il quale si attesta con una quota del 36.5% nel mix energetico nazionale complessivo, risultando il terzo mercato europeo per consumo di gas naturale e attestandosi così ad una percentuale di dipendenza estera di circa il 92% del nostro fabbisogno per la produzione di energia elettrica, l'industria, il riscaldamento e il trasporto. Soltanto l'8% del fabbisogno di gas naturale è prodotto internamente. Vista questa forte dipendenza dall'estero, per garantire la sicurezza di approvvigionamenti, sia in generale in Europa che in Italia, si sta provvedendo alla costruzione di nuovi gasdotti per l'approvvigionamento del combustibile. Attualmente è in costruzione il TAP (Trans Adriatic Pipeline) che collegherà l'Italia all'Azerbaijan, in modo che si possa ridurre la dipendenza dalla Russia, nostro principale fornitore, così da diversificare la fonti di approvvigionamento. La figura 12 evidenzia le diverse vie di approvvigionamento del gas, esistenti e in fase di costruzione, e dei vari rigassificatori.

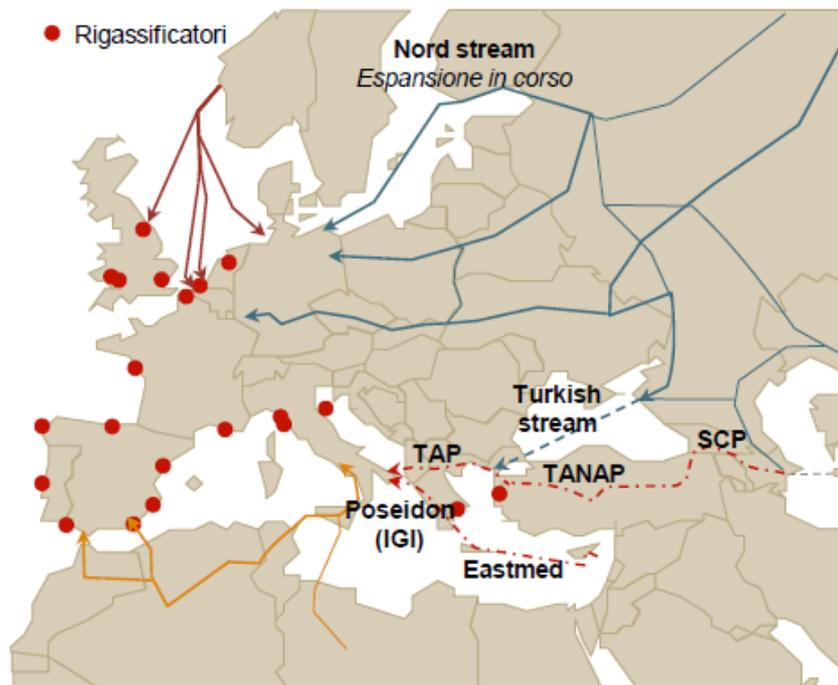


Figura 12 Principali pipeline e rigassificatori esistenti e in corso di sviluppo per EU. (Fonte: Gas Infrastructure Europe)

Nel caso in cui dovesse verificarsi una sospensione totale e prolungata delle importazioni dalla maggiore delle fonti di approvvigionamento, è molto difficile ipotizzare di poter approvvigionare 27 ÷ 30 miliardi di metri cubi da fonti di approvvigionamento diverse.

Esaminando gli obiettivi della SEN e considerando quanto su esposto, appare chiaro che la volontà di aumentare l'uso di fonti rinnovabili non è correlato al solo scopo di voler raggiungere gli obiettivi nazionali, ma anche per far sì che l'Italia possa rendersi sempre più indipendente dagli approvvigionamenti esteri e per intensificare il processo di decarbonizzazione predicata dall'Unione Europea. In tale ottica la produzione e l'uso di biometano su territorio nazionale hanno un ruolo di grande importanza.

Infatti, nella Strategia Energetica Nazionale si è deciso di incentivare l'uso e la produzione del biometano in quanto è ritenuto un'ottima alternativa nel campo dei biocarburanti per i trasporti e ridurre così le importazioni dal mercato estero. Non è però prevista un'incentivazione alla produzione di energia elettrica da biometano, in analogia a quanto stabilito nel D.M. biometano recentemente notificato alla CE con il quale sono stati eliminati gli incentivi diretti per la mera immissione in rete gas e per la produzione elettrica.

L'incentivazione per la produzione e l'uso di biometano è sicuramente un elemento di grande importanza per la nostra nazione che bisogna tentare di cavalcare, così da provare a ridurre la

nostra forte dipendenza dall'estero. Non bisogna infatti dimenticare che l'approvvigionamento estero è fortemente dipendente anche da questioni politiche internazionali, per cui questo potrebbe anche interrompersi completamente e in tempi brevi.



Figura 13 Infrastrutture gas naturale. (Fonte: SNAM)

2.2 Sistemi per l'incentivazione del biometano in Italia

Tra gli obiettivi posti dalla SEN per il 2020 c'è quello dell'uso di fonti rinnovabili nei trasporti per almeno il 10%, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e al 1,5% nel 2021. In quest'ottica il 2 marzo 2018 sono stati firmati dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti per la promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti e le agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale. Non si tratta però del primo sistema incentivante in tale ambito. Prima dell'entrata in vigore dell'attuale decreto la produzione e l'uso del biometano erano incentivati secondo il D.M. del 5 dicembre 2013.

Prima di procedere all'analisi dei decreti risulta necessario fornire una panoramica sullo sviluppo delle tipologie di biocombustibile nel tempo fino alla definizione attuale di biometano/biocarburante avanzato.

I biocombustibili

Particolare enfasi viene posta sul biometano/biocarburante avanzato soprattutto nel decreto del 2 marzo 2018 la cui produzione viene privilegiata rispetto ad altre tipologie di biocombustibili.

[...] RITENUTO opportuno promuovere l'utilizzo del biometano privilegiando in ogni caso il biometano avanzato e la sua produzione a partire da rifiuti e sottoprodotti e colture di integrazione, sia per coerenza con la disciplina vigente in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica e dei biocarburanti, sia per favorire l'integrazione delle attività agricole tradizionali con la produzione di energia da biomasse [...].

(D.M. 2 marzo 2018)

Si tratta di biocarburanti più sostenibili e rispettosi dell'ambiente, prodotti con tecniche di produzione che non comportano la sottrazione di terreno agricolo alla produzione alimentare o cambi di destinazione agricola.

Esistono quattro generazioni di biocombustibili qui di seguito elencati.

Biocombustibili di prima generazione

La prima generazione di biocombustibili era quella in cui si utilizzavano come materie prime mais, soia, olio di palma, canna da zucchero, colza, frumento e altre tipologie di colture alimentari. Questi producevano sì meno gas serra, ma erano in continua e profonda competizione con l'industria agroalimentare. La FAO ha iniziato ad esprimere forti dubbi sulla possibilità di poter sostenere questo tipo di colture. Sono stati valutati anche i conseguenti aumenti dei prezzi delle colture alimentari, con pareri vari e discordanti: nella

letteratura e nei media si parla di aumenti dal 15% al 25% del totale dei prezzi alimentari e altre che arrivano fino al 75% [4].

Oltretutto, la possibilità di raggiungere i target e gli obiettivi di sostituzione dei prodotti petroliferi e la mitigazione dei cambiamenti climatici è stata osteggiata da altre problematiche:

1. i costi per la produzione di questi combustibili non erano poi così bassi tali da competere con la produzione petrolifera [5];
2. le valutazioni riguardanti l'effettiva riduzione dei gas ad effetto serra tenendo conto anche della diversa destinazione d'uso dei terreni erano contrastanti e molto diversificati [5];
3. richiesta di continui supporti e sussidi da parte del governo [6].

Biocombustibili di seconda generazione

Viste tutte le difficoltà legate all'uso dei biocombustibili di prima generazione si è passati a quelli di seconda derivanti non più da colture alimentari. Si è scelto di utilizzare materie prime ligno-cellulosiche che comprendono sottoprodotti (paglia di cereali, bagassa di canna da zucchero, residui forestali), rifiuti (componenti organici di rifiuti solidi urbani) e materie prime dedicate (graminacee vegetative coltivate appositamente, foreste a rotazione breve e altre colture energetiche). Anche per queste materie prime è stato richiesto non derivassero da coltivazioni causa di un cambiamento indiretto delle destinazioni dei terreni e che non concorressero direttamente allo sfruttamento di terreni agricoli utilizzati per le colture alimentare e per la produzione di mangimi, nel rispetto della ILUC.

In riferimento all'ILUC, a partire dal 2008, numerosi studi LCA hanno rilevato che l'etanolo di mais, l'etanolo cellulosico e l'etanolo della canna da zucchero brasiliana (quindi biocombustibili di prima generazione) producono emissioni di gas serra inferiori a quelle della benzina, di circa il 13% per l'etanolo di mais secondo uno studio condotto dall'università di Berkeley in California, mentre altri studi parlano di una riduzione dell'85% per l'etanolo cellulosico. Nessuno di questi studi, però, ha considerato gli effetti dei cambiamenti indiretti della destinazione dei suoli e, pur riconoscendola, la stima è stata ritenuta troppo complessa e difficile da modellare. Un articolo pubblicato nel febbraio 2008 su *Science Express* da un team guidato dall'avvocato (dell'EDF *Environmental Defense Fund*) *Timothy Searchinger* dell'Università di Princeton [7] ha concluso che tali effetti compensano gli effetti diretti (positivi) sia del mais che dell'etanolo cellulosico, e che la canna da zucchero brasiliana come materia prima riduce i gas a effetto serra dell' 86-90%, dato che

non vi sono cambiamenti significativi nella destinazione dei suoli, ma ha comunque un piccolo debito di carbonio. Dopo questo studio, nel 2009 l'EPA (*Environmental Protection Agency*) americana ha deciso di modificare l'RFS (*Renewable Fuel Standard*) includendo l'ILUC. Allo stesso modo il Regno Unito ha richiesto chiarificazioni sull'uso dei modelli di calcolo degli effetti indiretti del cambio di destinazione d'uso dei terreni. L'Unione Europea ha risposto con un cambio di direttiva, come precedentemente già esposto, proprio per tener conto di questo effetto.

Dunque, anche per la produzione di questi biocombustibili di seconda generazione è richiesto sfruttamento di terreni, ma questi possono anche essere di qualità inferiore o “marginali”, ovvero terreni che non sono adatti all'agricoltura, quindi luoghi che a causa delle caratteristiche climatiche o colturali non risultano sfruttabile per la produzione di prodotti alimentari. Richiedono comunque una certa quota di acqua e nutrienti per poter mantenere un'elevata resa energetica nel lungo tempo [8]. È quindi importante incoraggiare il potenziamento della produzione di questi biocarburanti in quanto sono ancora disponibili in commercio, ma in piccole quantità, in parte a causa della concorrenza che esiste con le tecnologie di produzione dei combustibili di prima generazione. In realtà il principale ostacolo per i biocarburanti di seconda generazione è rappresentato dagli elevati costi di investimento iniziale e dai costi più elevati del prodotto finale rispetto ai combustibili fossili o a molti biocarburanti di prima generazione [9].

Biocombustibili di terza generazione

Ci sono poi i biocarburanti di terza generazione che dovrebbero pian piano integrare quelli di seconda generazione e che hanno come obiettivo quello di produrre e migliorare alcune colture speciali assolutamente non in competizione con l'industria agroalimentare. L'idea, infatti, è quella di utilizzare terreni marginali, come quelli desertici, o addirittura il mare in modo creare delle colture dedicate come quello delle micro-alghe ad alto tenore lipidico e di zuccheri in modo da ottenere bioetanolo e biodiesel.

Biocombustibili di quarta generazione

C'è, infine, anche l'idea di sviluppare biocarburanti di quarta generazione, ovvero biocarburanti derivabile da OGM, ovvero Organismi Geneticamente Modificati, capaci di catturare grandi quantitativi di CO₂ da fornire a microbi in grado di produrre come rifiuto proprio del biocombustibile. Si tratta ancora di casi studio, in quanto sono state riscontrate difficoltà nella fase di cattura di CO₂.

2.2.1 D.M. 5 dicembre 2013

Il D.M. 5 dicembre 2013 ha permesso l'attuazione dell'art. 21 del D.Lgs. 28/11 con cui l'Italia ha recepito la direttiva comunitaria in materia di promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili al 2020.

In questo primo decreto veniva sottoposto ad incentivazione il biometano che, opportunamente trattato dal punto di vista chimico-fisico, veniva immesso:

- i. nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale (art.3)
- ii. in impianti di distribuzione di metano per autotrazione (art.4)
- iii. in impianti di cogenerazione ad alto rendimento (art.5)

Il decreto veniva applicato a tutti gli impianti, nuovi o riconvertiti, che entravano in esercizio entro 5 anni dall'entrata in vigore del decreto, e quindi entro dicembre 2018.

Nel caso di impianti nuovi l'incentivo veniva corrisposto per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dello stesso. Nel caso di impianti già esistenti (per la produzione e utilizzazione del biogas) e riconvertiti, parzialmente o totalmente alla produzione di biometano, l'incentivo veniva corrisposto sempre per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, ma solo se questo non beneficiava di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; nel caso beneficiasse di questi ultimi, l'incentivo veniva corrisposto per il periodo residuo che spettava di diritto per la produzione di energia elettrica, maggiorato di 5 anni, non superando comunque i 20 anni totali.

In ogni caso toccava al GSE determinare le quantità di energia incentivabile, i meccanismi di incentivazione e le modalità di erogazione in base all'uso del biometano e alla sua modalità di trasporto.

Immissione in reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (art. 3)

Tutti gli impianti nuovi realizzati per l'immissione di biometano in reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (e quindi senza una precisa destinazione d'uso) venivano incentivati con il valore, espresso in [€/MWh], risultante dalla differenza fra:

1. il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale riscontrato nel 2012 ($P_{ma_{2012}}$) nel mercato di bilanciamento del gas naturale gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) pari a 28.52 [€/MWh];
2. il prezzo medio mensile del gas naturale (P_{mm}) gestito sempre dal GME riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete.

Era prevista inoltre una modulazione in base alla capacità produttiva ($Coef_{f_{mod}}$):

1. maggiorazione del 10% per impianti con produzione fino a 500 Sm³/h
($Coef f_{mod}=1.1$)
2. nessuna variazione per impianti con produzione fra 501 e 1000 Sm³/h ($Coef f_{mod}=1$)
3. riduzione del 10% per impianti con produzione superiore a 1000 Sm³/h
($Coef f_{mod}=0.9$)

Pertanto l'incentivo veniva così calcolato:

$$Incentivo = (2 * Pma_{2012} - Pmm) * Coef f_{mod}$$

L'incentivo veniva ulteriormente incrementato del 50% se il biometano era esclusivamente ottenuto da sottoprodotti e/o rifiuti.

Per gli impianti riconvertiti l'incentivo era pari al 40% dell'incentivo che sarebbe stato corrisposto all'impianto nel caso in cui fosse stato di nuova realizzazione.

Il produttore vendeva il biometano direttamente sul mercato e riceveva l'incentivo. Nel caso in cui la capacità produttiva era inferiore a 500 Sm³/h il produttore poteva optare per il ritiro dedicato da parte del GSE al doppio del prezzo medio annuale del gas naturale al 2012 Pma_{2012} .

Immissione in impianti di distribuzione per autotrazione (art. 4)

In questo caso l'incentivo veniva corrisposto con cadenza annuale in base a misure effettuate mensilmente. Venivano rilasciati Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per 20 anni esclusivamente ai soggetti che avevano stipulato un contratto bilaterale con uno o più produttori di biometano. Si tratta di certificati, di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico del 10 ottobre 2014, che attestano l'immissione in consumo nel settore dei trasporti di biocarburanti sostenibili.

Il numero di CIC rilasciati veniva calcolato a partire dal quantitativo di biometano prodotto e immesso in consumo per i trasporti, dalle caratteristiche della materia prima usata per la produzione del biometano, dal tipo di impianto (nuovo o riconvertiti) e dall'eventuale realizzazione a proprie spese dell'impianto di distribuzione.

In generale ogni CIC equivaleva a 10 Gcal di biometano sostenibile immesso in consumo.

Anche in questo caso venivano riconosciute delle maggiorazioni nel rilascio dei CIC, in particolare venivano raddoppiati (*double counting*) se il biometano veniva prodotto esclusivamente da una o più delle seguenti materie prime:

1. FORSU ovvero la frazione organica ottenuta dal trattamento di soli rifiuti urbani indifferenziati:
 - CER 19 12 12: altri rifiuti (compresi materiali misti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti
 - CER 20 01 08: rifiuti biodegradabili di cucine e mense
 - CER 20 01 25: oli e grassi commestibili
 - CER 20 01 38: legno
 - CER 20 02 01: rifiuti biodegradabili.
2. Sottoprodotti
3. Alghe e materie di origine non alimentare

La maggiorazione veniva anche riconosciuta in caso di codigestione con altri prodotti di origine biologica con una percentuale in peso non superiore al 30%.

Si aveva un'ulteriore maggiorazione pari al 50% in più di certificati nei primi 10 anni di incentivazione nel caso in cui il produttore non utilizzava la rete e immetteva il biometano in un nuovo impianto di distribuzione per trasporti realizzato a proprie spese.

Per gli impianti riconvertiti, i certificati venivano rilasciati in misura pari al 70% dei certificati che sarebbero stati corrisposti all'impianto nel caso in cui fosse stato di nuova realizzazione.

Immissione in impianti di cogenerazione ad alto rendimento CAR³ (art. 5)

In questo terzo e ultimo caso al produttore CAR l'incentivazione veniva corrisposta secondo quanto stabilito dal sistema incentivante per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (D.M. 23 giugno 2016). L'incentivo veniva comunque erogato su base annuale.

A prova di ciò, doveva esistere un contratto bilaterale di fornitura del biometano da notificare al GSE per ricevere l'incentivo spettante.

³ CAR: acronimo per Cogenerazione ad Alto Rendimento.

2.2.2 D.M. 2 marzo 2018

A seguito dell'entrata in vigore del D.M. 5 dicembre 2013 il numero di richieste per l'incentivo è stato esiguo e considerando gli obiettivi minimi richiesti dall'Unione Europea al 2020 in materia di fonti rinnovabili nei trasporti, il Ministero dello Sviluppo economico ha ritenuto opportuno emanare il nuovo decreto D.M. 2 marzo 2018 in modo da superare le criticità del precedente.

Il provvedimento è in linea con quanto previsto dalla Direttiva UE 2015/1513 del Parlamento europeo e del Consiglio del 9 settembre 2015 (entrata in vigore il 12/05/2017) che modifica la Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED) e la Direttiva sulla Qualità dei Combustibili (FQD), al fine di incoraggiare i biocarburanti avanzati che non sostituiscono le colture alimentari e non causano cambiamenti indiretti nella destinazione d'uso dei terreni (ILUC *Indirect Land Use Change impact of biofuels*). Ci si riferisce alla conseguenza involontaria di un aumento delle emissioni di carbonio dovuto ai cambiamenti di destinazione dei terreni in tutto il mondo indotti dall'espansione dei terreni coltivati per la produzione di etanolo o biodiesel in risposta all'aumento della domanda globale di biocarburanti.

L'obiettivo principale della Direttiva 2015/1513 (detta anche direttiva ILUC) è appunto quello di promuovere la transizione dai biocarburanti convenzionali a quelli avanzati o di seconda/terza generazione, ovvero quei biocarburanti che consentono una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. La proposta della Commissione prevede:

- a. l'obiettivo vincolante di una riduzione del 6% delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti destinati ai trasporti stradali da conseguire entro il 2020 (direttiva sulla qualità dei carburanti)
- b. obiettivi obbligatori da raggiungere, anch'essi entro il 2020, di una quota complessiva del 20% di energia da fonti rinnovabili e una quota del 10% nel settore dei trasporti (Direttiva sulle fonti energetiche rinnovabili).

Ad oggi, in Italia, ci attestiamo ancora ad una quota di circa il 6.5% per quanto riguarda il settore dei trasporti. Per sopperire tale mancanza è stato varato il nuovo decreto interministeriale sull'uso e la promozione del biometano che ha ricevuto l'approvazione della Commissione Europea, la quale ha deciso di stanziare 4.7 miliardi di euro come sostegno pubblico per la produzione e la distribuzione di biocarburanti di seconda e terza generazione. Questo sostegno sarà rilasciato sotto forma di CIC per tutti gli impianti che entrano in funzione entro il 31 dicembre 2022. Con questo nuovo decreto, oltretutto, l'Italia si propone il raggiungimento di uno specifico obiettivo nazionale per il biometano avanzato e gli altri

biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% a partire dal 2021; si tratta di un sub target all'interno del più generale obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti.

Perché questo sistema incentivante? I costi per produrre questo tipo di combustibile sono decisamente più elevati rispetto a quelli per i tradizionali combustibili fossili, per cui è stato deciso di ricorrere a questo sistema incentivante per aiutare i produttori e rendere competitivi i loro prodotti sul mercato. È inoltre previsto che si sostituiscano biocarburanti per lo più di importazione (biodiesel) con biometano prodotto sul territorio nazionale, promuovendo la filiera nazionale, aiutando il ciclo dei rifiuti (FORSU) e gli agricoltori nazionali.

Peculiarità di questo sistema incentivante è quello di non gravare sulle bollette di luce e gas, questo perché chi lo finanzia sono i cosiddetti “soggetti obbligati”, ovvero gli operatori che vendono combustibile per autotrazione che hanno già da tempo l’obbligo di immissione in rete di una certa quota di biocombustibili il cui costo è già incluso nel prezzo finale alla pompa.

I quantitativi minimi di biocarburanti e biometano avanzato da immettere in rete da parte dei soggetti obbligati viene calcolato in base a quanto definito nel *D.M. 10 ottobre 2014*, recentemente modificato dal decreto in analisi, sulla base delle seguenti formule:

$$Bio = Q\% * B_t$$

$$Bio \text{ biometano avanzato} = 0.75 * Q\%_{avanzato} * B_t$$

$$Bio \text{ biocarburanti avanzati} = 0.25 * Q\%_{avanzato} * B_t$$

dove:

- con *Bio* si intende il quantitativo minimo di biocarburanti, inclusi quelli avanzati, che si deve immettere in rete, espresso in Gcal, nel corso dello stesso anno solare di immissione di benzina e gasolio;
- con *Bio biometano avanzato* si intende il quantitativo minimo annuo di biometano avanzato che si deve immettere in rete, espresso in Gcal, nel corso dello stesso anno solare di immissione di benzina e gasolio;
- con *Bio biocombustibili avanzati* si intende il quantitativo minimo annuo di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che si deve immettere in rete, espresso in Gcal, nel corso dello stesso anno solare di immissione di benzina e gasolio;

con B_t si intende il contenuto energetico, espresso in Gcal, del quantitativo di benzina e gasolio, immesso in consumo nel corso di un determinato anno, da utilizzare come base di calcolo

con $Q\%$ si intende la quota percentuale minima di biocarburanti, inclusi quelli avanzati, da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno secondo le seguenti percentuali:

- anno 2015 = 5,0% di biocarburanti;
- anno 2016 = 5,5% di biocarburanti;
- anno 2017 = 6,5 % di biocarburanti;
- anno 2018 = 7,0 % di biocarburanti;
- anno 2019 = 8,0 % di biocarburanti;
- anno 2020 = 9,0 % di biocarburanti;
- anno 2021 = 9,0 % di biocarburanti;
- dall' anno 2022 = 9,0 % di biocarburanti;

con $Q\%_{avanzato}$ si intende la quota percentuale minima di biocarburanti avanzati da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno secondo le seguenti percentuali:

- anno 2015 = 0 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2016 = 0 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2017 = 0 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2018 = 0,6 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2019 = 0,8 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2020 = 0,9 % di biocarburanti avanzati;
- anno 2021 = 1,5 % di biocarburanti avanzati;
- dall' anno 2022 = 1,85 % di biocarburanti avanzati;

Con il decreto del 2 marzo 2018, sono state anche ratificate agevolazioni anche per le imprese “gasivore”, ovvero le imprese che hanno elevati consumi di gas naturale (consumi uguali o superiori a 1GWh) utilizzato come fonte energetica primaria nello svolgimento della propria attività, analogamente a quanto è stato fatto per le imprese “energivore” con la firma del D.M. del 21 dicembre 2017 che dal 1° gennaio 2018 consente di ridurre il costo dell’energia elettrica per questa tipologia di imprese, così da ridurre il divario di costi cui queste imprese

erano soggette soprattutto se fortemente esposte alla concorrenza estera. Si è cercato, dunque, di dare una scossa all'intero settore del gas naturale.

Questo nuovo meccanismo di incentivazione sarà dunque valido nel quinquennio 2018-2022, e potrà subire aggiornamenti in modo che i produttori non vengano sovracompensati. La principale novità del sistema di incentivazione in questione, rispetto al suo predecessore, sta nella maggiore garanzia di remunerazione degli investimenti, perché il decreto prevede un meccanismo di ritiro dedicato dei CIC da parte del GSE ad un prezzo prefissato. Anche in questo caso la remunerazione è prevista sia per gli impianti nuovi che per quelli esistenti che effettuano una riconversione, parziale o totale, per poter occuparsi della produzione di biometano.

Il decreto definisce idoneo all'incentivazione il biometano che soddisfa tutte le caratteristiche chimico-fisiche stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA, prima AEEGSI) e che viene prodotto da processi di purificazione del biogas, ma anche dalla metanazione dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e dalla CO₂ contenuta o nello stesso biogas o ricavata da altri processi biologici e fermentativi. È stato definito, inoltre, un tetto massimo di producibilità di 1.1 miliardi di m³/anno. Al raggiungimento di questo tetto potranno beneficiare dell'incentivo soltanto gli impianti che avranno fatto richiesta di qualifica al GSE e siano entrate in esercizio entro i 12 mesi successivi.

Come per il precedente e ormai decaduto D.M. 5 dicembre 2013, si effettua una distinzione nel rilascio degli incentivi a seconda della destinazione d'uso del biometano e a seconda della tipologia d'impianto:

- Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (art.5)
- Incentivazione del biometano avanzato immesso nelle reti con obbligo di connessioni di terzi e destinato ai trasporti (art.6)
- Incentivazione dei biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art.7)

Si distinguono il biometano dal biometano avanzato e dalle altre tipologie di biocarburanti avanzati e si differenziano le destinazioni d'uso. Le modalità di rilascio dei CIC sono specificate nel *D.M. 10 ottobre 2014 e sue modifiche*. Il prezzo garantito dei CIC, fissato a 375 €/CIC, è sostenuto dai soggetti obbligati che hanno deciso di partecipare al regime di sostegno e che in tal modo assolvono all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti avanzati; nel caso di non adesione ai meccanismi incentivanti previsti dal decreto, essi devono adempiere al loro obbligo immettendo in autonomia in consumo biocarburanti avanzati.

Va precisato che per l'immissione in consumo nei trasporti di **biometano, anche avanzato**, possono beneficiare dei CIC esclusivamente i produttori qualificati ai sensi del Decreto e non i soggetti obbligati che lo immettono in consumo, mentre per l'immissione in consumo di **biocarburanti avanzati** diversi dal biometano, i relativi CIC possono essere rilasciati anche ai soggetti obbligati che immettono in consumo il biocarburante, a condizione che tale biocarburante non sia prodotto da un impianto incentivato ai sensi del decreto.

Il GSE entro il 31 marzo di ogni anno rilascia ai soggetti obbligati i Certificati di Immissione in Consumo (CIC) in base ai quantitativi complessivi immessi in consumo che ogni soggetto obbligato comunica al GSE, in termini di Gcal, di benzina, gasolio e, separatamente, di biocarburanti avanzati. Queste comunicazioni vengono effettuate entro il 31 gennaio di ogni anno e si riferiscono ai quantitativi immessi nell'anno precedente.

Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (art. 5)

Al produttore di biometano immesso nella rete di gas naturale e utilizzato per i trasporti nel territorio italiano, vengono rilasciati un numero di CIC secondo quanto definito dal *D.M. 10 ottobre 2014*. Ogni mese il produttore di biometano invia al GSE i dati a consuntivo relativi al biometano immesso in consumo per i trasporti entro il mese successivo a quello di produzione. Il produttore, per attestare l'uso del biometano nei trasporti, deve altresì trasmettere al GSE i contratti stipulati con i distributori di combustibili stradali, autostradali e privati, e le fatture tra il produttore e il titolare dell'impianto di distribuzione con il quale è attivo il contratto di fornitura. Nel caso in cui il titolare dell'impianto di distribuzione non sia un soggetto giuridico diverso dal titolare dell'impianto produttivo, il produttore dovrà fornire dei documenti alternativi che attestino i quantitativi di biometano scambiati tra l'impianto di produzione e quello di distribuzione. Al contempo, il distributore deve comunicare al GSE i dati a consuntivo mensili del gas naturale effettivamente venduto nel mese.

L'immissione in consumo di 10 Gcal dà diritto ad 1 CIC.

Il quantitativo di biometano da usare per il calcolo dei CIC spettanti al produttore viene calcolato come il minimo valore tra le quantità di biometano effettivamente venduto tra le parti, come riscontrabile dalle relative fatturazioni, e le quantità determinate sulla base dei dati rilevati dal sistema di misura ubicato nel punto di immissione nella rete del gas naturale.

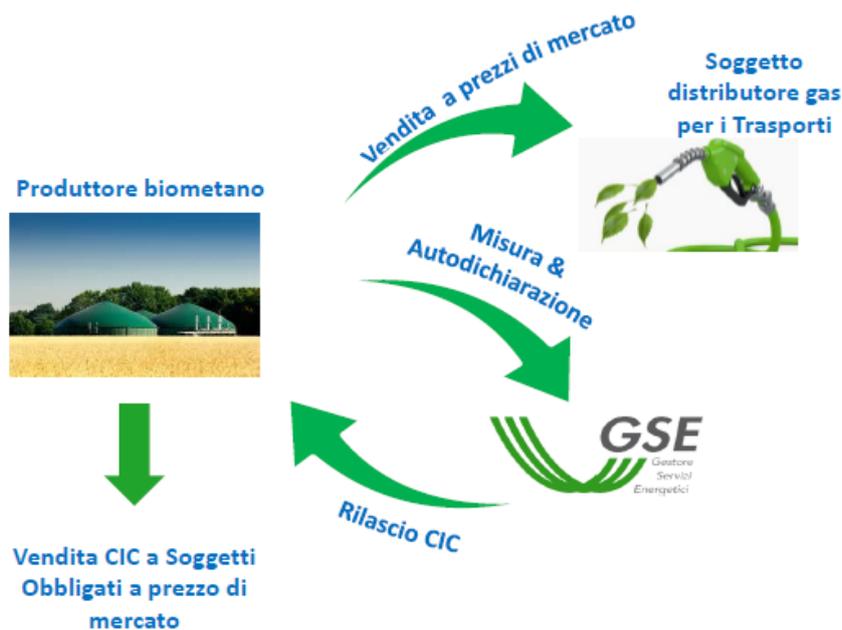


Figura 14 Meccanismo di incentivazione per biometano. (Fonte: GSE)

Qualora i soggetti obbligati non raggiungano la quota per loro prefissata di immissione (in base ai quantitativi immessi in rete il GSE rilascia loro dei CIC), per adempiere ai loro obblighi possono acquistare i CIC dai produttori a prezzo di mercato (attualmente il prezzo dei CIC sul mercato fluttua fra i 150 € e i 400 €), tramite il GME. Un sistema del tutto simile a quello dei certificati bianchi. In questo modo il sistema si autofinanzia non gravando sulle bollette dei consumatori.

Il decreto per questa particolare tipologia di sistema incentivante non ha definito esplicitamente dei limiti temporali di durata. Da consultazioni è emerso che molto probabilmente durerà fintanto che sarà in vigore l'obbligatorietà dell'uso di biocarburanti da parte dei distributori (i soggetti obbligati) o almeno finché non verranno emanati nuovi decreti con annessi nuovi sistemi di incentivazione.

Incentivazione del biometano avanzato immesso nelle reti con obbligo di connessioni di terzi e destinato ai trasporti (art. 6)

È possibile operare secondo due separate opzioni. La prima prevede il ritiro dedicato da parte del GSE del biometano avanzato, la seconda, invece, rinuncia a questa possibilità. In entrambi i casi le disposizioni del decreto per tale settore di incentivazione valgono per 10 anni. Passato tale periodo il produttore di biometano avanzato accede al regime incentivante precedentemente esposto per il biometano non avanzato (secondo quanto definito nell'art. 5).

Sia che si opti per il ritiro dedicato sia che si decida di vendere sul mercato in modo autonomo, il GSE riconosce ai produttori il corrispettivo valore dei CIC spettanti; ciò che varia è la modalità di vendita del biometano avanzato ai soggetti obbligati. Nel dettaglio:

OPZIONE 1

Nel caso in cui il produttore di biometano avanzato decida per il ritiro dedicato da parte del GSE, quest'ultimo, oltre il corrispettivo valore dei CIC di 375€/CIC (tale valore può essere aggiornato dal Ministero dello Sviluppo Economico in seguito a comunicazioni annuali del GSE per i soli impianti che entrano in esercizio trascorsi sei mesi dall'adeguamento stesso, pertanto il prezzo di valorizzazione dei CIC, definito in base alla data di entrata in esercizio, resta immutato per tutto il periodo di incentivazione), riconoscerà al produttore un prezzo di vendita del biometano pari al prezzo di mercato del gas naturale, ovvero un prezzo pari alla media ponderata (con le quantità) mensile del prezzo del gas naturale venduto sul mercato a pronti (MPGAS gestito dal GME) e ridotto del 5%. Quest'ultima percentuale può essere modificata per tener conto della necessità di copertura dei costi del contratto di trasporto dai punti di ritiro del biometano avanzato al Punto di Scambio Virtuale (PSV).

Bisogna sottolineare che il biometano avanzato gode di un sistema di doppio conteggio dei CIC (secondo la direttiva ILUC), cioè viene riconosciuto 1 CIC ogni 5 Gcal di biometano avanzato immesso in rete, contro i 10 Gcal del biometano non avanzato, se prodotto dalle materie prime elencate alla tabella A dell'allegato 3 del D.M. 10 ottobre 2014.



Figura 15 Meccanismo di incentivazione per biometano avanzato nel caso di ritiro dedicato. (Fonte: GSE)

Il produttore che si avvale del ritiro del biometano avanzato da parte del GSE può scegliere se richiederlo sull'intera produzione (ritiro totale) o per una parte di essa (ritiro parziale). In quest'ultimo caso il produttore può richiedere il ritiro di tutta la produzione immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, destinando un'altra parte all'immissione tramite configurazione extra rete, oppure può richiedere il ritiro di una percentuale fissa della produzione immessa nella rete con obbligo di terzi.

OPZIONE 2

Nel caso in cui i produttori decidano di non beneficiare del ritiro dedicato da parte del GSE, possono tranquillamente decidere di contrattare autonomamente la vendita del biometano avanzato sul mercato. In questo caso il GSE riconosce al produttore il valore dei CIC che gli spetterebbero attribuendo a ciascun certificato un valore pari a 375 €/CIC (prezzo variabile, come già precedentemente esposto).

In entrambe le opzioni, oltre la maggiorazione legata ai CIC rilasciati ogni 5 Gcal perché biometano avanzato, è corrisposta una maggiorazione per i produttori di biometano che investono in impianti di distribuzione (sia compressa che liquida) o di liquefazione del biometano avanzato: possono beneficiare di un aumento del 20% del valore dei CIC al fine di tenere conto dei costi aggiuntivi sostenuti, per un massimo di dieci anni continuativi a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di distribuzione o liquefazione. La maggiorazione è riconosciuta fino raggiungimento del 70% del valore dei costi di investimento, con un limite massimo di 600 mila euro per un impianto di distribuzione e di 1,2 milioni di euro per un impianto di liquefazione. È bene precisare che per uno stesso impianto di produzione del biometano avanzato è possibile ottenere entrambe le maggiorazioni relative alle due tipologie di impianti e che le maggiorazioni si applicano sulla quantità di biometano avanzato prodotta e immessa in consumo dall'impianto di distribuzione "pertinente" e sulla quantità di biometano avanzato prodotto e successivamente liquefatto nell'impianto di liquefazione "pertinente". Riassumendo:

TIPOLOGIA	INCENTIVO	RICAVI VENDITA	DURATA
Biometano (art.5)	CIC + maggiorazioni materie prime	Vendita biometano sul mercato, vendita CIC	Vita impianto
Biometano avanzato (art.6)	375 €/CIC + maggiorazioni per impianti pertinenti	Ritiro biometano GSE o vendita biometano su mercato	Massimo 10 anni, poi passaggio ad incentivazione art. 5

Incentivazione dei biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art. 7)

Su richiesta del produttore di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il GSE riconosce al produttore stesso il valore dei corrispondenti CIC attribuendo a ciascun certificato un valore pari a 375,00 €/CIC. I produttori di biocarburante avanzato diverso dal biometano provvedono autonomamente alla vendita di tali biocarburanti ai soggetti obbligati tra quelli che hanno aderito al decreto e con i quali hanno un contratto di fornitura, ai fini della successiva immissione in consumo nel settore dei trasporti. Il biocarburante avanzato diverso dal biometano viene acquistato dai soggetti obbligati ad un prezzo massimo pari alla media della quotazione mensile del mese precedente del prodotto entro il quale tale biocarburante viene miscelato per l'utilizzo finale come carburante; tale quotazione viene periodicamente pubblicata da *S&P Global Platts*⁴. Questo prezzo massimo viene opportunamente convertito in Euro/tonnellata secondo la media dei cambi dollaro/euro ridotto del 5%. L'incentivazione è prevista per un massimo di dieci anni continuativi a partire dalla data di decorrenza del periodo di incentivazione. Al termine dei 10 anni di incentivazione i CIC potranno essere rilasciati solo ai soggetti obbligati che immettono in consumo il biocarburante avanzato, acquistato dai produttori, secondo le disposizioni previste dal D.M. 10 ottobre 2014.

Riconversione degli impianti biogas esistenti (art.8)

L'art. 8 del presente decreto regola l'incentivazione degli impianti di biogas esistenti che, in seguito all'entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018, sono stati totalmente o parzialmente riconvertiti alla produzione di biometano. Sono previsti ed accettati anche incrementi di capacità produttiva. Per conversione totale si intende l'intervento realizzato sull'impianto di produzione e di utilizzazione di biogas esistente con esclusivo uso per la produzione di biometano, senza altre finalità. Per riconversione parziale si intende l'intervento realizzato sull'impianto di produzione e utilizzazione di biogas esistente di cui solo una parte viene trasformato in biometano, mentre la restante parte può avere un'altra destinazione, come ad esempio la produzione di energia elettrica da biogas. A questi impianti si applicano le stesse modalità e condizioni di accesso previsti già agli art. 5 e 6.

Il produttore, il cui impianto prima della riconversione si occupava della produzione di energia elettrica da biogas, beneficiando già degli incentivi sull'energia elettrica prodotta, e che intende mantenere una parte di tale produzione, per poter beneficiare di questa tipologia

⁴ È un'agenzia di informazioni sull'energia e sulle materie prime; fornisce valutazioni sull'andamento dei prezzi dei combustibili nei mercati fisici dell'energia. L'attività è iniziata con la fondazione nel 1909 della rivista *National Petroleum News* da parte di Warren C. Platt. S&P Global Platts e Argus Media sono riconosciute come le due più importanti agenzie di rilevazione dei prezzi sul mercato petrolifero.

di incentivi se ha terminato già il periodo di incentivazione sull'energia elettrica prima del 20 marzo 2018 ed è successivamente riconvertito alla produzione di biometano, l'incentivo al biometano è pari al 100% dell'incentivo spettante all'analogo nuovo impianto; se, invece, il periodo di incentivazione dell'energia elettrica ha termine successivamente al 20 marzo 2018 e che vengono riconvertiti alla produzione di biometano in data successiva alla data di scadenza del periodo di diritto agli incentivi all'energia elettrica, l'incentivo al biometano è pari al 70% dell'incentivo spettante all'analogo nuovo impianto.

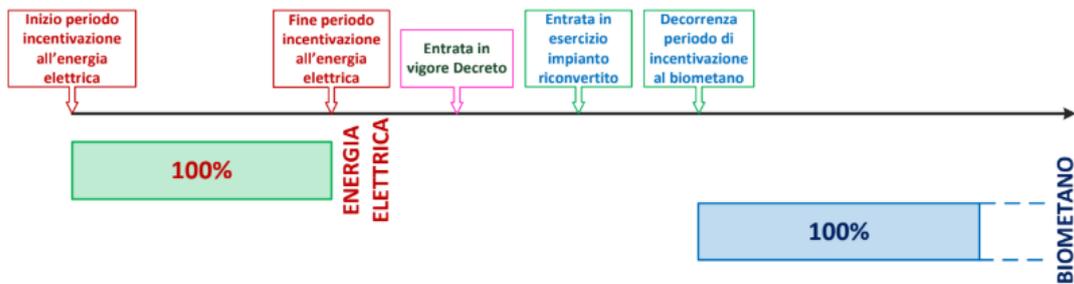


Figura 16 Impianto che ha terminato gli incentivi all'energia elettrica prima dell'entrata in vigore del decreto. Fonte GSE

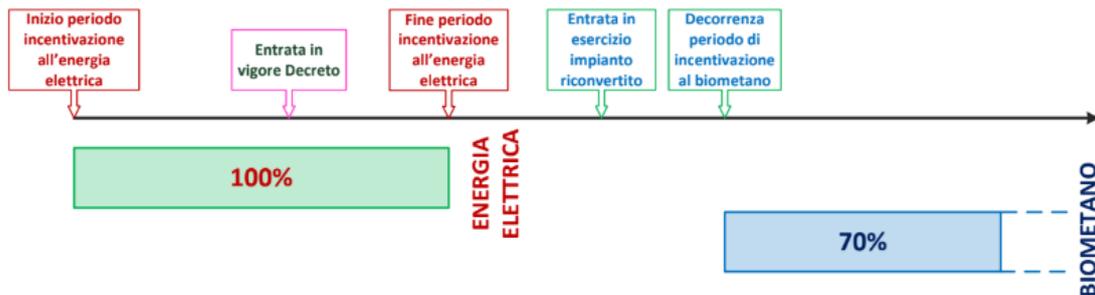


Figura 17 Impianto riconvertito successivamente alla scadenza degli incentivi all'energia elettrica. Fonte GSE

3. Tecnologie di produzione del metano

Nel presente capitolo sono analizzate le due principali tecnologie che rientrano nell'ambito delle rinnovabili per la produzione del metano: la gassificazione con annessa metanizzazione e la digestione anaerobica di materiale organico.

3.1 Gassificazione e metanizzazione

La gassificazione consiste in un processo termochimico in cui materiali ad alto contenuto di carbonio, come il petrolio, il carbone o le biomasse vengono convertiti in un gas di sintesi, detto *syngas*, ovvero una miscela gassosa costituita principalmente da idrogeno (H_2) e monossido di carbonio (CO), poi anche anidride carbonica (CO_2) e metano (CH_4). Questa trasformazione avviene all'interno di reattori stagni a temperature molto elevate, attorno o oltre i $1000^\circ C$, in presenza di un agente ossidante quale aria o vapore. Il *syngas* che ne deriva può essere utilizzato come combustibile: può essere bruciato direttamente in motori a combustione interna in assetto cogenerativo, può essere utilizzato direttamente in caldaia per la produzione di calore, oppure può essere utilizzato per produrre metanolo o idrogeno. Sostanzialmente con questa tipologia di processo si possono identificare e controllare le seguenti fasi: *essiccazione*, *pirolisi*, *combustione*, *cracking* e *riduzione*. Oltre il combustibile gassoso, comunque, si ottengono anche una fase liquida (*olii e tar*⁵) e una fase solida (carbonio puro con piccole percentuali di inorganici, noto con il nome di *char*⁶).

Il processo di gassificazione risale ai primi dell'Ottocento e veniva utilizzato per la produzione del cosiddetto "gas di città" in quanto lo si sfruttava nell'illuminazione pubblica e per la cucina. Questo fu poi pian piano sostituito dal gas naturale. Fu comunque molto utilizzato fino ai primi anni Venti del Novecento (si utilizzava legna come materia prima) e poi a seguito della seconda guerra mondiale per fornire energia ai veicoli a motore in quanto in Europa i combustibili scarseggiavano. A partire dal 1990 si è assistito a una sua rinascita grazie soprattutto all'utilizzo dei residui pesanti della raffinazione. Alla fine del secolo la più grande concentrazione di capacità di gassificazione era presente nella Repubblica Sudafricana, grazie agli impianti *Sasol*. Agli inizi del Duemila l'Italia occupava il terzo posto, dopo Stati Uniti e Repubblica Sudafricana, grazie agli impianti per la produzione di energia

⁵ Tar: Topping Atmospheric Residue, ovvero composti idrocarburici ad alto peso molecolare che si trovano in fase gas solo in virtù dell'alta temperatura

⁶ Char: è la matrice solida residua che si ottiene al termine della fase della devolatilizzazione, ha un contenuto molto elevato di carbonio ed una struttura morfologica simile al carbone, nonché un'alta porosità.

elettrica da residui (*IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle*) installati in quattro raffinerie.

Dal punto di vista economico, invece, la gassificazione è, in generale, un processo che richiede elevati investimenti di capitale ma che può, per contro, trasformare una grande varietà di cariche di valore basso (o addirittura negativo), o di difficile lavorazione o anche di oneroso smaltimento, in prodotti con un valore di mercato.

Il futuro della gassificazione e dei processi a essa associati dipende da vari fattori:

- il prezzo (alto) del gas naturale e la sua volatilità rispetto a quello del carbone
- la ricerca di una diversificazione delle fonti energetiche
- i crescenti vincoli ambientali
- la cosiddetta economia dell'idrogeno e la possibilità della poligenerazione (più prodotti dallo stesso gas di sintesi).

La penetrazione della gassificazione sul mercato dipende però anche da altri fattori che non sono riflessi nelle analisi economiche consuete o sono di difficile valutazione, come per esempio gli impatti sul territorio e sul lavoro locale, la già citata affidabilità, la futura domanda di energia, ecc. Benché dunque molte valutazioni siano di carattere tecnico e finanziario, ve ne sono altre basate su mere percezioni e giudizi non sempre positivi [10].

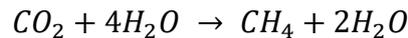
Comunque, la possibilità di poter utilizzare come materia prima anche i rifiuti urbani e la plastica, ha fatto sì che questo processo riassumesse una certa importanza e posizione all'interno delle tecnologie rinnovabili. Infatti, il processo in sé della gassificazione non rilascia gas serra in atmosfera; è la successiva fase di combustione del *syngas* che comporta emissioni, ma meriterebbe una valutazione a parte.

Nel caso in cui non si opti per la combustione del *syngas*, questo lo si può sfruttare per la produzione di metano restando così nell'ambito del rinnovabile. Questo processo è noto ai più con il nome di Power To Gas o metanizzazione.

Come avviene il processo? Ad elevate temperature e pressioni si può rivitalizzare la CO₂ attraverso la sua riduzione con l'idrogeno il quale è ottenuto tramite elettrolisi⁷; si ottiene come risultato metano e acqua. Il processo dell'elettrolisi può essere alimentato con energia elettrica prodotta anch'essa con tecnologie rinnovabili quali i pannelli fotovoltaici o le pale eoliche. Questa reazione di metanizzazione è anche nota con il nome di *Reazione Sabatier*.

⁷ Elettrolisi: processo con cui si scinde una molecola d'acqua in ossigeno e idrogeno grazie al passaggio di energia elettrica continua in un opportuno elettrolita.

La reazione chimica è la seguente:



In questo modo si arricchisce il syngas di metano e si abbatta il contenuto di CO₂. Questo processo ha un'efficienza dell'80% circa, efficienza intesa come il rapporto fra il potere calorifico del gas naturale di sintesi che deriva dal processo di metanazione e il potere calorifico inferiore del syngas:

$$PCI_{gns} / PCI_{syn}$$

Appare dunque evidente l'importanza dell'associazione della metanazione al processo di gassificazione, per far sì che quanto di buono prodotto da quest'ultimo non venga vanificato dal successivo processo di combustione. È tuttavia possibile applicare il processo di metanazione al biogas prodotto da reazioni di degradazione delle biomasse, come normalmente avviene nella digestione anaerobica, di seguito illustrata.

3.2 Digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica consiste nella degradazione e stabilizzazione di materiale organico in condizione anaerobiche, ovvero in assenza di ossigeno, realizzata da un consorzio sintrofico di microrganismi⁸ (batteri idrolitici, batteri acidogeni, batteri acetogenici e archeobatteri metanogenici) che porta alla produzione di un biogas con un buon contenuto energetico [11]. È un processo che avviene normalmente, ad esempio, nelle discariche.

La matrice organica in ingresso ad un digestore può essere di vario genere. Possono essere sottoposti a processo **deiezioni animali** (suini, bovini, avicunicoli), **residui colturali** (paglia, coltetti barbabietole), **scarti organici delle agroindustrie** (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine), **scarti organici di macellazione** (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione), **fanghi di depurazione, frazione organica di rifiuti (FORSU), colture energetiche** (mais, sorgo zuccherino, colza). È importante conoscere la composizione della matrice in ingresso poiché matrici ricche in lipidi

⁸ Nel mondo microbico sono noti molti esempi di sintrofia, una situazione in cui microrganismi diversi degradano insieme alcuni composti che separatamente non sarebbero in grado di utilizzare, ricavandone energia.

(sottoprodotti di origine animale, grassi e oli nei sottoprodotti agroindustriali) sono caratterizzate da elevate rese e da cinetiche lente, mentre le matrici ricche in carboidrati (colture dedicate energetiche, scarti delle lavorazioni agricole, frazione organica dei rifiuti solidi urbani) e/o in proteine (sottoprodotti zootecnici, sottoprodotti di origine animale) sono caratterizzate da velocità di conversione più elevate rispetto ai lipidi, ma da minori rese in biogas [12]. Noto ciò, in base alla materia prima utilizzata, si avrà in uscita biogas con composizione percentuale dei vari componenti, in volume o in peso, variabile.

Composizione biogas	Percentuale (%)
<i>Metano (CH₄)</i>	50-70
<i>Anidride carbonica (CO₂)</i>	30-45
<i>Acido solfidrico (H₂S)</i>	1-2
<i>Idrogeno (H₂)</i>	1-2
<i>Ammoniaca (NH₃)</i>	1-2
<i>Monossido di carbonio (CO)</i>	Tracce
<i>Azoto (N₂)</i>	Tracce
<i>Ossigeno (O₂)</i>	Tracce
<i>Vapore acqueo</i>	Saturazione

Il processo di digestione anaerobica può essere suddiviso in quattro fasi chimiche e biologiche principali:

1. *Idrolisi/liquefazione*
2. *Acidogenesi*
3. *Acetogenesi*
4. *Metanogenesi*

Durante l'**idrolisi** la materia organica complessa viene decomposta in unità più piccole, cioè le molecole a catena lunga vengono scomposte in monomeri, ovvero in composti più

semplici, per cui carboidrati, proteine, lipidi e acidi nucleici vengono convertiti in glucosio, amminoacidi e acidi grassi in forma solubile. Ciò ad opera di enzimi idrolitici⁹ secreti da microbi.

Lipidi → Acidi grassi

Polisaccaridi → Monosaccaridi

Proteine → Amminoacidi

Acidi nucleici → Purine e piridine

Nella seconda fase dell'**acidogenesi**, i batteri acidogenici trasformano i composti solubili dell'idrolisi in acidi organici e alcoli (acidi volatili). Da questi ultimi, ad opera di batteri acetogeni, vengono prodotti acido acetico, anidride carbonica e idrogeno. Questa terza fase è nota come **acetogenesi**. Da qui prende avvio la quarta ed ultima fase del processo anaerobico, la **metanogenesi**. Qui la formazione di metano può avvenire tramite due processi distinti: o tramite la scissione (dismutazione) delle molecole di acido acetico, da cui si generano metano e anidride carbonica, oppure tramite l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno a metano.

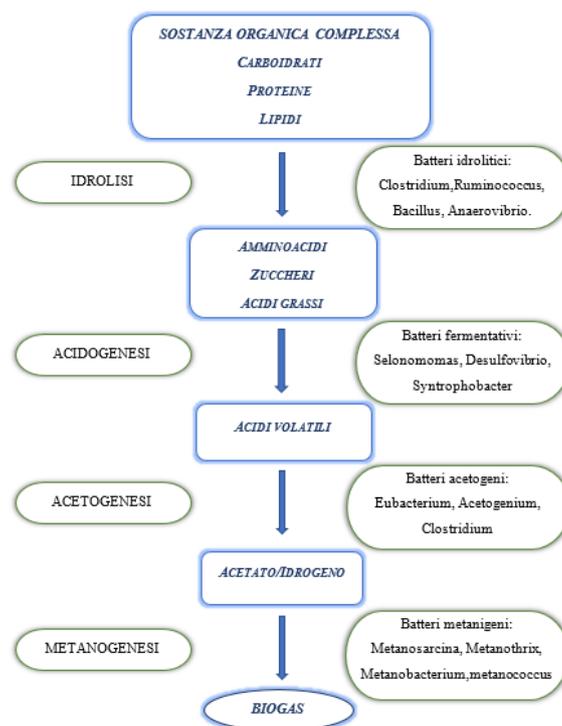


Figura 18 Schema generale del processo di digestione anaerobica

⁹ Gli enzimi idrolitici sono enzimi che catalizzano la scissione di molecole complesse mediante l'introduzione di molecole d'acqua, da cui il nome.

La produzione di biogas, in termini quantitativi, dipende da un certo numero di condizioni o parametri:

- temperatura
- tempo di ritenzione idraulica (HRT)
- carico organico (OLR)
- rapporto C/N
- pH

La massima produzione di metano avviene quando questi parametri vengono scelti in un loro range ottimale.

Temperatura

La temperatura alla quale avviene la digestione anaerobica influenza notevolmente il processo in quanto varia l'attività microbica. Esistono tre principali range di temperature:

1. Temperatura psicrofila (o criofila) da 10 a 20° C;
2. Temperatura mesofila da 20 a 45° C, solitamente 35° C;
3. Temperatura termofila da 50 a 65° C, solitamente 55° C. [13]

Per temperatura inferiori a 20° C non sono stati ritrovati batteri adatti allo scopo. [14]

I digestori psicrofili erano i più utilizzati negli ultimi anni del Novecento (1980 circa) perché venivano utilizzati principalmente per il riscaldamento, per cui venivano mantenuti ad una temperatura di circa 23° C, in quanto la produzione netta a questa temperatura era più alta che in condizioni mesofile. Oggigiorno, invece, i digestori mesofili sono tra i più popolari, mentre i termofili sono quelli più utilizzati nei co-digestori a larga scala.

Ovviamente la temperatura ottimale dipende dal tipo di matrice organica che si intende utilizzare nell'impianto e, una volta definita, è importante che questa venga mantenuta costante il più possibile in modo da massimizzare la produzione.

In generale, all'aumentare della temperatura aumenta il tasso di crescita dei batteri metanigeni in termini percentuali, mentre il tempo di ritenzione si riduce e si riduce anche la possibilità di avere delle contaminazioni e la formazione di agenti patogeni [15].

La figura 19 mostra il tasso di crescita dei batteri metanigeni nei vari range di temperatura appena definiti.

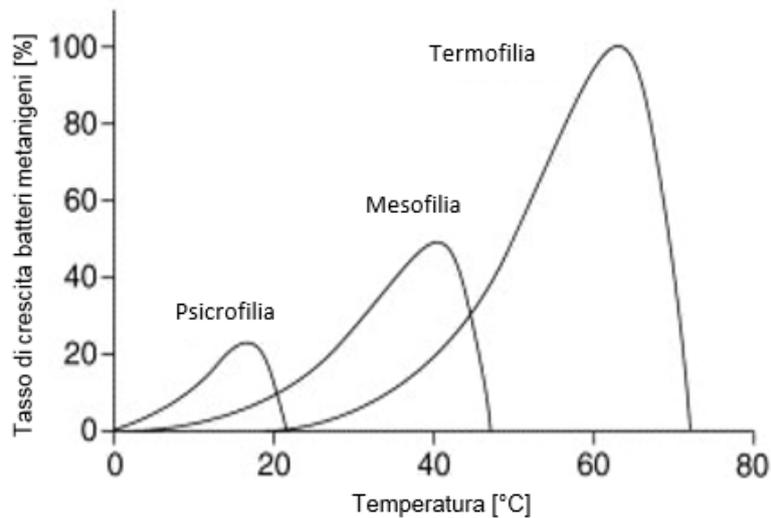


Figura 19 Rappresentazione grafica dell'effetto della temperatura sulle cinetiche di degradazione anaerobica. (Fonte: Van Lier, Rebac, & Lettinga., 1997)

Tempo di ritenzione idraulica (HRT)

Il tempo di ritenzione idraulica (HRT) è definito come il tempo richiesto dalla materia organica per la sua completa degradazione o, analogamente, come il tempo medio in cui la materia organica permane all'interno del digestore.

Può essere così definito:

$$HRT = \frac{V_{digestore}}{\dot{m}_{giornaliera}}$$

ovvero come il rapporto fra il volume del digestore, espresso in m³, e la portata di materia prima che entra al digestore giornalmente, espressa in m³/giorno.

Un HRT molto basso, significherebbe degradazione non completa con conseguente rischio di dilavamento della biomassa, ovvero, si rischia che i batteri metanigeni non abbiano tempo a sufficienza per la loro riproduzione; un HRT molto elevato permette sì produzione massima di biogas, ma anche volumi ingenti per i digestori. La produzione di biogas aumenta quindi con il tempo di ritenzione e presenta un andamento a campana: inizialmente nulla, nel giro di pochi giorni raggiunge il massimo per poi diminuire più lentamente, come mostrato nella figura successiva.

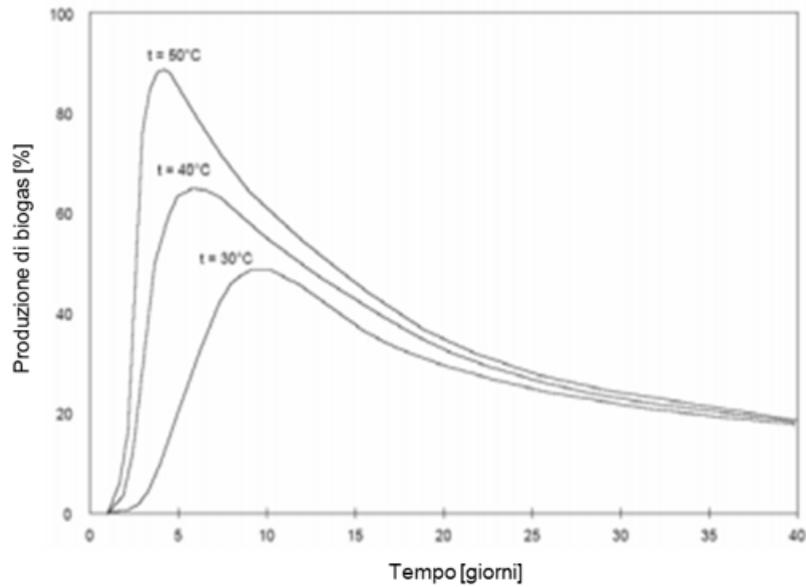


Figura 20 Produzione di biogas in funzione del tempo di ritenzione (Fonte: Ricerca Sistema Elettrico, Enea)

Nel caso di condizioni mesofile, il tempo di ritenzione varia fra i 10 e i 40 giorni. In condizioni termofile, invece, è stato riscontrato un tempo molto più breve, fra i 14 e i 16 giorni.

Carico organico (OLR)

Il carico organico (CO) è definito come la materia organica, per m^3 di reattore, giornalmente necessaria alla sopravvivenza delle varie specie batteriche. Indica la quantità di solidi volatili (SV) da immettere nel digestore ogni giorno, in quanto essi rappresentano la parte digeribile nel processo in questione; può avere un valore compreso fra 0.5 e 5 $[\frac{kg_{sv}}{m^3 \cdot giorno}]$, mentre i valori ottimali sono fra 1 e 3 $[\frac{kg_{sv}}{m^3 \cdot giorno}]$. Il quantitativo di sostanza volatile dipende dalla materia prima utilizzata per la digestione anaerobica, per cui anche il carico organico dipenderà da essa; la produzione di gas dipende da tale valore.

$$CO = \frac{\dot{m}_{giornaliero} * Concentrazione_{sv}}{V_{digestore}}$$

Se l'alimentazione al digestore è superiore al valore ottimale del carico organico, la produzione di gas potrebbe decrescere a causa dell'accumulo di sostanze inibitrici come gli acidi grassi. Quindi il carico organico è un parametro molto importante per il corretto funzionamento dell'impianto.

Sulla base del contenuto solido, il sistema di digestione anaerobica può essere classificato principalmente in tre categorie:

- i sistemi a **basso contenuto di solidi** (LS) contengono meno del 15% di TS¹⁰ e vengono detti sistemi *wet*, ovvero umidi;
- i sistemi a **medio contenuto di solidi** (MS) contengono circa 15-20% di TS e sono definiti sistemi *semi-dry*, ovvero semi-secchi;
- i processi ad **alto contenuto di solidi** (HS) contengono circa 20-40% di TS e sono detti sistemi *dry*, ovvero secchi [16,17]

Rapporto C/N

Il rapporto C/N rappresenta il rapporto fra il quantitativo di carbonio e azoto presente nel materiale organico. Il valore ottimale di questo rapporto per la digestione anaerobica è, secondo *Fricke*, nel range fra 20 e 30 [18].

Se il valore di tale rapporto è alto, vuol dire che i batteri metanigeni consumano rapidamente l'azoto. Bassi valori di C/N causano accumulo di ammoniaca e ciò fa sì che il livello del pH superi 8.5 creando un ambiente tossico per i batteri metanigeni [18]. Una soluzione per poter mantenere un valore ottimale di tale rapporto è quella di mescolare varie tipologie di materiale, poiché tale rapporto deve il suo valore alla tipologia di alimentazione del digestore.

pH

Il pH ci fornisce una misura della concentrazione acida nei sistemi acquosi, cioè ci fornisce il valore della concentrazione degli ioni idrogeno. Come già precedentemente accennato, il livello di pH influisce notevolmente su alcuni ceppi di batteri perché più sensibili alle concentrazioni acide. Fra questi risultano particolarmente sensibili i batteri metanigeni. Numerosi studi hanno dimostrato come il pH vari a seconda della fase che il digestore sta attraversando. Ad esempio, nelle fasi dell'idrolisi e dell'acidogenesi sono stati riscontrati valori ottimali del pH fra 5.5 e 6.5 [19]. Per la fase delle metanogenesi, invece, i valori ottimali si riscontrano fra 6.5 e 8.2 [20].

¹⁰ TS: Solidi Totali, ossia il contenuto in sostanza secca di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105 °C per 24 ore. Questi rappresentano, in prima approssimazione, la somma della frazione organica e di quella inerte del substrato.

3.2.1 Tipologie di digestori

Considerando quanto esposto sulle condizioni che si possono generare nei digestori anaerobici, ne discende che è possibile ne esistano varie tipologie.

Innanzitutto, i digestori possono essere monostadio o bistadio. Il processo è monostadio se le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore, mentre il processo è definito bistadio se il substrato organico viene idrolizzato separatamente in un primo stadio mentre la fase metanigena avviene in un secondo stadio.

Una seconda suddivisione può essere fatta a seconda dell'alimentazione. Essa può essere effettuata a carica singola (detti *Batch*) o in continuo. Nei processi *Batch*, il digestore viene riempito con materiale organico ad elevato tenore di sostanza solida (30-40% TS), in presenza o meno di inoculo, e viene quindi lasciato fermentare. Il percolato che si produce durante il processo degradativo viene continuamente ricircolato. La temperatura del processo risulta elevata. I processi batch hanno dimostrato di poter operare stabilmente con carichi organici nell'intervallo $3-5 \frac{kg_{SV}}{m^3 * giorno}$ tanto in regime mesofilo che termofilo con produzioni di biogas di circa $70 \frac{m^3}{t}$ di rifiuto [22].

Nei digestori ad alimentazione continua vengono utilizzati dei dispositivi meccanici o idraulici il cui compito è quello di mescolare continuamente il materiale in modo che ne venga espulsa una parte così da cercare di mantenere un volume costante durante l'aggiunta continua di materiale. I digestori a carica continua possono essere a completa miscelazione (CSTR) o con flusso a pistone (Plug flow).

Per ciascuna suddetta tipologia, il processo viene distinto anche in funzione della temperatura di esercizio nel reattore: psicrofilo, mesofilo, termofilo e in base al contenuto di umidità della miscela in digestione: wet, semi-dry e dry secondo le definizioni già rese note.

La scelta della tipologia di impianto più adatta dipende fortemente dal tipo di substrato che si decide di trattare ma anche, ovviamente, da ulteriori considerazioni di tipo tecnico-economico.

Ad esempio, un substrato molto diluito, come i reflui zootecnici, è conveniente trattarlo come una digestione ad umido (wet) in digestori monostadio CSTR in condizioni mesofile; la FORSU, invece, può essere trattata in digestori a secco a doppio stadio plug-flow in condizioni termofile [21].

<i>Vantaggi e svantaggi dei processi a carica singola</i>		
Aspetti	Vantaggi	Svantaggi
<i>Tecnologico</i>	- Semplice - Robusto	- Può subire intasamenti - Rischi di esplosività durante la fase di caricamento del reattore
<i>Biologico</i>	-Affidabilità di processo	- Rese di biogas ridotte a causa dell'incanalamento nel corpo del reattore - minimi OLR applicabili
<i>Economico e ambientale</i>	- Economico - Applicabile nei paesi in via di sviluppo - Ridotto utilizzo di acqua	- Elevata necessità di superficie

Tecnologie largamente applicate

Le tecnologie più utilizzate sono le seguenti:

- sistemi continui monostadio in condizioni wet

I digestori ad alimentazione continua monostadio in condizione *wet* sono generalmente a miscelazione continua (CSTR) e questi sono stati i primi ad essere impiegati, in particolare per il trattamento di rifiuti organici.

La biomassa, prima di essere caricata nel reattore anaerobico, subisce un trattamento finalizzato al raggiungimento di un giusto tenore di solidi totali e di un buon grado di omogeneizzazione.

Il substrato avviato alla digestione wet deve essere caratterizzato da un tenore di solidi inferiore al 10%; ove non ricorra questa condizione è necessario operarne la diluizione con acqua di rete o di processo (a condizione, per quest'ultima, che non risulti eccessivamente ricca di ammoniaca) all'interno di una vasca di omogeneizzazione opportunamente equipaggiata con miscelatori meccanici. L'aggiunta di acqua ha una forte incidenza sul costo della digestione anaerobica in quanto alla fine del processo si rende necessario provvedere, in un primo momento, alla sua separazione dalla frazione solida a mezzo di una fase di

disidratazione e, quindi, al suo trattamento prima dello scarico in un corpo idrico ricettore o di riutilizzo.

Per questi sistemi la biomassa fresca è pompata ad intervalli nel reattore ed immediatamente mescolata con la biomassa in fase di fermentazione. Il vantaggio della completa miscelazione consiste nell'incremento della velocità di processo: la biomassa fresca, inizialmente soggetta ad una fase di acidogenesi con possibile inibizione dei processi di metanazione, viene immediatamente inglobata nella biomassa già in condizioni metanogene stabili.

Quindi i processi a umido richiedono un grande quantitativo di energia e acqua e i nutrienti vengono dispersi nel processo; al contrario, la digestione a secco risulta nettamente migliore sia per la sua versatilità che per una migliore gestione delle acque. Visti questi svantaggi, negli ultimi anni la ricerca si è maggiormente concentrata sui sistemi a secco.

<i>Vantaggi e svantaggi dei processi continui monostadio in condizioni wet</i>		
Aspetti	Vantaggi	Svantaggi
<i>Tecnologico</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Buona conoscenza ed esperienza nel campo del processo, - Applicabilità processo in co -digestione con rifiuti liquidi ad alto contenuto in sostanza organica 	<ul style="list-style-type: none"> - Pretrattamenti di preparazione del rifiuto complessi
<i>Biologico</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Diluizione dei picchi di concentrazione di substrato e/o sostanze tossiche influenti il reattore 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione di elevate quantità di acque di processo - Perdita di sostanza organica nei pretrattamenti - Forte sensibilità ad eventuali shock per la presenza di sostanze inibitorie e carichi organici variabili
<i>Economico e ambientale</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Spese ridotte per i sistemi di pompaggio e miscelazione, ampiamente diffusi sul mercato 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevati costi d'investimento per i pretrattamenti

- sistemi batch monostadio in condizioni *dry*

Nelle configurazioni che prevedono l'impiego di reattori di tipo *Batch* si mantengono, di norma, condizioni *dry*. La soluzione più frequentemente adottata è quella cosiddetta a fase singola nella quale il substrato da degradare viene immesso all'interno del reattore in presenza o meno di un inoculo microbico, permanendovi fino al raggiungimento della sua stabilizzazione. Le dovute condizioni di umidità, necessarie per il corretto svolgimento del processo di digestione anaerobica, sono assicurate attraverso il ricircolo del liquido (percolato) raccolto sul fondo del reattore e frutto dell'attività di trasformazione operata dai microrganismi. I principali vantaggi di tale configurazione sono la semplicità di esercizio e l'economicità dell'impianto. Tuttavia, essa dà luogo a produzioni discontinue del biogas, per cui, nel caso di sfruttamento energetico di tale fluido, è indispensabile disporre di più reattori in parallelo, il cui riempimento deve essere opportunamente sfasato nel tempo, in modo da assicurare la costanza della portata di biogas necessaria per l'alimentazione dei motori. Un'altra soluzione con reattori di tipo *Batch* è quella definita a fasi sequenziali che si caratterizza per il continuo ricircolo del percolato tra i diversi reattori operanti in parallelo. In particolare, viene eseguito uno scambio mutuo di percolato tra il bacino da più tempo in digestione (*vecchio*) e quello caricato più di recente (*fresco*). In questo modo nel bacino vecchio viene incrementata la concentrazione di composti acidi, accelerando la produzione di metano, mentre in quello *fresco* si ha una diluizione del carico organico in trattamento, nonché l'ingresso di bicarbonati, idonei a tamponare l'abbassamento del pH determinato dalla produzione acida iniziale del processo di digestione anaerobica.

- sistemi *dry*

Tra le principali tecnologie utilizzate nel campo della digestione a secco si citano i processi **Dranco**, **Kompogas** e **Valorga**.

Il sistema *Dranco*, sviluppato in Belgio, opera con substrati ad alto tenore di solidi e in regime di temperatura termofilo; il substrato viene introdotto giornalmente all'estremità superiore del reattore e il materiale digerito viene contemporaneamente rimosso dalla parte inferiore. Parte del digestato viene riciclato come inoculo, mentre il restante viene sottoposto a trattamenti ulteriori al fine di ottenere un prodotto utile sotto il profilo agronomico. Non è presente alcun sistema meccanico di miscelazione all'interno del reattore e la sola miscelazione che avviene al suo interno è quella naturale che si origina dal movimento a pistone verso il basso del materiale caricato.

Il sistema *Kompogas*, sviluppato in Svizzera, che opera sempre con substrati ad alto tenore di solidi in regime termofilo, utilizza un reattore cilindrico orizzontale in cui il materiale viene introdotto giornalmente; il movimento del materiale all'interno è orizzontale a pistone e il materiale digerito viene rimosso dall'estremità opposta dopo circa 20 giorni. All'interno del reattore è presente un sistema di agitazione che mescola la massa in modo intermittente, favorendo la liberazione del biogas formatosi e la sospensione del materiale inerte grossolano depositatosi sul fondo. Il digestato ottenuto, di cui parte è utilizzato come inoculo, viene disidratato e ulteriormente trattato a fini agronomici.

Il sistema *Valorga*, sviluppato in Francia, opera con substrati ad alto contenuto di sostanza secca (25-35%), con tempi di residenza compresi tra 18-25 giorni, in reattori di forma cilindrica in cui il flusso di materiale è di tipo circolare e il mescolamento entro il reattore è garantito dalla circolazione sotto pressione di parte del biogas prodotto attraverso una serie di iniettori ad intervalli di tempo prestabiliti. Generalmente la miscelazione viene effettuata in modo soddisfacente mediante ricircolo di solo biogas. Anche con questa tecnologia è necessario trattare il rifiuto da digerire con acqua di processo al fine di raggiungere una concentrazione di sostanza solida intorno al 30%, evitando di raggiungere concentrazioni troppo basse che potrebbero causare accumuli eccessivi di materiale inerte sul fondo del reattore. [23]

4 Descrizione tecnica dell'impianto per il trattamento dei rifiuti

Il presente lavoro di tesi si inserisce all'interno della progettazione di un impianto per la produzione di biometano *avanzato* per autotrazione da FORSU¹¹ ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 ad opera della società *Ferplant s.r.l.*, ramo operativo della holding *Mondopower* con sede a Chivasso (TO), specializzata nella progettazione e costruzione di impianti a fonte rinnovabile, presso cui è stato possibile sviluppare il presente studio. Di seguito è riportato lo schema generale dell'impianto e una breve e prima descrizione dello stesso:

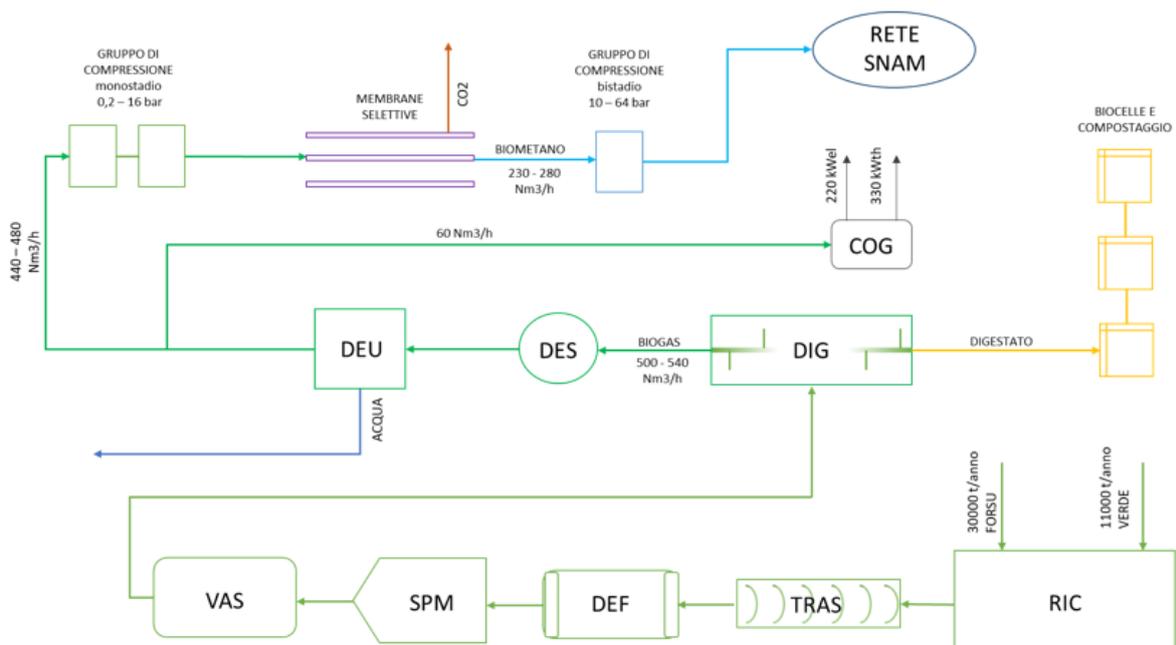


Figura 21 Schema semplificato dell'impianto

Circa 40000 tonnellate all'anno tra FORSU e verde vengono destinati ad un'apposita area di ricezione e stoccaggio [RIC] opportunamente progettata affinché tutti i possibili rilasci dovuti ai normali fenomeni aerobici/anaerobici cui va incontro il materiale organico possano essere raccolti onde evitare dispersioni in ambiente, sia liquidi che odorigeni. Poiché la FORSU è costituita per circa il 20%, frutto di una non perfetta raccolta differenziata, da inerti, ovvero da materiali plastici, metalli ferrosi e non, sabbia e altro, è necessario "ripulire" il materiale organico da questi materiali indesiderati: ciò avviene nella fase del pretrattamento. Per prima cosa i sacchetti contenenti i rifiuti provenienti da raccolta differenziata sono inviati ad un nastro trasportatore a doppia coclea [TRAS] consentendo la lacerazione degli stessi e poi ad

¹¹ FORSU: Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano

un nastro trasportatore dotato sia deferrizzatore che di un sistema a correnti indotte per l'eliminazione di materiali ferrosi e non [DEF]. Il rifiuto in queste condizioni viene inviato ad una macchina spremitrice a secco [SPM] che consente la separazione del materiale organico, ormai ridotto in purea, dai materiali residui. La purea ottenuta da quest'ultimo processo viene inviata ad una vasca di miscelazione [VAS] in cemento armato in cui viene miscelata con materiale strutturante, verde e sovrullo legnoso, grazie a cui si ottiene una miscela con un tenore di solidi fra il 20÷30%.

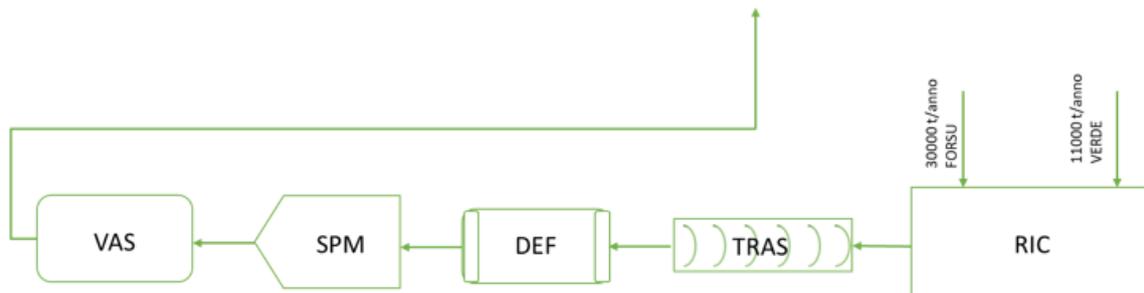


Figura 22 Sezione di ricezione e pre trattamento rifiuti

Terminata questa prima fase, il materiale è ormai pronto ad entrare nel digestore [DIG] in cui avviene in processo di digestione anaerobica da cui si genera biogas e digestato. Quest'ultimo in parte viene ricircolato, in parte inviato alle biocelle per la formazione del compost.



Figura 23 Sezione di produzione del compost

Il biogas, invece, subisce opportuni trattamenti per poter essere immesso in rete SNAM: viene prima desolfurato [DES] e poi deumidificato [DEU]. A questo punto una parte del biogas viene inviato ad un gruppo di cogenerazione [COG], costituito da un motore a combustione interna, così da poter soddisfare sia, in parte, la richiesta di energia elettrica dell'impianto, sia quella di calore. In particolare, la maggior parte della potenza termica recuperata tramite cogenerazione viene utilizzata per riscaldare il digestore anaerobico. Solo una piccola parte di calore resta inutilizzata, e lo studio sviluppato nel presente lavoro di tesi si concentra proprio su un suo possibile utilizzo. Il biogas destinato all'immissione in rete viene compresso una prima volta tramite due compressori in parallelo, successivamente ripulito dall'anidride carbonica tramite membrane selettive, a seguito delle quali si ottiene definitivamente biometano, il quale viene nuovamente compresso fino alla pressione di 64 bar richiesta dall'operatore della rete del gas naturale.

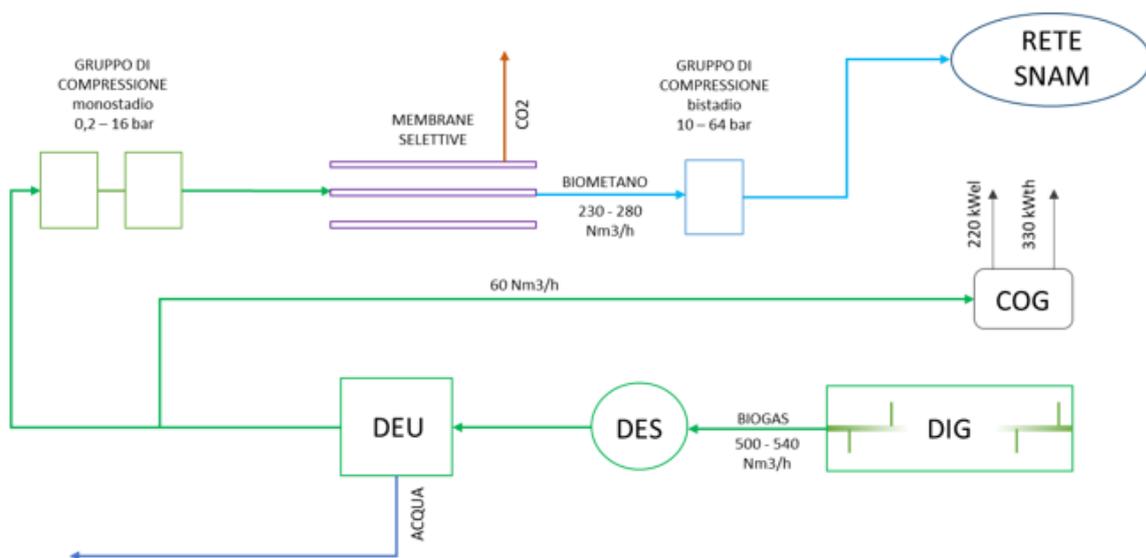


Figura 24 Sezione di digestione anaerobica, desolfurazione e deumidificazione, sezioni di compressione, modulo di upgrading e cogenerazione.

4.1 Il compost

Il processo produttivo del biometano avanzato non si limita al solo soddisfacimento del consumo energetico e all'immissione in rete di biometano, ma rende disponibili anche una serie di altri prodotti, sottoprodotti e servizi non energetici il cui sfruttamento comporta una riduzione delle emissioni climalteranti. In particolare, nel progetto in esame, oltre il biometano, l'impianto provvederà alla produzione di compost di qualità che verrà poi

immesso in commercio. La definizione di compost di qualità la fornisce il *D.lgs. 205/2010* art. 183:

[...] “**compost di qualità**: prodotto ottenuto dal compostaggio dei rifiuti organici nel rispetto di apposite norme tecniche, da adottarsi a cura dello Stato, finalizzate a definirne contenuti e usi compatibili con la tutela ambientale e sanitaria e, in particolare, a definirne i gradi di qualità”; [...]

Per l’impianto in esame si intende utilizzare come materia prima da immettere nel digestore anaerobico, oltre che la frazione organica dei rifiuti solidi urbani anche sottoprodotti di origine agricola e/o agroindustriale. Terminata la fase di digestione anaerobica di tali materie prime ci sarà una fase di digestione aerobica per la produzione del compost.

La fase di produzione del compost nota, per l’appunto, con il nome di compostaggio, è una tecnica con cui si controlla e accelera il processo di degradazione naturale cui va incontro qualsiasi sostanza organica: si ottiene così un prodotto altamente stabile e ad alto contenuto microbico attivo che consente di migliorare notevolmente la produttività del terreno in cui è utilizzato come ammendante e di conseguenza il terreno avrà anche una migliore capacità di trattenere gas climalteranti fungendo da *sink*¹² per il carbonio [25]. Un ulteriore metodo per controllare le emissioni di sostanze climalteranti che permette, oltretutto, di sostituire i fertilizzanti chimici che in molti casi vengono usati in agricoltura.

La regione Piemonte nel marzo 2009 ha definito le linee guida per il processo del compostaggio; queste linee guida sono state seguite per definire tale processo all’interno dell’impianto.

L’intero processo ha una durata di 90 giorni e può essere suddiviso in tre fasi.

La prima fase è quella della **bio-ossidazione accelerata** che ha una durata minima di 10 giorni, suddivisibile a sua volta in ulteriori 5 fasi: *carico e omogeneizzazione, riscaldamento, igienizzazione, compostaggio, raffreddamento e scarico*. Trattandosi di processi aerobici, ovvero processi che necessitano di presenza di ossigeno, è necessario introdurre aria nelle celle e ciò avviene o tramite rivoltamento del materiale o tramite aerazione meccanica. Nell’impianto in fase di progettazione si è deciso di optare per l’immissione di aria tramite insufflazione dal basso sfruttando un’apposita pavimentazione che permette, tra l’altro, anche

¹² Per sink si intende un deposito di carbone naturale o artificiale che assorbe l’anidride carbonica contribuendo a diminuire la quantità di CO₂ nell’atmosfera e di conseguenza a ridurre il riscaldamento del pianeta causato dall’effetto serra.

la raccolta del percolato. La temperatura durante la fase di bioossidazione deve essere mantenuta per almeno 72 ore oltre i 55 °C.

Conclusasi questa prima fase ha inizio quella della **maturazione controllata**. Il materiale viene posto in cumuli per 45 giorni; richiedendo meno ossigenazione rispetto al caso precedente, questa avviene tramite rivoltamenti non molto frequenti. Al termine di questa seconda fase il materiale risulterà stabilizzato per cui potrà subire il terzo trattamento che consiste nella **maturazione lenta** per 35 giorni al termine del quale, previa vagliatura, il compost risulta così pronto allo stoccaggio che dovrà avvenire in modo da ripararlo da pioggia e vento.

L'umidità dei materiali durante la trasformazione deve essere mantenuta tra il 35% ed il 65% (durante la fase di bioossidazione deve essere mantenuto un tenore di umidità della biomassa compreso tra 50 e 55%).

4.2 Le materie prime

La produzione di biometano a partire da materie prime quale la frazione organica dei rifiuti solidi urbani, permette, oltre ai già citati vantaggi, di proporre una soluzione alla questione dello smaltimento dei rifiuti, una tematica di cui si sente molto spesso parlare. La gestione inadeguata dei rifiuti costituisce non solo una perdita economica in quanto, appunto, è possibile ricavarne energia e biocombustibili, ma contribuisce all'aumento dell'inquinamento ambientale. Il rilascio di rifiuti in discariche fa sì che si generino quantitativi non trascurabili di metano che viene rilasciato in ambiente, contribuendo, quindi, all'aumento dell'effetto serra; si rammenti che il metano è più climalterante dell'anidride carbonica. Se queste discariche non sono ben progettate e coibentate si può avere anche una contaminazione del suolo e delle acque, a causa anche di rilascio di percolato. Il processo, però, non termina qui. Dopo la fase di raccolta nelle discariche c'è la fase di trasporto e trattamento dei rifiuti. In questa fase si ha sia il rilascio di anidride carbonica che di altre sostanze, quali il particolato. Direttamente o indirettamente, i rifiuti colpiscono la nostra salute e il benessere in molti modi: i gas di metano contribuiscono al cambiamento climatico, gli agenti inquinanti sono rilasciati nell'atmosfera, le fonti di acqua dolce sono contaminate, le colture crescono in suoli contaminati e alcuni pesci ingeriscono prodotti chimici tossici, finendo poi sui nostri piatti. Anche attività illegali, quali lo scarico abusivo, la combustione o le esportazioni svolgono un proprio ruolo, ma è difficile stimare la reale portata di tali attività o dei loro impatti.

Secondo l'ultimo rapporto disponibile sui rifiuti dell'istituto ISPRA (*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*), nel 2017 è stata registrata a livello di Unione Europea una leggera ma trascurabile inflessione (-0.05%) nella produzione di rifiuti solidi urbani rispetto al 2014 passando da 242.4 a 242.3 milioni di tonnellate. In particolare, in Italia è stata registrata una riduzione dello 0.4%. Se si analizzano i dati pro-capite risalta la differenza fra la produzione nei vecchi e nuovi membri dell'unione, con quest'ultimi caratterizzati da valori di produzione pro capite decisamente più contenuti rispetto ai primi, probabilmente a causa di minori consumi legati alle condizioni economiche.

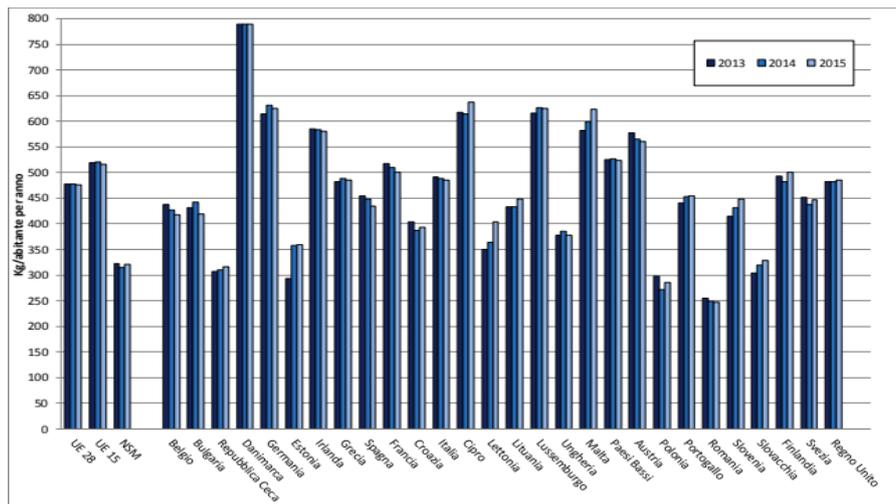


Figura 25 Produzione pro capite di RU nell'UE, anni 2013-2015 (Fonte: elaborazioni ISPRA su dati Eurostat).

Secondo recenti stime Eurostat, il valore medio della quantità di rifiuti urbani prodotti pro capite nel 2016 è stato pari a 480 kg/anno, in calo del 9% rispetto al picco di 527 kg/anno registrato nel 2002.

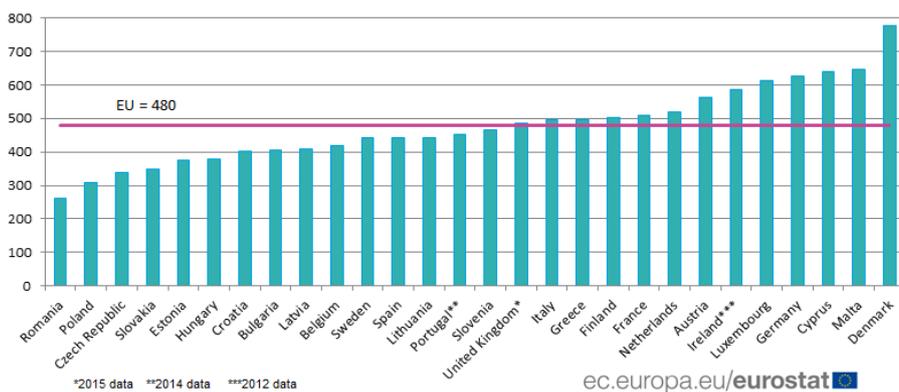


Figura 26 Produzione media pro capite di rifiuti urbani nell'UE nel 2016 (Fonte: Eurostat)

Il trattamento dei rifiuti urbani è effettuato con metodi diversi. Complessivamente nell'UE nel 2016 il 30% dei rifiuti è stato riciclato, il 27% incenerito, il 25% messo in discarica e il 17% compostato. La quota dei rifiuti urbani riciclati o compostati nell'UE è aumentata costantemente nel tempo, passando dal 17% nel 1995 al 46% nel 2016. Sempre nel 2016 il riciclaggio e il compostaggio hanno rappresentato insieme, negli Stati membri, i due terzi del trattamento dei rifiuti in Germania (66%) e oltre la metà in Austria (59%), Belgio (54%), Paesi Bassi (53%) e Italia (51%) [25].

Appare chiaro, dunque, che i potenziali vantaggi nel corretto trattamento dei rifiuti sono immensi e possono facilitare il cammino dell'Unione Europea verso un'economia di tipo circolare, dove nulla viene sprecato. Inoltre, il miglioramento della gestione dei rifiuti offre importanti benefici ambientali ed è in quest'ottica che la progettazione dell'impianto di trattamento rifiuti organici prende forma.

Obiettivo principale dell'impianto è dunque la produzione di biometano da immettere nella rete di distribuzione del gas naturale. Date le caratteristiche che esso possiede può essere definito un impianto di produzione da fonti rinnovabili di energia in ottemperanza al decreto legislativo del 3 marzo 2011. Si tratta di un impianto di grande importanza per il territorio della città metropolitana di Torino considerando che attualmente esiste un solo impianto di biodigestione della FORSU che è quello di Pinerolo e che tratta circa il 30% dei rifiuti raccolti nel territorio e solo due impianti, a Druento e Borgaro Torinese, si occupano di compostaggio operando per altri impianti.

Le materie prime da utilizzare nella digestione anaerobica devono avere, però, determinate caratteristiche. Ogni rifiuto è infatti definito da un appropriato codice CER¹³. Si tratta di codici identificativi definiti a seconda della composizione del rifiuto e della sua provenienza. Tale classificazione viene effettuata secondo la direttiva 75/442/CEE. Permettono, oltretutto, la distinzione fra rifiuti pericolosi e non.

Nello specifico caso dell'impianto *Ferplant* i codici CER identificati per la trasformazione dei rifiuti in biometano sono riportati nella tabella a pagina seguente.

¹³ CER: Codice Europeo dei Rifiuti

CODICI CER	Descrizione del rifiuto/sottoprodotto
20 Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata	
20 01 frazione oggetto di raccolta differenziata	
20 01 08	Rifiuti biodegradabili di cucine e mense
20 01 25	Oli e grassi commestibili
20 02 rifiuti di giardini e parchi (inclusi i rifiuti provenienti da cimiteri)	
20 02 01	Rifiuti biodegradabili
20 03 altri rifiuti urbani	
20 03 02	Rifiuti dei mercati
19 Rifiuti prodotti da impianti di trattamento dei rifiuti, impianti di trattamento delle acque reflue fuori sito, nonché dalla potabilizzazione dell'acqua e dalla sua preparazione per uso industriale	
19 12 Rifiuti prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti (ad esempio selezione, triturazione, compattazione, riduzione pellet) non specificati altrimenti	
02 Rifiuti prodotti da agricoltura, orticoltura, acquacoltura, selvicoltura, caccia e pesca, preparazione e lavorazione alimenti	
02 02 rifiuti della preparazione e della trasformazione di carne, pesce ed altri alimenti di origine animale	
02 02 03	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 05 rifiuti dell'industria lattiero-casearia	
02 05 01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 06 rifiuti dell'industria dolciaria e della panificazione	
02 06 01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 07 rifiuti della produzione di bevande alcoliche ed analcoliche (tranne caffè, tè e cacao)	
02 07 04	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
-	<ul style="list-style-type: none"> • Alghe se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori • Paglia • Concime animale e fanghi di depurazione

	<ul style="list-style-type: none"> • Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti • Pece di tallolio • Glicerina grezza • Bagasse • Vinacce e fecce di vino • Gusci • Pule • Tutoli ripuliti dei semi di mais • Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio • Altre materie cellulosiche di origine non alimentare definite all'articolo 2, comma 1, lettera q-quinquies) • Altre materie ligno-cellulosiche definite all'articolo 2, comma 1, lettera q-quater), eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura • Carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica • Cattura e utilizzo del carbonio a fini di trasporto, se la fonte energetica è rinnovabile in conformità all'articolo 2, comma 1, lettera a) • Batterie, se la fonte energetica è rinnovabile in conformità all'articolo 2, comma 1, lettera a)
20 Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata	
20 01 frazione oggetto di raccolta differenziata	
<i>20 01 38</i>	Legno, diverso da quello di cui alla voce <i>20 01 37</i>
03 Rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di pannelli, mobili, polpa, carta e cartone	
03 01 rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di pannelli e mobili	
<i>03 01 01</i>	Scarti di corteccia e sughero
<i>03 01 05</i>	Segatura, trucioli, residui di taglio, legno, pannelli di truciolare e piallacci diversi da quelli di cui alla voce <i>03 01 04</i>
03 03 rifiuti della produzione e della lavorazione di polpa, carta e cartone	
<i>03 03 01</i>	Scarti di corteccia e legno

Nella prima parte della tabella sono identificati FORSU e sottoprodotti per un quantitativo totale di 30'000 tonnellate annue, cui vanno aggiunti sfalci e ramaglie, riportati nella seconda parte della tabella, per un quantitativo totale di 11'000 tonnellate annue.

4.3 Digestore anaerobico e cogeneratore

Viste le caratteristiche della parea destinata alla digestione anaerobica è stato deciso di optare per una *digestione anaerobica a secco* e il digestore scelto per svolgere tali operazioni è del tipo *Kompogas*, le cui caratteristiche funzionali sono state precedentemente descritte, e si è scelto di lavorare in condizioni di *termofilia*, a 55 °C. Il volume utile totale del digestore è di 2250 m³.

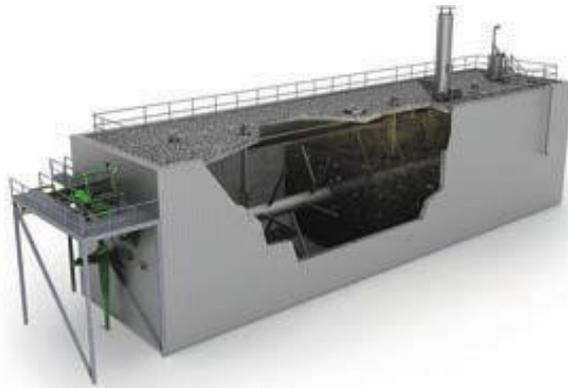


Figura 27 Digestore anaerobico tipo PFR (Plug Flow Reactor)

La movimentazione del materiale avviene tramite albero orizzontale in continua rotazione cui sono collegate delle pale che permettono una migliore miscelazione del materiale evitando la sedimentazione degli inerti. Tale sistema permette la produzione di circa 500 – 540 Nm³/h di biogas.

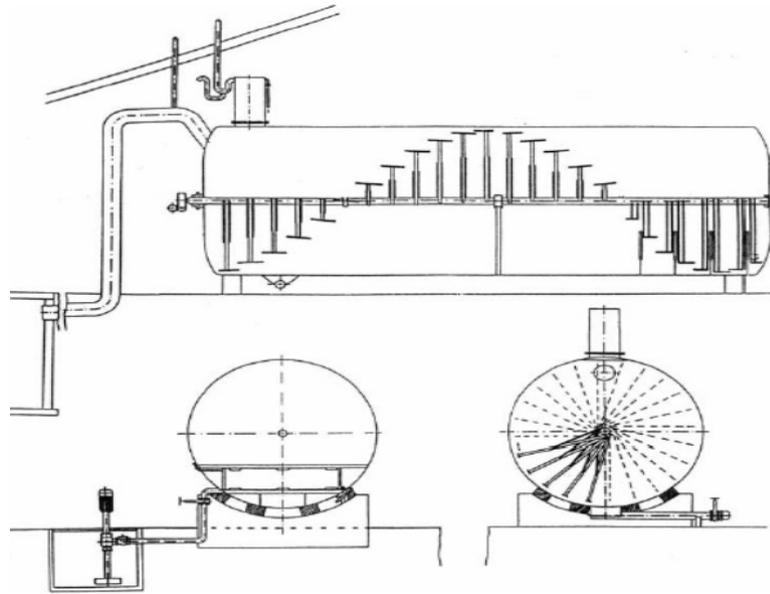


Figura 28 Schema di impianto di biogas a reattore orizzontale

Il mantenimento della temperatura all'interno del digestore avviene tramite un apposito sistema di scambiatori ad acqua collocati sulle pareti e sul fondo del digestore; l'acqua di riscaldamento viene prodotta da un motore a combustione interna alimentato con il biogas prodotto dall'impianto stesso grazie ad una portata di 60 Nm³/h. Questo motore lavora in assetto cogenerativo, così da poter fornire all'impianto anche una parte della potenza elettrica necessaria allo svolgimento dei vari processi.

Il digestore è poi collegato ad una torcia di sicurezza che interviene nel caso in cui ci fossero problemi, come ad esempio un aumento eccessivo della pressione del biogas all'interno del reattore.

4.4 Desolfurazione

Durante il processo di digestione anaerobica oltre i composti principali, quali metano e anidride carbonica, si generano altri composti come vapore acqueo, solfati, solfuri e idrogeno solforato; pertanto, affinché sia possibile ottenere una miscela atta all'immissione in rete, è necessario trattare il biogas.

In primis, viene effettuata la desolfurazione dell'efflusso gassoso all'interno di un apposito sistema che permette l'abbattimento dell'H₂S a poche centinaia, o addirittura decine, di ppm. Ciò viene fatto in quanto l'idrogeno solforato è un elemento altamente corrosivo per gli impianti e ciò potrebbe tradursi in aumenti nei costi di gestione e aumento dei tempi di manutenzione con conseguente riduzione nella produttività dell'impianto; inoltre ne deriva

una minor produzione di metano, una ridotta accessibilità per i batteri dei microelementi, poiché quest'ultimi si legano all'acido formando solfuri metallici e, non da ultimo, può essere compromesso l'equilibrio acido-base del sistema. L'acido solfidrico è anche una sostanza tossica per cui bisogna evitare la sua dispersione in ambiente onde evitare problemi di salute e sicurezza sul posto di lavoro.

Esistono varie soluzioni a tale criticità: introduzione di aria nei fermentatori, utilizzo di filtri a carbone attivo, colonne di desolfurazione e ossidazione biologica o colonne di desolfurazione chimica a base di soda, oppure aggiunta di prodotti chimici a base di ferro. L'introduzione di aria, ovvero l'ossidazione biologica con ossigeno atmosferico, prevede la trasformazione del solfuro di idrogeno in zolfo elementare mediante batteri; questo metodo ha un'efficacia limitata perché il quantitativo di aria introducibile è minimo e non può essere sempre proporzionale alla quantità di acido solfidrico presente. Per l'impianto in questione si è scelto di utilizzare questa tecnica per abbattere almeno in parte la carica iniziale di H₂S introducendo ossigeno all'interno del reattore tramite un generatore di ossigeno. In questa prima fase si ha un abbattimento della carica di zolfo da circa 1400 ppm a 700-1000 ppm. All'uscita del digestore, considerando questa prima fase di desolfurazione, si avrà una corrente di biogas con la seguente composizione:

COMPONENTE	COMPOSIZIONE
Metano [%]	52 -62
Anidride carbonica [%]	48-38
Idrogeno solforato [ppm]	700-1000
Ossigeno [%]	0.15-1.5
Azoto [%]	Tracce
Acqua [%]	Saturazione

Essendo ancora elevato il tenore di idrogeno solforato, all'uscita dal reattore, previo passaggio tramite filtro ceramico per l'eliminazione del particolato, la corrente di biogas viene sottoposta ad un ulteriore processo di desolfurazione che non richiede reagenti chimici e avviene all'interno di reattori verticali in cui l'idrogeno solforato può essere rimosso

attraverso l'ossidazione da parte di microrganismi della specie *Acidithiobacillus Thiooxidans*. Questa ossidazione richiede una modesta quantità di ossigeno, per cui quando viene aggiunta una limitata quantità d'aria (l'ossigeno viene aggiunto sotto forma di aria pressurizzata) i microrganismi convertono l'idrogeno solforato in zolfo elementare e in acidi elementari. I microrganismi devono essere mantenuti alle condizioni di processo ottimali in modo da favorirne la crescita. Tali condizioni sono realizzate mantenendo bassi valori di pH (1,5 -2) e una temperatura di circa 35°C. In queste nuove condizioni il contenuto di H₂S risulta inferiore o al massimo pari a 100 ppm.

4.5 Deumidificazione

Al termine di questo primo processo, il biogas deve essere sottoposto a deumidificazione in modo da rimuovere la massa d'acqua che si genera nel processo di digestione anaerobica. La presenza di acqua nella corrente del biogas abbassa il potere calorifico della miscela gassosa, può provocare problemi di corrosione nelle tubazioni in cui scorre e se immessa, ad esempio, in motori a gas alternativi, la condensazione dell'acqua nelle camere di combustione può rimuovere l'olio lubrificante dalle pareti del cilindro, provocando un'usura maggiore del motore stesso, riducendo così la vita utile del componente. Inoltre, l'acqua può anche accumularsi in qualsiasi sezione bassa del tubo causando restrizioni di flusso di biogas se il sistema di tubazioni non è stato progettato con la corretta caduta e rimozione della condensa.

Considerate tutte queste problematiche, nell'impianto è prevista la fase di deumidificazione del biogas che si effettua abbassando la temperatura della portata di biogas fino al punto di rugiada compresa fra 5°C e 3°C alla pressione di uscita del biogas dal digestore, costringendo così l'acqua a condensare.

Dal punto di vista tecnologico la soluzione più semplice è l'uso di un chiller abbinato ad uno scambiatore di calore che permettono di abbassare la temperatura del biogas fino al valore desiderato, preferibilmente fino al valore minimo del fluido utilizzato per la refrigerazione.

Esistono però anche altri sistemi di deumidificazione:

1. Il demister (o *abbattitore di nebbie* o *separatore di trascinamenti* o *separatore di gocce* o *denebulizzatore*) è un dispositivo che ha il compito di favorire la separazione delle gocce di liquido trascinate dalla corrente gassosa; le goccioline di liquido trasportate dall'azione di trascinamento della corrente gassosa urtano contro le superfici del demister, formato da una fitta griglia, cedono la loro energia cinetica ricadendo nel serbatoio sottostante.

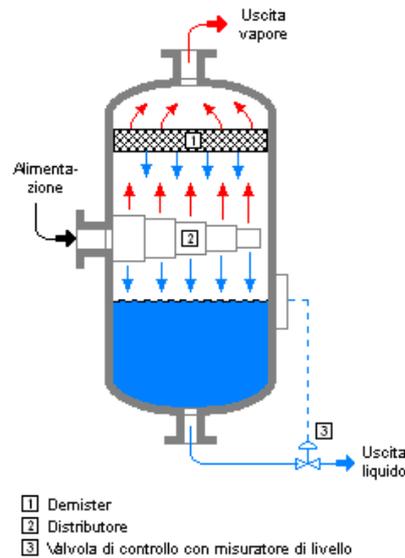


Figura 29 Schema di un separatore liquido-vapore con demister.

2. i cicloni e i multicicloni dove l'acqua viene separata grazie alla forza centrifuga; questa tecnica è più indicata per la rimozione del particolato.
3. le tubazioni possono essere interrato, poste orizzontalmente con una leggera inclinazione, in modo da sfruttare d'estate la minore temperatura del suolo e d'inverno si evita che il biogas raggiunga temperature eccessivamente basse evitando il rischio di solidificazione delle condense;
4. assorbimento chimico con glicole come agente ossidante, oppure si può optare per l'adsorbimento su gel di silice, ossidi di magnesio, carboni attivi, allumina e altri agenti chimici.

Fra le tre soluzioni esposte, l'uso del gruppo frigo risulta tra le più efficienti.

4.6 Rimozione della CO₂

Ridotti i quantitativi di idrogeno solforato e acqua, resta da eliminare l'anidride carbonica.

Perché effettuare questa separazione? La CO₂ abbassa il potere calorifico del biometano.

Attualmente in Europa esistono 5 principali tecniche, già disponibili a livello commerciale, di separazione della CO₂ dal biogas. La distribuzione e diffusione di queste tecnologie è riportata nel seguente grafico i cui dati sono stati forniti dalla IEA e riportati dalla *European Biogas Association*.

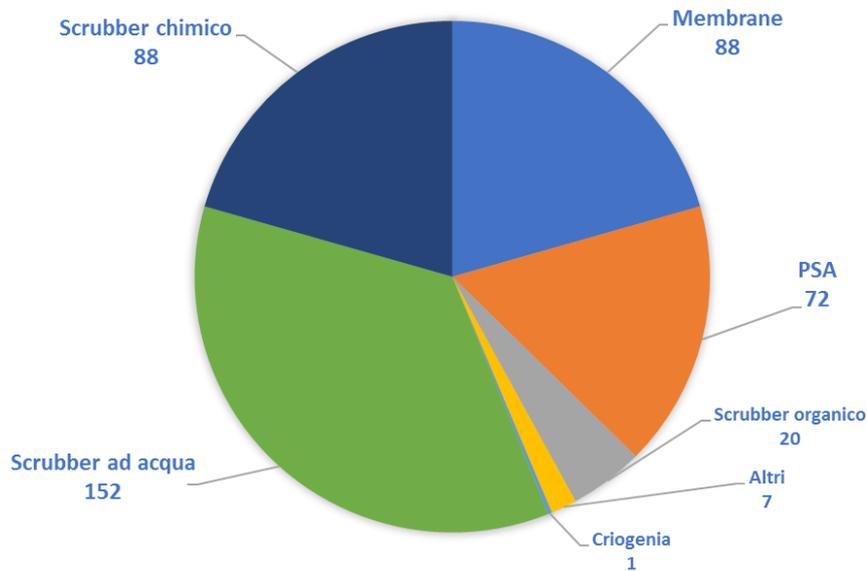


Figura 30 Distribuzione delle tecnologie di separazione dell'anidride carbonica dalla corrente di biogas

Esistono inoltre altre tecnologie in fase di sviluppo.

La tecnologia attualmente più in uso è quella dello **scrubbing ad acqua** in cui oltre a separare la CO₂ è possibile separare anche l'H₂S grazie alla loro capacità di essere maggiormente solubili in acqua rispetto al metano, la cui solubilità varia in funzione della temperatura dell'acqua, come possiamo leggere dal seguente grafico:

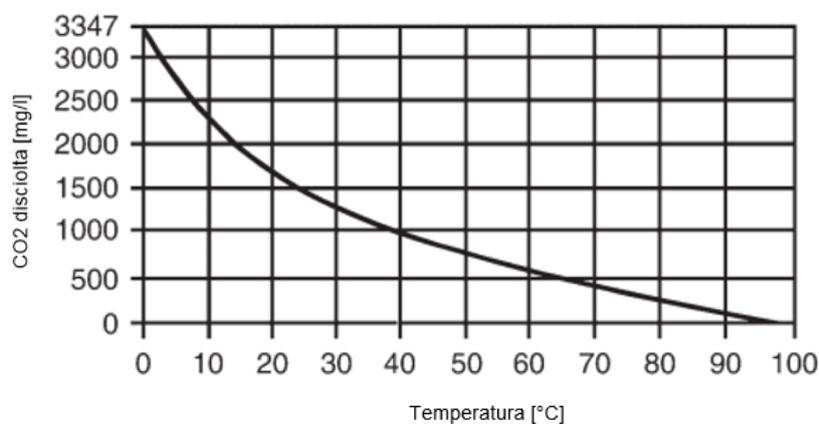


Figura 31 Solubilità della CO₂ in acqua a diverse temperature

La corrente di biogas viene pressurizzata e fatta passare all'interno di una colonna di assorbimento in cui dall'alto è iniettata acqua; una volta che la miscela attraversa lo scrubber

si ha biometano in uscita, mentre l'acqua contenente CO₂ e H₂S viene inviata ad una colonna di risciacquo dove la pressione dell'efflusso diminuisce (2,5-3,5 bar) e vengono anche recuperate alcune tracce di CH₄ disciolte nell'acqua. Con tale tecnica si raggiunge un livello di purezza del biometano $\geq 99\%$.

Il metodo dello **scrubbing organico** si basa sullo stesso principio del lavaggio con acqua appena esposto, tuttavia l'assorbimento di CO₂ e H₂S avviene mediante l'uso di solventi organici. Generalmente i solventi organici utilizzati sono miscele di metanolo e eteri dimetilici di polietilenglicole. I prodotti organici attualmente disponibili in commercio sono conosciuti con i marchi Selexol® e Genosorb®. Il vantaggio nell'uso di questi solventi rispetto all'acqua è legato alla maggiore solubilità della CO₂ in essi. Ad esempio, il solvente Selexol® è in grado di assorbire 3 volte più CO₂ dell'acqua, il che significa praticamente una riduzione degli apporti di liquido nel sistema e, di conseguenza, una riduzione delle dimensioni dell'unità di lavamento. Tuttavia, i solventi organici sono difficili da rigenerare a causa di questa elevata solubilità della CO₂ e ciò costituisce un ostacolo importante al processo. Il contenuto finale di CH₄ nel biogas che utilizza questa tecnologia può raggiungere il 98%.

Il terzo processo che è possibile utilizzare è quello dello **scrubbing chimico**. In questi processi si utilizzano soluzioni acquose di ammina¹⁴, principalmente etanolammine, come monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA), e metildietanolammina (MDEA), oppure soluzioni di carbonato di potassio. L'assorbimento di gas acidi è effettuato dunque con questi solventi alcalini, a basse pressioni e temperature di 40 ÷ 70 °C. Il biogas viene immesso dal basso in una colonna di assorbimento ad una pressione di 1-2 bar, mentre la soluzione amminica fluisce dall'alto in controcorrente. La CO₂ si lega al solvente tramite una reazione chimica esotermica. Successivamente la soluzione amminica viene convogliata verso un'unità di rigenerazione. Con questo processo il biogas grezzo può essere purificato fino al 96-98%.

Il metodo dell'**adsorbimento ad oscillazione di pressione** (PSA) permette la separazione dei diversi gas dal biogas in base alle loro caratteristiche molecolari e in base all'affinità con il materiale adsorbente. Gli adsorbenti possono essere costituiti da *setacci molecolari* ad elevata superficie e possono essere al carbonio, carbone attivo, zeoliti e altri materiali. Il principio fondamentale della tecnologia PSA si basa sulle proprietà dei gas pressurizzati di essere attratti dalle superfici solide. Inizialmente il biogas compresso (4-10 bar) viene iniettato in

¹⁴ Ammine: composti organici contenenti azoto

una colonna di adsorbimento in cui il materiale adsorbente trattiene selettivamente CO₂, N₂, O₂, H₂O e H₂S, mentre il metano è in grado di fluire attraverso di esso e può essere raccolto nella parte alta della colonna ad una pressione più bassa. In pratica vengono installate più colonne ad adsorbimento (di solito quattro) per garantire il mantenimento di un funzionamento continuo (*Bauer et al., 2013b*). Una volta che l'adsorbente è saturo, il gas continuerà alla colonna successiva. Nella colonna satura il materiale adsorbente sarà rigenerato mediante un processo di desorbimento in la cui pressione diminuisce e i gas intrappolati vengono rilasciati. Si può ottenere un grado di purezza pari al 96-98% della concentrazione di metano.

La quinta e ultima tecnologia sottoposta ad analisi è la tecnologia a **membrane selettive** scelta dalla società *Ferplant* per la purificazione del biogas.

La tecnologia a membrana è un'alternativa competitiva al tradizionale sistema di purificazione del biogas basato sull'assorbimento. Il principio fondamentale della tecnologia in esame si basa sulle proprietà di permeabilità selettiva delle membrane che consentono la separazione dei componenti del biogas. Ad esempio, in base ai tassi di permeazione relativi, le diverse molecole contenute nel biogas possono essere ordinate gerarchicamente dalla più lenta alla più veloce, come segue: CH₄, H₂S, CO₂ e H₂O (*Bauer et al., 2013a*). A seconda del mezzo di separazione il processo può essere eseguito con *tecniche a secco* (separazione gas/gas) o *a umido* (separazione gas/liquido). Nel primo caso su entrambe le facce della membrana c'è una fase gassosa: biogas da un lato e aria dall'altro. Il processo può essere effettuato a bassa (8 ÷ 10 bar) o alta pressione (> 25 bar), ma in ogni caso è importante controllare il valore della pressione per evitare sollecitazioni meccaniche eccessive sulla membrana stessa. Il processo a secco utilizza membrane specifiche, principalmente polimeriche, generalmente acetato di cellulosa e poliimmide¹⁵ (*Panettiere, 2012*) [26]. Nel secondo caso si ha biogas da una parte e un liquido dall'altra che assorbe il gas che ha oltrepassato la membrana. In questo caso non è necessario che la membrana sia selettiva, purché lo sia il solvente. Il processo avviene approssimativamente a pressione atmosferica.

¹⁵ Poliimmide: è una materia plastica che a parte della classe delle "materie plastiche ad alte prestazioni", in quanto offre elevate prestazioni in termini di resistenza alle alte temperature, all'usura e basso attrito. Le poliimmidi vengono prodotte industrialmente dal 1955.

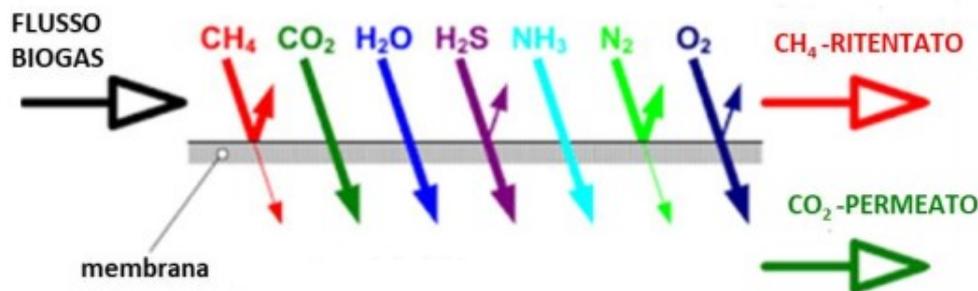


Figura 32 Immagine rappresentativa della selettività delle membrane semipermeabili

Nel nostro caso si è scelto di optare per il processo a secco per cui è necessario portare la miscela gassosa ad un valore di pressione nel range dei 15 – 20 bar. Per tale ragione il biogas passa prima attraverso un sistema di compressori, successivamente la miscela viene fatta passare tramite un filtro a carboni attivi per la rimozione degli olii residui che si possono annidare nel biogas a seguito del passaggio nei compressori, tramite un filtro per la rimozione delle polveri, e soltanto a questo punto e in queste nuove condizioni passa attraverso tre stadi di membrane: ciò perché usando una singola membrana si perderebbe un grosso quantitativo di metano, per cui, per evitare questo inconveniente e mantenere alta l'efficienza di rimozione della CO₂, si può adottare una configurazione in serie delle membrane. Certamente le configurazioni monostadio sono le più semplici e richiedono una manutenzione minore rispetto agli altri casi in quanto non presentano elementi aggiuntivi per la ricircolazione, ma è solo con più stadi che si può raggiungere un grado di purezza anche del 98%.

L'anidride carbonica "catturata" in questa fase subisce un processo di liquefazione per far sì che possa essere facilmente immessa sul mercato.

Il biometano risultante da quest'ultimo processo di purificazione del biogas viene inviato ad un secondo sistema di compressione affinché venga portato alla pressione richiesta dalla rete per poter essere connessa ad essa. La pressione massima operativa richiesta da SNAM è 64 bar.

Ovviamente prima che ciò avvenga, il biometano viene sottoposto a controllo per valutare che tutte le sue proprietà siano conformi alle richieste fatte dal gestore della rete. Qualora queste proprietà non vengano soddisfatte la miscela può seguire due strade: nel caso in cui non ci siano problemi riguardanti la sicurezza può essere inviata al cogeneratore così da produrre energia elettrica; nel caso in cui, invece, si generassero problemi riguardanti la sicurezza,

allora il biometano deve essere necessariamente inviato alla torcia di sicurezza per essere smaltito.

4.7 Impianto trattamento aria

L'impianto per il trattamento della FORSU non si limita al solo trattamento dei prodotti quali biogas, anidride carbonica e compost, ma prevede anche il trattamento dell'aria negli ambienti in cui possono generare problemi di emissioni odorigene. Bisogna innanzitutto salvaguardare le condizioni lavorative degli operatori all'interno dell'impianto, soprattutto per questioni igieniche, poi bisogna anche evitare che ci siano emissioni odorigene nell'ambiente esterno circostante così da evitare problematiche varie che ne potrebbero derivare, a livello normativo e non.

Per la salvaguardia delle condizioni negli ambienti lavorativi è necessario dimensionare in modo corretto i ricambi d'aria, soprattutto nelle zone più critiche come quelle dello stoccaggio delle biomasse (è conveniente stoccare per brevi periodi) e della miscelazione del verde e vagliatura grossolana; per evitare rilasci nell'ambiente esterno, tutti gli ambienti interessati sono mantenuti in leggera depressione. L'aria aspirata da questi ambienti ovviamente non può essere rigettata in ambiente esterno così come aspirata, pertanto deve essere opportunamente trattata. In ultimo, bisogna anche sottolineare la necessità di porre particolare attenzione a questa fase di progettazione in quanto il trattamento dell'aria richiede consumi energetici non trascurabili.

4.7.1 Scrubber a umido

L'aria aspirata dagli ambienti passa in primis attraverso uno scrubber ad umido per l'eliminazione degli inquinanti che sono causa delle emissioni odorigene. Trattandosi di inquinanti sotto forma gassosa, la captazione di questi dipende fortemente dalla solubilità del gas nel liquido. Nel caso in cui il gas non dovesse avere elevati e accettabili valori di solubilità nel liquido utilizzato, è possibile aggiungere degli additivi così da migliorare l'efficienza di pulizia dagli inquinanti. È importante che le due fasi siano ben miscelate tra loro e che restino a contatto per un lasso di tempo sufficiente alla dissoluzione del gas nel liquido. Nell'impianto oggetto di analisi il liquido utilizzato è l'acqua. L'aria viene immessa nella torre di lavaggio dal basso e viene costretta a risalire passando attraverso degli ostacoli per far sì che si generino delle turbolenze. Allo stesso tempo viene insufflata dell'acqua proveniente o da accumuli di acqua meteorica o dalla rete idrica dall'alto. Qualora si

dovessero registrare dei valori non accettabili in termini di pulizia dell'aria dagli inquinanti, è previsto un sistema di immissione di acido solforico come additivo.

4.7.2 Biofiltro

Il secondo step prevede il passaggio dell'aria tramite un biofiltro, costituito da un letto di materiale poroso su cui vive una colonia di batteri aerobici in grado di degradare le sostanze inquinanti in anidride carbonica e acqua che sono composti inodori e non tossici. Il passaggio precedente di passaggio dell'aria attraverso lo scrubber ad acqua, oltre ad abbattere una parte degli inquinanti, permette il raffreddamento dell'aria con valori ottimali attorno ai 15 °C ÷ 35 °C e permette di raggiungere il giusto valore di umidità che deve essere mantenuto fra il 40% e il 60% in peso, così che si creino le condizioni ottimali per lo sviluppo dei batteri. Oltre temperatura e umidità, per poter garantire il mantenimento dell'ambiente adatto alla sopravvivenza dei batteri, è importante controllare anche i valori del pH, la disponibilità di ossigeno e di micronutrienti.

Il materiale che costituisce il filtro è generalmente di origine naturale, ovvero è normalmente costituita da torba, compost, biomasse residuali; talvolta può essere miscelato con inerti o materiali adsorbenti come i carboni attivi. Grazie a questi materiali è possibile abbattere sostanze maleodoranti inorganiche (H_2S , NH_3), composti aromatici e alifatici (acidi, alcoli e idrocarburi).

PARTE II

5 Analisi energetiche

Nel presente lavoro di tesi si è cercato di valutare possibilità di recupero di una parte del calore di cogenerazione, che, come precedentemente esposto, andrebbe disperso. Per poter raggiungere questo obiettivo è risultato necessario cercare di definire le proprietà termodinamiche del biogas. A tal scopo, alcuni studi pubblicati negli ultimi anni hanno reso possibile la definizione di alcuni parametri utili alla caratterizzazione della miscela in questione.

5.1 Contenuto d'acqua nel biogas

Primo obiettivo dell'analisi è stato quello di quantificare la massa d'acqua presente nella miscela gassosa in uscita dal digestore in modo da rendere possibile la valutazione della potenza frigorifera che il biogas necessita affinché condensi per poi essere eliminata e smaltita. L'acqua, sotto forma di vapore, è presente nella miscela in condizioni di saturazione. Nel presente elaborato, grazie ad uno studio condotto da *Revik Vardanjan, Aigars Laizans, Andris Jakovics, e Stanislavs Gendelis* [27], è stato possibile attribuire un valore ben preciso alla massa d'acqua contenuta nel biogas, in funzione della temperatura dello stesso, tramite la seguente formula:

$$m = 0.0006 * T^3 + 0.0014 * T^2 + 0.3304 * T + 4.4721 \quad (1)$$

dove m indica il contenuto di acqua nel gas espresso in g_{acqua}/m^3_{biogas} e T è la temperatura del biogas espressa in °C.

Nella figura 33 è riportato l'andamento della portata di vapore acqueo nel biogas in funzione della temperatura dello stesso.

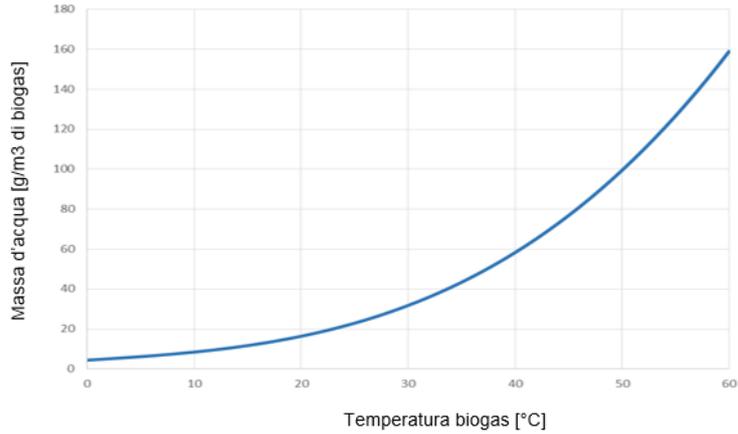


Figura 33 Interdipendenza fra la temperatura del biogas e la massa d'acqua contenuta nello stesso

Più la temperatura del biogas aumenta, più la massa d'acqua cresce.

Secondo quanto precedentemente esposto nella descrizione tecnica dell'impianto, alla fine del processo di desolfurazione il biogas si trova alla temperatura di 35°C, per cui in base alla (1) a questa temperatura presenta un quantitativo d'acqua pari a 43,48 g/m³_{biogas}. Portando il fluido alla temperatura di 4°C il quantitativo d'acqua si riduce a 5,85 g/m³_{biogas}, pertanto l'acqua da smaltire è 37,63 g/m³_{biogas}.

Lo studio fornisce oltretutto formulazioni utili nella definizione delle proprietà termodinamiche della miscela di biogas in funzione delle temperature. Le formulazioni riguardano il calcolo del calore specifico a volume costante:

$$c_{vCH_4} = 0.628326 * \frac{T_k}{T} + 0.752532 + 0.582779 * \frac{T_k}{T} + 0.082044 * \left(\frac{T_k}{T}\right)^2 - 0.010773 * \left(\frac{T_k}{T}\right)^3$$

$$c_{vCO_2} = \frac{37.432 + 0.020102 * \theta^{0.5} - 4.1034 * \theta + 0.024198 * \theta^2}{44}$$

$$c_{vO_2} = \frac{37.432 + 0.020102 * \theta^{1.5} - 178.57 * \theta^{-1.5} + 236.88 * \theta^{-2}}{32}$$

$$c_{vH_2O} = \frac{143.05 - 183.54 * \theta^{0.25} + 82.751 * \theta^{0.5} - 3.6989 * \theta}{18}$$

dove T_k è la temperatura critica per il metano pari a 190.65 K, $\theta = T/100$ in cui T è la temperatura del componente, che nel nostro caso è posta uguale alla temperatura dell'efflusso. Sono stati poi calcolati i valori delle costanti del gas per ogni componente con la seguente ben nota formula:

$$R_i = \frac{R^*}{PM_i}$$

dove R^* è la costante universale dei gas pari a 8.315 J/moli/K e PM_i è il peso molecolare della sostanza in esame espressa in g/moli.

COMPONENTE	DENSITÀ [kg/m ³]	PM [g/moli]	R [J/kg/K]
Metano	0.688	16.04	518.33
Anidride carbonica	1.842	44.01	188.91
Ossigeno	1.33	16	519.63
Acqua	0.0463	18.01	461.50

I valori di densità utilizzati per ogni singolo componente sono stati forniti direttamente dallo studio di *Revik Vardanjan, Aigars Laizans, Andris Jakovics, e Stanislavs Gendelis*.

Una volta calcolati i valori del calore specifico a volume costante, i corrispettivi valori a pressione costante sono stati facilmente ricavati:

$$R = c_p + c_v$$

da cui

$$c_p = R - c_v$$

Noti questi, sono stati ricavati il c_p e c_v globali della miscela biogas in funzione delle temperature con la seguente espressione:

$$c_p = \sum_{i=1}^N x_i * c_{pi}$$

$$c_v = \sum_{i=1}^N x_i * c_{vi}$$

dove x_i è la frazione in volume di ogni singola sostanza. Per le frazioni in volume sono state prese in considerazione sia la composizione massima che minima della portata di biogas secondo le seguenti tabelle:

COMPOSIZIONE MINIMA	COMPOSIZIONE
Metano [%]	52
Anidride carbonica [%]	48

COMPOSIZIONE MASSIMA	COMPOSIZIONE
Metano [%]	62
Anidride carbonica [%]	38

Premesso tutto ciò, nelle tabelle della pagina seguente sono stati riportati i valori ottenuti per il biogas alle due diverse temperature che si riscontrano nella fase di deumidificazione e per le due diverse tipologie di composizioni, massima e minima.

COMPOSIZIONE MASSIMA A T=35 °C		
SOSTANZA	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
Metano	1530	2050
Anidride carbonica	850	1040
Ossigeno	830	1350
Acqua	1870	2340
TOT Biogas	1340	1755

COMPOSIZIONE MASSIMA A T=4 °C		
SOSTANZA	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
Metano	1620	2140
Anidride carbonica	820	1000
Ossigeno	830	1350
Acqua	1870	2340
TOT Biogas	1320	1719

COMPOSIZIONE MINIMA A T=35 °C		
SOSTANZA	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
Metano	1530	2050
Anidride carbonica	850	1040
Ossigeno	830	1350
Acqua	1870	2340
TOT Biogas	1270	1649

COMPOSIZIONE MINIMA A T=4 °C		
SOSTANZA	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
Metano	1620	2140
Anidride carbonica	820	1000
Ossigeno	830	1350
Acqua	1870	2340
TOT Biogas	1240	1608

In definitiva, nota la totalità dei valori precedentemente calcolati ed esposti, note le portate e il salto di temperatura $\Delta T = T_{in} - T_{out} = 31^\circ\text{C}$, è stata calcolata la potenza frigorifera necessaria per poter effettuare questo processo. Sono state calcolate la potenza termica da asportare alla miscela gassosa suddividendola in una quota sensibile ed una latente ed è stato ottenuto un valore di $Q_{tot_max} = 26.54 \text{ kW}_{th}$ nel caso in cui il biogas sia in condizioni massime, e un valore $Q_{tot_min} = 25.18 \text{ kW}_{th}$ nel caso di composizione minima. Il valore della potenza termica da asportare alla miscela gassosa utilizzato per la valutazione degli scambi termici è stato ottenuto come valore medio fra composizione minima e massima, per cui si fa riferimento ad un valore medio $Q_{tot} = 25.86 \text{ kW}_{th}$.

5.2 Potenza termica al digestore anaerobico

Il digestore anaerobico necessita di una potenza termica media di circa 200 kW_{th} per poter portare la miscela entrante alla temperatura desiderata, considerando anche le dispersioni dovute al reattore nel quale avviene la trasformazione anaerobica. Tale valore è concorde con quanto presentato dalle varie offerte tecniche dei fornitori ed è stato ricavato con una metodologia di calcolo molto semplice. Si è supposto, per la biomassa in ingresso al digestore, un calore specifico pari a quello dell'acqua poiché la composizione della biomassa entrante nel digestore è all'80% circa costituita d'acqua, e la temperatura è stata considerata funzione della temperatura ambiente. Per quest'ultima i valori sono stati ricavati dalle banche dati dell'Aeronautica Militare relative alla città di Torino per i trent'anni che vanno dal 1971 al 2000 grazie ai rilevamenti della stazione climatica di Caselle. Il valore medio minimo

raggiunto in questi anni è stato $T_{\min} = -2.5^{\circ}\text{C}$ mentre quello medio massimo è stato di $T_{\max} = 27.9^{\circ}\text{C}$.

TORINO/CASELLE (TO) 301 m. s.l.m. (a.s.l.)											
TEMPERATURE											
MM	Tm	Tx 1d	Tx 2d	Tx 3d	Txm	Tn 1d	Tn 2d	Tn 3d	Tnm	Tx P85-15	Tn P85-15
Gen(Jan)	2.1	6.1	5.9	7.7	6.6	-3.4	-2.3	-1.7	-2.5	8.0	6.6
Feb(Feb)	4.3	8.7	8.9	9.9	9.1	-1.3	-0.6	0.0	-0.7	9.2	5.9
Mar(Mar)	8.1	11.8	13.4	14.8	13.4	1.2	2.8	4.1	2.7	9.6	6.4
Apr(Apr)	11.1	15.8	16.7	17.1	16.6	5.3	4.9	6.9	5.7	8.4	6.6
Mag(May)	15.5	19.3	20.3	22.3	20.7	8.7	10.6	11.7	10.4	8.8	6.0
Giu(Jun)	19.4	23.9	24.7	25.8	24.8	13.2	13.7	14.9	14.0	7.4	6.2
Lug(Jul)	22.4	27.3	28.1	28.2	27.9	16.1	17.2	17.2	16.9	5.9	5.7
Ago(Aug)	21.8	28.0	27.8	25.7	27.1	17.2	17.1	15.5	16.5	6.4	5.4
Set(Sep)	17.8	24.4	23.2	21.5	23.0	13.6	12.7	11.7	12.7	7.8	7.1
Ott(Oct)	12.4	19.1	17.3	15.5	17.3	9.5	7.7	5.3	7.4	8.0	8.1
Nov(Nov)	6.5	13.1	11.2	9.1	11.1	4.1	1.8	-0.1	1.9	7.9	7.7
Dic(Dec)	3.1	8.0	7.9	6.9	7.6	-1.1	-1.6	-2.1	-1.6	8.0	6.2

Figura 34 Dati Aeronautica Militare

Questi valori non possono essere, però, quelli effettivi della biomassa entrante al digestore, in quanto, prima di essere sottoposte al processo anaerobico in questione, subiscono opportuni trattamenti di vagliatura e vengono portati all'interno delle strutture in cui si avvia poi il processo di trasformazione. Per tale ragione, si è deciso di comune accordo, di incrementare la temperatura invernale a 10°C , e di ridurre la temperatura estiva a 20°C , entrambe ritenute le temperature medie più probabili nell'arco dell'anno. Nota la portata giornaliera di biomasse pari a 88 t/giorno , nota la temperatura alla quale si vuole portare la biomassa per la digestione anaerobica $T = 55^{\circ}\text{C}$ dovuta alla scelta di operare in termofilia, la valutazione è stata così eseguita:

$$Q_{\max} = c_p * m_{\text{bio}} * (T - T_{\min}) = 4.186 * \frac{88}{24 * 3600} * 1000 * (55 - 10) = 192 \text{ kW}$$

$$Q_{\min} = c_p * m_{\text{bio}} * (T_{\max} - T) = 4.186 * \frac{88}{24 * 3600} * 1000 * (55 - 20) = 150 \text{ kW}$$

Considerando una non perfetta coibentazione del digestore che comporta dispersioni dell'ordine del 15% della potenza fornita, in definitiva sono stati ricavati i seguenti nuovi valori:

$$Q_{max}^{disp} = Q_{max} + 15\% * Q_{max} = 220 \text{ kW}$$

$$Q_{min}^{disp} = Q_{min} + 15\% * Q_{min} = 172.5 \text{ kW}$$

Facendo una media dei due valori si ottengono i circa 200 kW_{th} già su riportati.

5.3 Cogeneratore

Alla base del progetto, come avviene nella quasi totalità dei progetti per gli impianti volti alla produzione di biometano, c'è la scelta di utilizzare un motore a combustione interna in assetto cogenerativo per soddisfare una parte del fabbisogno elettrico dell'impianto, che ammonta a circa 220 kW_{el}, e poi per scaldare il digestore anaerobico, come anche precedentemente accennato, tramite il calore recuperabile dall'acqua di raffreddamento del motore, dagli olii e dai gas di scarico. Il motore a combustione interna è alimentato dal biogas *grezzo* prodotto all'interno dell'impianto. Viene definito *grezzo* in quanto si utilizza il biogas desolfurato e deumidificato, ma ancora ricco di anidride carbonica. Da offerta tecnica, si ha che il cogeneratore fornisce 220 kW_{el} e 330 kW_{th}.

Avendo già definito il carico termico al digestore, mediamente, fra stagione estiva ed invernale, resterebbero inutilizzati circa 130 kW_{th}. Quanto appena esposto è meglio chiarito nella figura seguente:

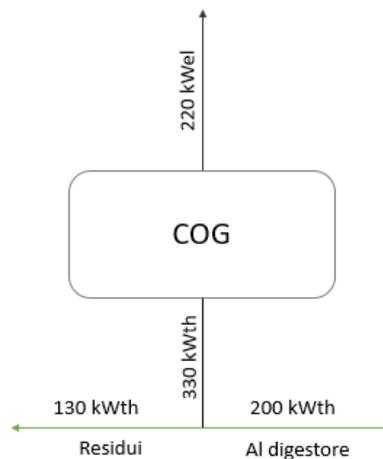


Figura 35 Ripartizione del calore di cogenerazione

Come sfruttare questo calore? Una prima idea è stata quella di inserire di un gruppo frigo ad assorbimento per fornire la potenza termica richiesta per deumidificare il biogas così da non dover ricorrere ad un chiller aggiuntivo e di raffreddare i sistemi di compressori con un sistema di scambiatori esterno al gruppo di compressione che normalmente viene fornito.

Nell'ottica di tale recupero si è rivelato necessario ricavare i dati riguardanti i vari componenti, ricorrendo all'aiuto dei produttori e fornitori degli stessi.

5.4 Gruppo frigo ad assorbimento

Si tratta di macchine note sin dalla prima metà dell'Ottocento, soppiantate per anni con i ben noti impianti frigoriferi ad azionamento elettrico. In questi anni, però, sia grazie agli sviluppi tecnologici che hanno fatto sì che l'efficienza di queste macchine aumentasse, sia la necessità di migliorare l'efficienza energetica dei più ampi sistemi utilizzati a livello industriale e non, queste macchine sono tornate a ricoprire un ruolo molto importante. Si tratta di una tecnologia che permette di recuperare cascami termici che magari normalmente andrebbero dispersi, come nell'impianto che si sta analizzando, grazie alle capacità chimico-fisiche di soluzioni binarie come *acqua-bromuro di litio* e *acqua-ammoniaca*. Si utilizzano miscele binarie in cui una delle due è una sostanza più volatile e assume il ruolo di refrigerante, l'altra sostanza, invece, è il solvente. La miscela di refrigerante e solvente viene trasferita, grazie ad una pompa (che è l'unico componente che richiede potenza elettrica esterna, ma i cui consumi sono davvero minimi), dall'assorbitore al generatore; è qui che la miscela necessita di energia termica fornita o da un processo a combustione (sistemi a fiamma diretta) o da un fluido termovettore ad alta temperatura, generalmente attorno agli 80 °C – 90 °C. Con questa potenza termica il refrigerante, grazie alle sue caratteristiche fisico-chimiche, evapora separandosi dal resto della miscela e viene inviato ad un condensatore (che ha le stesse analoghe funzioni del condensatore nei tradizionali cicli a compressione di vapore) e successivamente ad un evaporatore. Il solvente, invece, nel frattempo, viene ricondotto all'assorbitore, dove, avendo un bassissimo contenuto di refrigerante, è in grado di riassorbire il refrigerante che torna all'assorbitore in fase vapore dopo l'evaporatore, componente che permette la refrigerazione. Questa fase di assorbimento è caratterizzata da un processo esotermico, per cui si ha generazione di calore che deve essere disperso in ambiente.

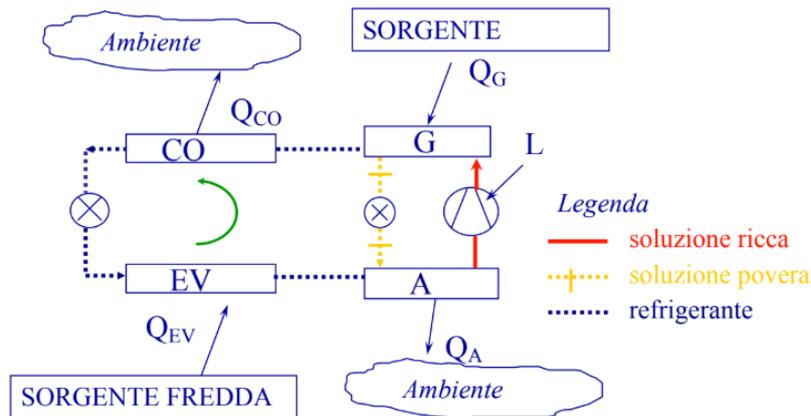


Figura 36 Schema semplificato di funzionamento della macchina

L'efficienza di questi sistemi, definita come il rapporto fra l'energia utile ottenuta all'evaporatore e l'energia termica in ingresso, nonostante gli importanti sviluppi negli anni, resta comunque abbastanza bassa. Questo rapporto si aggira attorno a 0.70 nel caso di macchina a singolo stadio. Esistono, infatti, anche macchine "a cascata" in cui si cerca di recuperare il calore che normalmente andrebbe disperso al condensatore e all'assorbitore lavorando con intervalli di temperatura più bassi rispetto alla fonte primaria di alimentazione. In questo secondo caso si possono raggiungere anche valori pari a 1.0 – 1.2.

Nonostante i bassi livelli di efficienza, questi sistemi ad assorbimento sono largamente usati grazie ai loro punti di forza, primo fra tutti il fatto che si possono sfruttare cascami termici come alimentazione primaria e poi perché i fluidi di lavoro sono altamente ecocompatibili. Bisogna considerare anche che queste macchine sono molto affidabili in quanto non presentano organi in movimento che potrebbero richiedere fermi e interventi manutentivi. Nel presente lavoro, vista la necessità di "generare freddo" sono state richieste offerte tecniche per questa tipologia di impianti, in cui si ha come fonte di alimentazione il calore proveniente dall'impianto cogenerativo. La potenza termica richiesta dal gruppo frigo in seguito a offerte tecniche è 115 kW_{th} grazie ad una portata d'acqua di 10 m³/h alla temperatura di 90 °C in ingresso e 80 °C in uscita, considerando quindi un salto termico massimo di 10°C. Grazie a questo gruppo frigo è possibile produrre una portata d'acqua refrigerata di 14 m³/h con salto termico 7 °C – 12 °C.

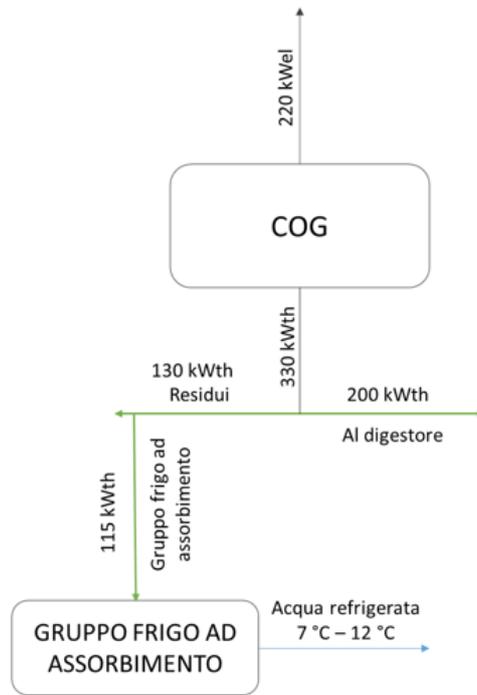


Figura 37 Schema semplificato della nuova soluzione progettuale

5.5 Gruppi di compressione

L'impianto di produzione di biometano in questione prevede al suo interno due diversi sistemi di compressione, come già precedentemente esposto. Il primo viene utilizzato per comprimere la portata di biogas di $440 \div 480 \text{ Nm}^3/\text{h}$ dalla pressione di 0.2 bar in uscita dal digestore a 16 bar affinché venga portato nelle condizioni ottimali per poter essere purificato dall'anidride carbonica tramite membrane selettive.

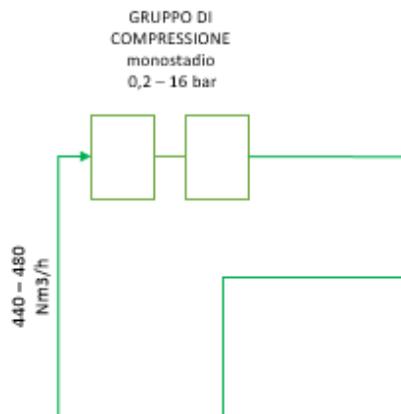


Figura 38 Schema del gruppo di compressione per biogas

Il secondo sistema di compressione è utilizzato per comprimere la portata di biometano ($230 \div 280 \text{ Nm}^3/\text{h}$) per portarlo dal valore di pressione di circa $10 \div 20 \text{ bar}$ (valore variabile in funzione del processo di purificazione dall'anidride carbonica) alla pressione richiesta da SNAM per l'immissione in rete di 64 bar .



Figura 39 Schema del gruppo di compressione per biometano

Anche in questo caso sono stati utilizzati dati ricavati da varie offerte tecniche di vari fornitori, con l'aggiunta di particolari approfondimenti riguardo i sistemi di raffreddamento dei singoli compressori e dei salti di temperatura che devono subire il biogas.

Compressione biogas da 0.2 a 16 bar

Andando per ordine, nel caso di compressione del biogas da 0.2 bar a 16 bar la soluzione migliore è fornita dall'utilizzo di due compressori a vite a iniezione di olio con sistema di raffreddamento dello stesso, disposti in parallelo per il trattamento del 50% della portata totale ciascuno. Si tratta di compressori monostadio in cui il biogas viene portato alla pressione di 16 bar in un unico stadio. Questa trasformazione porta il biogas alla temperatura di $105 \text{ }^\circ\text{C}$. Il raffreddamento dello stesso, senza alcuna modifica dell'offerta tecnica, prevede di portare il biogas a temperatura ambiente $+ 10 \text{ }^\circ\text{C}$, questo perché il raffreddamento viene effettuato con uno scambiatore aria/acqua, per cui si ha dipendenza dalla temperatura dell'ambiente esterno. È anche vero, però, che più si riesce ad abbassare la temperatura del biogas, più è possibile aumentare la capacità di condensazione dei liquidi sospesi aumentando così l'efficienza di rimozione delle condense nel filtro a ciclone e di rimozione del particolato olio nel filtro finale. Considerando ciò, la possibilità di abbassare e mantenere fissa la temperatura di uscita del biogas del compressore tramite uno scambiatore esterno che non dipenda dalla temperatura dell'ambiente esterno, è di notevole importanza. Un altro elemento che bisogna tenere in considerazione è che per l'upgrading del biogas, ovvero per la rimozione della CO_2 dalla miscela gassosa, non solo è richiesta una pressione ottimale, ma anche un range di temperatura ottimale compresa fra $30 \text{ }^\circ\text{C}$ e $40 \text{ }^\circ\text{C}$. Entrambi questi elementi

sono di notevole importanza e non sono da sottovalutare nei successivi calcoli per la definizione degli scambiatori.

Stadio compressione	Temperatura biogas fine compressione [°C]	Temperatura biogas fine raffreddamento nel compressore [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
1	105	35	18.78

I dati riportati nella precedente tabella sono da considerarsi riferiti ad un solo compressore che tratta il 50% della portata totale di biogas che si attesta ad un valore di 440 - 480 Nm³/h, per cui ogni compressore tratta da 220 a 240 Nm³/h di biogas. Il valore numerico di questa portata è stato opportunamente modificato per tener conto delle diverse temperature a cui viene portato il biogas tramite il fattore correttivo $\frac{T}{273,15}$, dove T è la temperatura del biogas nelle condizioni desiderate. Il valore della potenza termica da asportare al singolo compressore è stato ottenuto come valore medio fra composizione minima e massima.

Quale elemento aggiuntivo, ci è stata ulteriormente fornita la potenza termica che si potrebbe recuperare da ogni singolo compressore del biogas se si decidesse di recuperare calore dal raffreddamento dell'olio di lubrificazione e tale potenza termica è pari a circa 26 kW_{th}.

Di seguito sono riportati i valori ricavati per il biogas in funzione della temperatura massima raggiunta a fine compressione e la temperatura alla quale si desidera portarlo. I valori dei calori specifici sono stati ricavati con le formule precedentemente esposte.

COMPOSIZIONE MASSIMA		
Temperatura [°C]	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
105	1217	1613
35	1283	1679

COMPOSIZIONE MINIMA		
Temperatura [°C]	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
105	1171	1534
35	1215	1578

Compressione biometano da 10 a 64 bar

Nel caso del biometano, ovvero il biogas purificato dall'anidride carbonica, si ha un unico compressore a pistoncini bistadio interrefrigerato ad acqua per migliorare le prestazioni dello stesso. Normalmente anche questo compressore sarebbe dotato di un sistema di refrigerazione aria/acqua.

Sono state fornite dai produttori due distinte casistiche: la prima in cui la pressione di aspirazione è 10 bar, la seconda 20 bar. Se la pressione di aspirazione è pari a 10 bar e la temperatura di aspirazione è di 35 °C (considerando quindi invariate le condizioni di uscita del biometano dalle membrane selettive), il biometano viene portato, nel primo stadio, alla pressione di 27.1 bar e alla temperatura di 108 °C; a questo punto viene raffreddato una prima volta per riportarlo alla temperatura di aspirazione (35 °C). Nel secondo stadio di compressione il biometano viene portato alla pressione voluta di 64 bar e alla temperatura di 109 °C. A questo punto normalmente il biometano viene raffreddato fino alla temperatura ambiente +10 °C a causa del cooler aria/acqua, ma nel caso di scambiatore esterno opportunamente progettato si può portare alla temperatura desiderata, per la quale è stata scelto un valore di 20 °C per l'immissione in rete.

Se la pressione di aspirazione, invece, è pari a 20 bar e la temperatura a 35 °C, con il primo stadio di compressione il biometano viene portato alla pressione di 47 bar e alla temperatura di 103 °C; si refrigera fino a 35 °C e poi si passa al secondo stadio di compressione in cui si raggiunge la pressione voluta di 64 bar e una temperatura pari a 66°C. Come per il caso precedente, anche qui il biometano a questo punto normalmente viene raffreddato fino alla temperatura ambiente +10°C, mentre nel caso in esame si porta a 20 °C. Trattandosi di biometano, con un grado di purezza estremamente elevato e conforme a quanto richiesto per l'immissione in rete, possiamo considerarlo come se stessimo trattando gas naturale, per cui i calcoli della potenza termica richiesta sono stati condotti considerando i valori caratteristici delle proprietà del gas naturale. Quest'ultimo è principalmente costituito da metano, ma anche

da altre sostanze presenti in tracce quali: butano, propano, etano, anidride carbonica e azoto. È da quest'ultimi due che viene purificato prima dell'immissione in rete.

Componenti	% in volume
AZOTO	0.17
ANIDRIDE CARBONICA	0.02
METANO	99.71
IDROGENO SOLFORATO	0
ETANO	0.06
PROPANO	0.03
I-BUTANO	0.01
N-BUTA	tracce
NO	-
NEO-PENTANO	tracce
I-PENTANO	-
ESANI	-
OTTA	-
NI	-
EPTANI	-

Figura 40 Composizione gas naturale da analisi cromatografica

Per questa ragione sono state utilizzate le proprietà termofisiche del metano.

Per ottenere valori quanto più precisi, sono state utilizzate le formule per il calcolo del calore specifico a volume costante del metano in funzione della temperatura definite nel paragrafo 5.1 riguardante il contenuto d'acqua del biogas e qui riportate per semplicità:

$$c_{v_{CH_4}} = 0.628326 * \frac{T_k}{T} + 0.752532 + 0.582779 * \frac{T_k}{T} + 0.082044 * \left(\frac{T_k}{T}\right)^2 - 0.010773 * \left(\frac{T_k}{T}\right)^3$$

I valori ottenuti sono stati riportati nella tabella riportata di seguito.

Temperatura [°C]	C_v [J/kg/K]	C_p [J/kg/K]
35	1531	2049
66	1457	1975
103	1386	1904
108	1378	1896
109	1376	1894
20	1572	2090

Nota, infine, la portata di 300 Nm³/h che fluisce nel compressore, è stato possibile calcolare i dati riguardanti la potenza termica che deve essere asportata al biometano per portarlo nelle condizioni di temperature ottimali; nelle tabelle che seguono sono riassunti i valori delle potenze termiche richieste dal compressore:

Stadio compressione	Temperatura fine compressione [°C]	Temperatura fine raffreddamento [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
1	108	35	4.63
2	109	20	5.64

In totale, con aspirazione a 10 bar, la potenza termica richiesta è di 10.27 kW_{th}.

Nel secondo caso, con aspirazione del biometano a 20 bar si avrà:

Stadio compressione	Temperatura fine compressione [°C]	Temperatura fine raffreddamento [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
1	103	35	4.31
2	66	20	2.91

In totale, con aspirazione a 20 bar, la potenza termica richiesta è di 7.22 kW_{th}.

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva dei dati appena ricavati dove T_{in} riguarda la temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore e T_{out} è la temperatura che ci si aspetta all'uscita dello stesso:

DEUMIDIFICAZIONE	T_{in} [°C]	T_{out} [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
	35	4	25.86
COMPRESSORE (singolo) BIOGAS	T_{in} [°C]	T_{out} [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
	105	35	18.78
COMPRESSORE BIOMETANO	T_{in} [°C]	T_{out} [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
1° stadio	108	35	4.63
2° stadio	109	20	5.64
GRUPPO FRIGO AD ASSORBIMENTO	T_{in} [°C]	T_{out} [°C]	Potenza da fornire [kW_{th}]
	12	7	82

6 Analisi scenari di recupero termico

In questo capitolo sono riportati i calcoli riguardanti l'accoppiamento fra i vari fluidi caldi e il fluido freddo che è ottenuto in seguito all'uso del gruppo frigorifero ad assorbimento per la realizzazione degli scambiatori che consentono di tenere sotto controllo le temperature del biogas/biometano. Nello schema che segue sono identificati i due scenari realizzati per gli scambi termici. Entrambi partono dalla deumidificazione del biogas, poiché, per ragioni di temperatura che successivamente sono approfondite e chiarite, è necessario avvenga con l'acqua refrigerata alla sua minima temperatura a cui può essere fornita. Una volta deumidificato il biogas si può seguire il primo scenario in cui è previsto l'utilizzo della risorsa fredda per il raffreddamento del biogas non appena esso esce dal digestore così da portarlo nelle condizioni ottimali di temperatura per la desolfurazione e poi per il raffreddamento del secondo stadio di compressione del biometano, oppure si può decidere di seguire il secondo scenario in cui l'acqua refrigerata viene utilizzata dopo la deumidificazione per raffreddare completamente i compressori almeno per quanto riguarda la quota legata al biogas/biometano in sé, ad esclusione degli oli di lubrificazione.

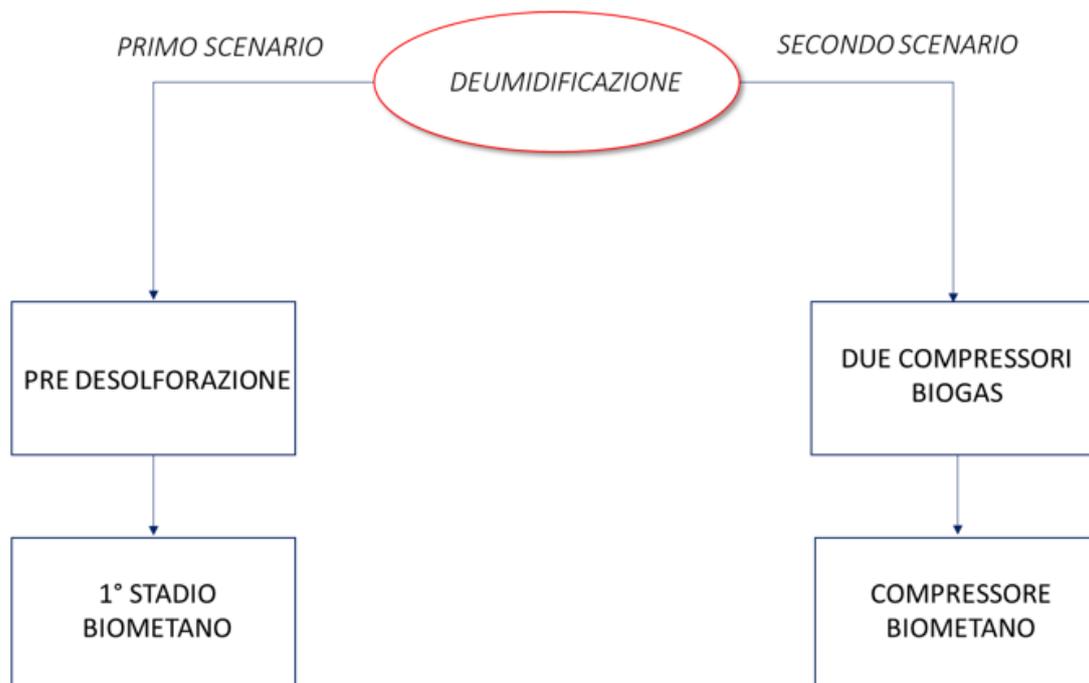


Figura 41 Schematizzazione dei possibili processi di recupero termico

Nei paragrafi successivi è possibile approfondire i due scenari proposti.

6.1 Deumidificazione

Viste le temperature dell'acqua refrigerata, 7 °C – 12 °C, poiché i valori sono molto prossimi a quello finale del biogas durante la fase della deumidificazione, è risultato necessario avviare il processo di recupero termico proprio da quest'ultima e dare priorità ad essa, così da rendere minima la richiesta di potenza termica da chiller esterno. Le motivazioni della scelta sono comprensibili se si procede con l'analisi di seguito riportata. Saranno esplicitate due possibili strade, entrambe, però, con punto di partenza dal processo di deumidificazione, che sarà costante fissa.

Per semplicità sono state realizzate tabelle riassuntive per i dati relativi al biogas per la deumidificazione:

COMPOSIZIONE MASSIMA			
G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
0.856	35	4	26.54

COMPOSIZIONE MINIMA			
G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
0.818	35	4	25.18

Poiché i valori delle potenze da asportare sono stati calcolati tenendo conto anche del calore di vaporizzazione dell'acqua, il prodotto della portata per il calore specifico è un valore che tiene conto delle due portate, biogas e acqua in esso contenuta, e dei calori specifici degli stessi. Per semplicità è stato calcolato il valore medio delle grandezze delle tabelle precedenti, ovvero fra composizione minima e massima.

G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza da asportare [kW_{th}]
0.834	35	4	25.86

La definizione del prodotto G*c è utile per configurare al meglio sistemi di scambiatori per il recupero termico in modo da minimizzare il fabbisogno energetico da risorse esterne diverse dal flusso energetico prodotto con il gruppo frigorifero ad assorbimento.

Il primo step prevede la definizione dei flussi, delle loro temperature e dei prodotti delle portate per i rispettivi calori specifici. Poiché questi ultimi dipendono dalla temperatura, a meno che non ci siano delle differenze sostanziali, si possono utilizzare dei valori medi. Riassumendo quindi si ha un fluido caldo, ovvero un fluido a cui si deve asportare potenza termica, e un fluido freddo a cui bisogna fornire della potenza termica:

TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza termica da asportare [kW_{th}]
1 CALDO	0.834	35	4	25.86
TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW_{th}]
2 FREDDO	16.40	7	12	82

Sono richiesti dei vincoli: innanzitutto la temperatura dei fluidi caldi deve essere sempre maggiore della temperatura dei fluidi freddi, e poi deve essere posto un vincolo riguardante la minima differenza di temperatura che deve essere rispettata nei vari accoppiamenti dei fluidi. Nel caso in esame è stato scelto un $\Delta T_{\min} = 3^{\circ}\text{C}$.

Il vincolo del ΔT_{\min} deve essere rispettato fra ingresso del fluido caldo e uscita del fluido freddo, e analogamente, fra ingresso del fluido freddo e uscita del fluido caldo.



Figura 42 Rappresentazione schematica di uno scambiatore controcorrente utile alla compressione del vincolo della differenza minima di temperatura fra fluido caldo e freddo

In questo caso tale valore è rispettato fra ingresso del fluido caldo e uscita del freddo, ma non fra uscita del fluido caldo e ingresso del fluido freddo, in quanto la temperatura del fluido caldo deve essere sempre superiore a quella del fluido freddo; per tale ragione è stato imposto il valore massimo di temperatura a cui il fluido caldo può essere portato, ovvero incrementando il valore di ingresso del fluido freddo del valore del ΔT_{min} scelto, per cui:

$$T_{out1} = T_{in2} + \Delta T_{min} = 7 + 3 = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Di conseguenza, la potenza che può essere asportata allo scambiatore è:

$$\Phi_A = Gc_1 * (T_{in} - T_{out}) = 0.834 * (35 - 10) = 20.85 \text{ kW}$$

da cui è stato poi possibile ricavare il valore della temperatura di uscita dallo scambiatore dell'acqua refrigerata:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out} - T_{in}) \rightarrow T_{out} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in} = \frac{20.85}{16.4} + 7 = 8.27 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Alla fine di ciò, appare chiaro che con il salto di temperatura del flusso di acqua a disposizione non è possibile effettuare del tutto il processo di deumidificazione del biogas, pertanto per il salto di temperatura da 10 °C a 4 °C sarà necessario inserire un cooler esterno per asportare la restante potenza termica pari a:

$$\Phi_C = Gc_1 * (T_{out1} - T_{outC1}) = 0.834 * (10 - 4) = 5.00 \text{ kW}$$

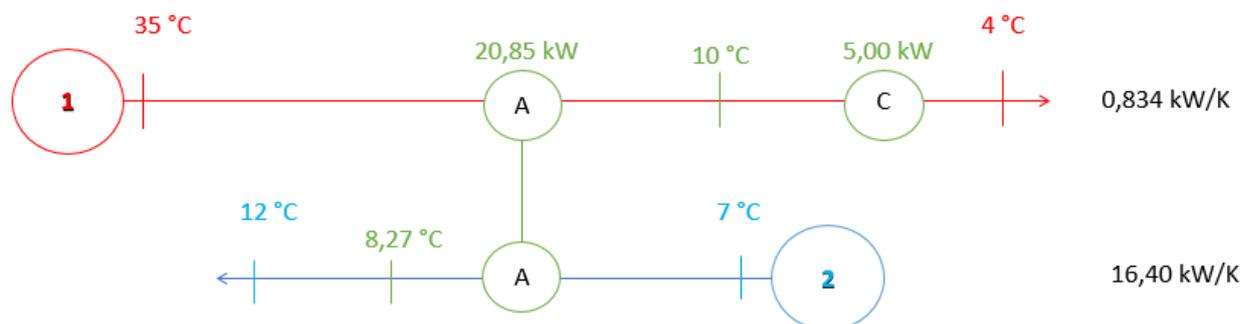


Figura 43 Schematizzazione del processo di recupero termico per la deumidificazione

Da questo punto in poi si può procedere o con il raffreddamento del biogas prima dell'ingresso al desolfatore, oppure si può decidere di procedere con il raffreddamento del biogas che fluisce nei compressori a vite.

6.2 Raffreddamento biogas al desolfatore – Primo scenario

All'uscita del digestore anaerobico il biogas si trova alla temperatura di 55 °C, mentre al desolfatore è richiesta una temperatura ottimale di 35 °C; pertanto si è deciso di effettuare il raffreddamento del biogas dai 55 °C a 35°C così da mantenere fisso il salto di temperatura e garantire la temperatura richiesta per il processo di purificazione dall'acido solfidrico.

TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza termica da asportare [kW _{th}]
1 CALDO	2.779	55	35	55.58
TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW _{th}]
3 FREDDO	16.40	12	8.27	61.17

I valori delle temperature rispettano in pieno il salto di temperatura minimo imposto di 3 °C, per cui lo scambiatore è stato dimensionato secondo quanto riportato nei calcoli di seguito

riportati, imponendo allo scambiatore una potenza di scambio termico pari a tutta la potenza termica richiesta dal fluido caldo:

$$\Phi_A = Gc_1 * (T_{in} - T_{out}) = 2.779 * (55 - 35) = 55.58 \text{ kW}$$

da cui è stata ricavata la temperatura dell'acqua refrigerata all'uscita dello scambiatore:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out} - T_{in}) \rightarrow T_{out} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in} = \frac{55.58}{16.4} + 8.27 = 11.66 \text{ }^\circ\text{C}$$

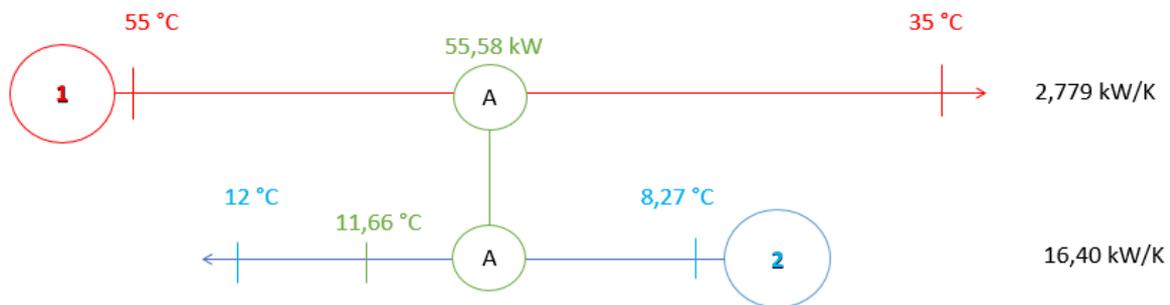


Figura 44 Schematizzazione del processo di recupero termico per il raffreddamento pre-desolforatore

La potenza termica ancora disponibile all'acqua è pari a 5.58 kW_{th}. Data la bassa potenza termica disponibile al fluido freddo, l'opzione migliore è stata ritenuta quella di procedere con il raffreddamento del secondo stadio del biometano così che si possa portare il biometano ad un temperatura molto vicina a quella di 20 °C.

Per il compressore del biometano i dati riassuntivi sono riportati di seguito. Si è deciso di analizzare il caso in cui la compressione parta da 10 bar poiché la richiesta di potenza termica è maggiore rispetto al caso di pressione di aspirazione da 20 bar.

TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biometano [°C]	Temperatura finale biometano [°C]	Potenza termica da asportare [kW_{th}]
1 CALDO	0.063	108	35	4.63
2 CALDO	0.063	109	20	5.64
TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW_{th}]
3 FREDDO	16.40	12	11.66	5.58

Il flusso caldo indicato con il numero 1 identifica il flusso di biometano al primo stadio di compressione, il quale deve subire un salto di temperatura da 108 °C a 35 °C. Il flusso caldo numero 2 è il biometano che fluisce nel secondo stadio e che deve subire un salto di temperatura da 109 °C a 20 °C.

Rispetto al caso della deumidificazione, le differenze di temperatura fra ingressi e uscite dei rispettivi fluidi sono rispettati. Si è deciso di procedere analizzando singolarmente gli accoppiamenti fra fluidi caldi e freddo in quanto l'acqua refrigerata dovrà prima asportare potenza termica al fluido che fluisce nel primo stadio e poi a quello passante per il secondo stadio. Bisogna anche ricordare che l'acqua refrigerata non è più a 7 °C, bensì a 11.66 °C a seguito del processo di raffrescamento post digestione anaerobica.

La potenza termica allo scambiatore è stata posta esattamente pari a 5.58 kW_{th} in modo da sfruttare completamente tutta la potenza termica frigorifera ancora disponibile così da raffreddare quasi completamente tutto il secondo stadio di compressione del biometano ottenendo un valore di temperatura di uscita del biometano molto prossimo a quello desiderato di 20°C come già esposto precedentemente.

Con questa potenza termica la temperatura di uscita del biometano dallo scambiatore, e quindi dal compressore, è stata così calcolata:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{in2} - T_{out2}) \rightarrow T_{out2} = T_{in2} - \frac{\Phi_A}{Gc_2} = 109 - \frac{5.58}{0.063} = 20.42 \text{ °C}$$

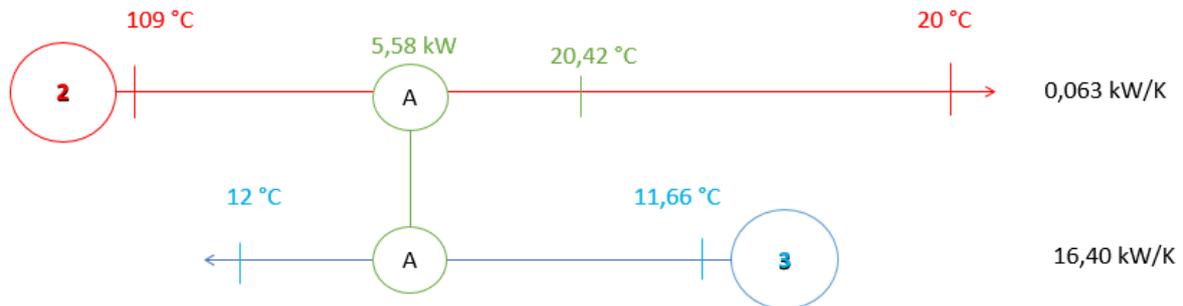


Figura 45 Schematizzazione del processo di recupero termico al primo stadio di compressione del biometano

Da quanto riportato si evince che la maggior parte della richiesta termica di freddo la si ha per il raffreddamento del biogas all'uscita del digestore. In ogni caso si è deciso di dare "precedenza" alla deumidificazione del biogas per l'eliminazione del vapore in quanto è in questa fase che il vincolo delle temperature è stringente e non permette di avere molto margine di scelta, tant'è che si necessita comunque di una fonte termica esterna e diversa da quella che si ha a disposizione per portare il biogas alla temperatura ottimale di 4 °C.

Per quanto riguarda poi il compressore alternativo per il trattamento del biometano, i dati si riferiscono alle sole temperature di quest'ultimo senza tenere in considerazione l'olio di lubrificazione il quale richiede comunque un processo di raffreddamento, pena la perdita delle proprietà dello stesso. Trattandosi di informazioni sensibili per i costruttori, non è stato possibile sapere quanto richieda l'olio per il raffreddamento, ma comunque non sarebbe stato possibile raffrescarlo in queste condizioni.

Nel seguente grafico semplificato è riportato lo schema di collegamento degli scambiatori di calore.

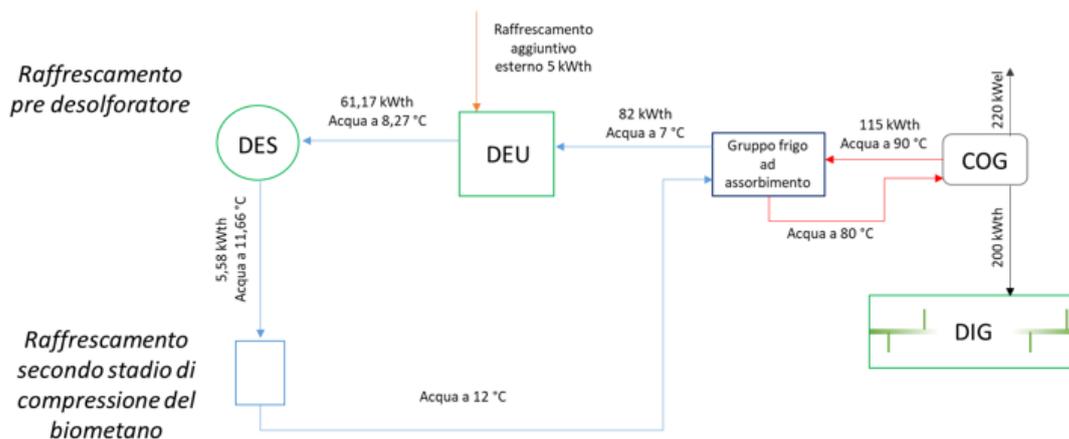


Figura 46 Schema di collegamento degli scambiatori di calore nel caso del primo scenario

6.3 Raffreddamento biogas compresso – Secondo scenario

Nel caso in cui si decida di raffreddare il biogas compresso dopo la deumidificazione, bisogna ripetere quanto fatto precedentemente per valutare la fattibilità tecnica degli scambi.

Nella tabella che segue sono riportati i dati relativi al biogas all'uscita dal compressore e dell'acqua refrigerata all'uscita dello scambiatore utilizzato per la deumidificazione.

Il valore del prodotto $G \cdot c$ anche in questo caso è stato ottenuto essendo noti il valore della potenza termica da asportare al biogas e il salto di temperatura imposto per lo stesso.

Poiché i compressori sono due, questa prima tabella si riferisce allo scambiatore che deve essere collegato al primo compressore; una volta valutato questo primo scambio, l'acqua refrigerata raggiungerà un altro valore di temperatura all'uscita dello scambiatore che verrà utilizzato per quantificare lo scambio con il secondo compressore.

TIPO DI FLUIDO	$G \cdot c$ [kW/K]	Temperatura iniziale biogas [°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza termica da asportare [kW _{th}]
1 CALDO	0.268	105	35	18.78
TIPO DI FLUIDO	$G \cdot c$ [kW/K]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW _{th}]
2 FREDDO	16.40	12	8.27	61.17

Effettuando il primo scambio fra il fluido caldo e il fluido freddo si ha:

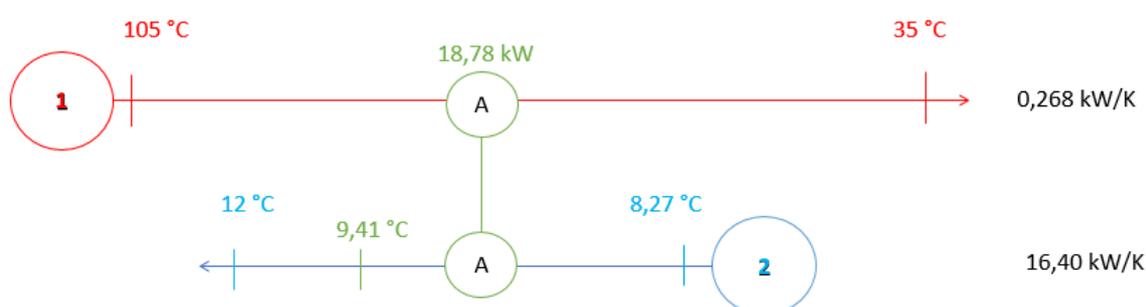


Figura 47 Schematizzazione del processo di recupero termico dal primo compressore di biogas

La potenza termica da asportare allo scambiatore è esattamente quella richiesta dal biogas per avere in uscita una temperatura di 35 °C: con questa potenza termica, all'uscita dallo scambiatore l'acqua raggiunge la temperatura di 9.41 °C, come dimostrano le seguenti formule:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out2} - T_{in2}) \rightarrow T_{out2} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in2} = \frac{18.78}{16.4} + 8.27 = 9.41 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Giunta in queste nuove condizioni, l'acqua refrigerata è ancora in grado di asportare una potenza termica di 42.48 kW_{th}. Si procede allora con il secondo compressore. I dati sono riportati in tabella:

TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas[°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza termica da asportare [kW _{th}]
1 CALDO	0.268	105	35	18.78
TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW _{th}]
2 FREDDO	16.40	12	9.41	42.48

Il dimensionamento può procedere ancora considerando di asportare tutta la potenza termica richiesta dal biogas, in quanto i vincoli di temperatura anche in questo caso sono ampiamente rispettati:

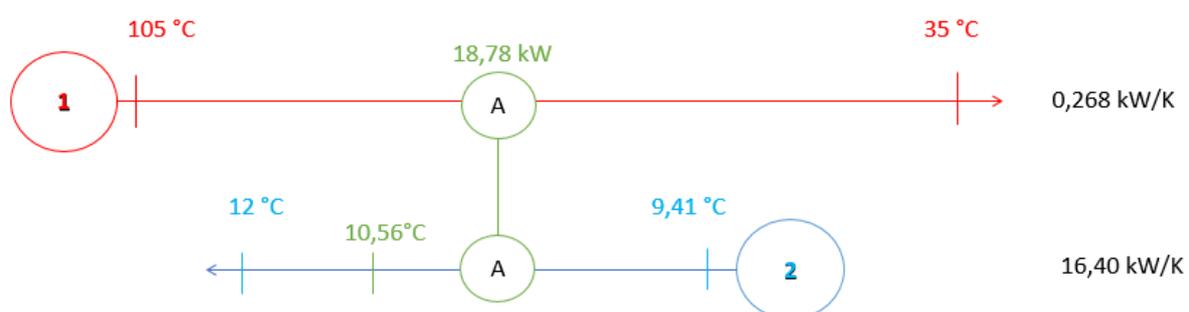


Figura 48 Schematizzazione del processo di recupero termico dal secondo compressore di biogas

Anche qui i valori di temperatura sono stati ricavati dalle formule seguenti:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out2} - T_{in2}) \rightarrow T_{out2} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in2} = \frac{18.78}{16.4} + 9.41 = 10.56 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La potenza termica restante disponibile all'acqua refrigerata è di 23.62 kW_{th}. Con questa potenza termica è possibile refrigerare completamente il biometano nella compressione da 10 bar a 64 bar.

TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura iniziale biogas[°C]	Temperatura finale biogas [°C]	Potenza termica da asportare [kW_{th}]
1 CALDO	0.063	108	35	4.63
2 CALDO	0.063	109	20	5.64
TIPO DI FLUIDO	G*c [kW/K]	Temperatura finale acqua refrigerata [°C]	Temperatura iniziale acqua refrigerata [°C]	Potenza termica disponibile [kW_{th}]
3 FREDDO	16.40	12	10.56	23.62

Posso quindi asportare anche tutta la potenza termica dal compressore del biometano. Partendo dal raffreddamento completo del primo stadio di compressione ottengo in uscita un valore della temperatura dell'acqua refrigerata pari a:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out2} - T_{in2}) \rightarrow T_{out2} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in2} = \frac{4.63}{16.4} + 10.56 = 10.84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Lo schema è il seguente:

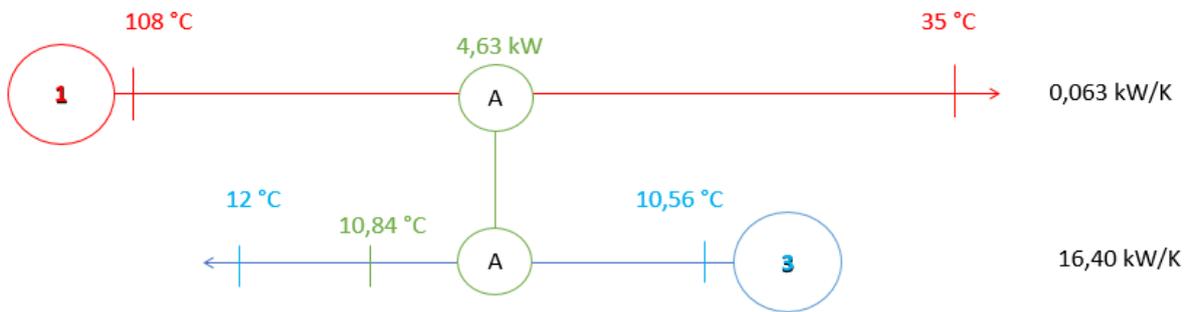


Figura 49 Schematizzazione del processo di recupero termico primo stadio compressione biometano

La potenza termica ancora disponibile all'acqua refrigerata è di 19.02 kWth, pertanto è possibile refrigerare completamente anche il secondo stadio di compressione del biometano portando l'acqua refrigerata alla temperatura di 11.18 °C:

$$\Phi_A = Gc_2 * (T_{out2} - T_{in2}) \rightarrow T_{out2} = \frac{\Phi_A}{Gc_2} + T_{in2} = \frac{5.64}{16.4} + 10.84 = 11.18 \text{ °C}$$

Lo schema è il seguente:

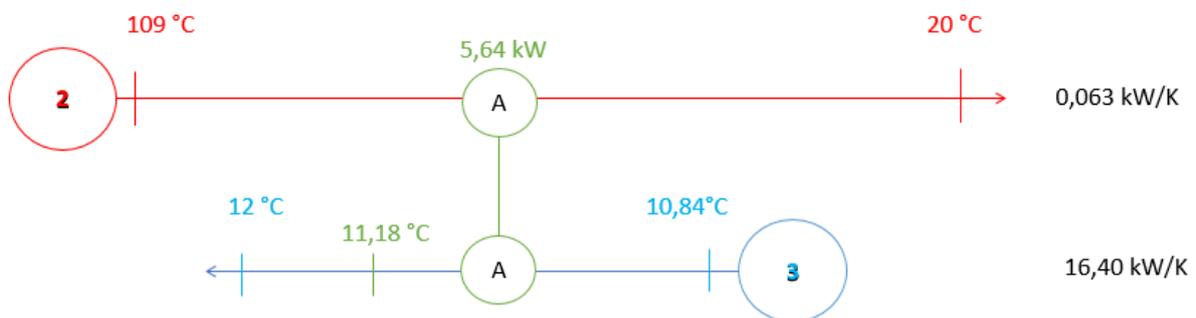


Figura 50 Schematizzazione del processo di recupero termico secondo stadio compressione biometano

In questo secondo percorso, è dunque possibile refrigerare completamente i due compressori per il biogas e il compressore per il biometano.

In questo secondo scenario la potenza termica ancora disponibile all'acqua refrigerata è pari a 13.45 kW_{th}, ma in condizioni di temperatura per cui non è sfruttabile per altri scambi di calore:

$$\Phi_A = G_{C_3} * (T_{out3} - T_{in3}) = 16.4 * (12 - 11.18) = 13.45 \text{ kW}_{th}$$

Di seguito è riportato per chiarezza uno schema riassuntivo di questo secondo scenario di scambio termico.

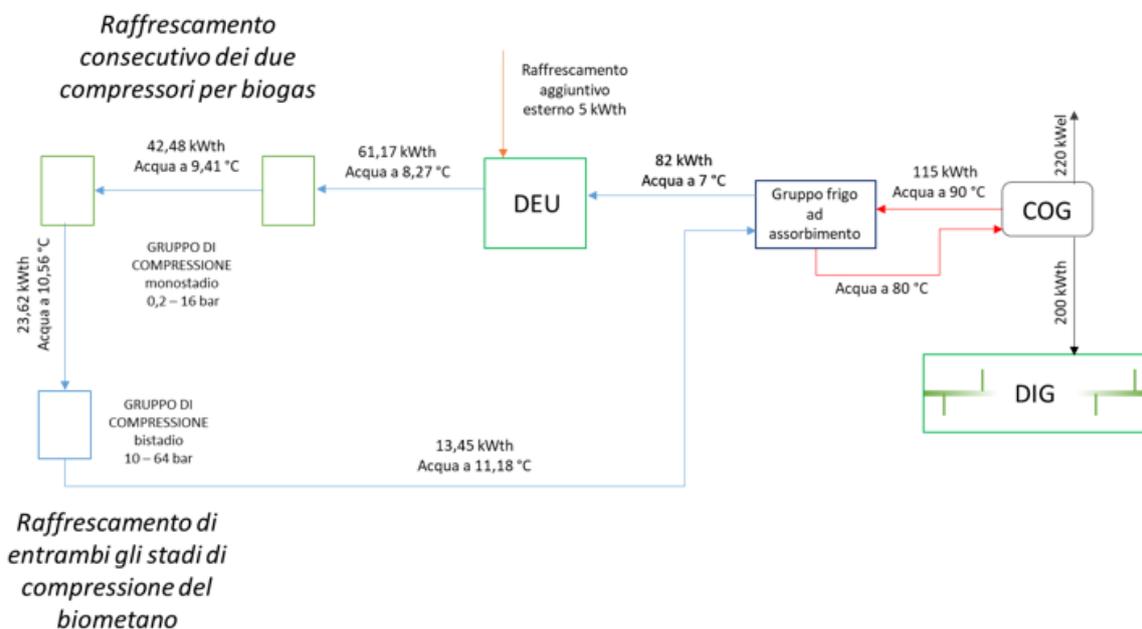


Figura 51 Schema di collegamento degli scambiatori di calore nel caso del secondo scenario

7 Valutazione tecnico - economica

Al fine di poter valutare la fattibilità della realizzazione di questi impianti per il recupero termico, è necessario effettuare una valutazione da un punto di vista economico e riportare alcune considerazioni. In primis si devono distinguere due differenti situazioni: la prima è quella in cui una parte del calore di cogenerazione andrebbe disperso in ambiente; la seconda situazione è legata all'utilizzo del gruppo frigo ad assorbimento per il recupero del calore di cogenerazione.

Come già ampiamente discusso, il biogas, una volta desolfurato, necessita obbligatoriamente di un processo di deumidificazione. Questo è possibile tramite l'utilizzo di un chiller tradizionale a compressione di vapore con azionamento elettrico. In base alle offerte tecniche ricevute sulla base dei dati di progetto forniti, la potenza media installata di questi gruppi frigo, che sfruttano, ad esempio, R134a o acqua glicolata al 30%, si aggira sui 14 kW_{el}.

Ulteriori consumi elettrici, legati esclusivamente al processo di raffreddamento dei compressori, sono dovuti ai ventilatori per la captazione dell'aria che viene utilizzata come fluido refrigerante. Bisogna, però, fare alcune precisazioni. Nei compressori, affinché funzionino in maniera corretta, è necessario iniettare dei fluidi lubrificanti. I dati riguardanti questi fluidi, generalmente oli, sono di difficile diffusione da parte dei fornitori in quanto sono ritenuti dati sensibili, pertanto non è stato possibile ricavare molte informazioni. Noto ciò è stato deciso di porre attenzione esclusivamente sul calore sviluppato dal biogas/biometano e sulla necessità di portare questi fluidi alla temperatura desiderata. Nel caso del compressore del biogas da 0.1 bar a 16 bar se si decidesse di utilizzare il compressore così come fornito direttamente dai produttori, il consumo legato al solo raffrescamento della macchina, senza tener conto dei consumi per la compressione in sé, in quanto si avrebbero comunque anche se si decidesse di utilizzare un circuito esterno per il raffrescamento, risulterebbe dal consumo dei ventilatori utilizzati per lo scambio aria/acqua. È stato valutato che il consumo elettrico di un singolo ventilatore è di circa 1.5 kW_{el}. Ogni compressore per il biogas è dotato di 3 ventilatori, per un consumo totale di 9 kW_{el}.

Per quanto riguarda, invece, il compressore per il biometano, anche in questo caso, i dati ricevuti dai produttori riguardano solo ed esclusivamente il biometano e non i fluidi di lubrificazione. Come per i compressori di biogas, i ventilatori per la captazione dell'aria per la refrigerazione sono installati sia per asportare calore al biometano che all'olio di lubrificazione. In totale, sono installati 2 ventilatori per un consumo totale di 3 kW_{el}.

Da quanto esposto, appare chiaro quindi che non tutti i ventilatori vengono sostituiti da scambiatori esterni, in quanto una parte di essi è necessaria per il raffreddamento del lubrificante. Sempre secondo quanto fornito dai produttori, il quantitativo di calore da asportare all'olio di lubrificazione è all'incirca pari a quello del rispettivo gas con cui lavora all'interno del compressore. Considerando tutto quanto appena esposto, dovremmo avere un consumo complessivo per il raffreddamento dei compressori, sia per il biogas che per il biometano, tramite ventilatori di 12 kW_{el}. Sostituendo metà di questi ventilatori con gli scambiatori alimentati dall'acqua refrigerata del gruppo frigorifero ad assorbimento, tale valore può essere dimezzato e portato a 6 kW_{el}. Quest'ultimo valore sommato al consumo del chiller per la deumidificazione permetterebbe di avere una riduzione della potenza richiesta di 20 kW_{el} complessivi.

Ultimo elemento da sottoporre ad analisi è il raffreddamento del biogas all'uscita del digestore anaerobico per portare la miscela alla temperatura ottimale per il desolfatore, nello scenario di base non è stata prevista alcuna tecnologia per la refrigerazione, per cui l'uso dell'acqua refrigerata sarebbe un elemento aggiuntivo che assicura il raggiungimento della temperatura voluta affinché il biogas sia nelle migliori condizioni per essere ripulito dall' H₂S.

Fatte queste considerazioni, è stato possibile sviluppare un'analisi di tipo energetico-economico in modo da capire quanto sia effettivamente sensato applicare quanto precedentemente esposto e, nel caso risultasse fattibile, capire quale delle due situazioni conviene sviluppare, quella in cui si refrigera i biogas all'uscita dal digestore, oppure la soluzione in cui si refrigera il biogas al compressore e poi il biometano.

E' stato stimato che l'impianto lavori per 8700 ore l'anno secondo quanto analizzato in fase di progettazione dello stesso, così da tener conto dei fermi manutentivi e non.

L'obiettivo è quello di calcolare quanto tempo si impiegherebbe a recuperare l'investimento, calcolando quindi il Pay Back Time.

Per effettuare questo calcolo è stato necessario valutare separatamente i due scenari.

Nel caso del *primo scenario* si eviterebbero i consumi del chiller e di un singolo ventilatore del biometano all'incirca, per un valore totale di 15.5 kW_{el}. Noto tale valore, all'anno potrebbero essere risparmiati ben 134850 kWh.

$$\text{Risparmio energia} = 8700 * 15.5 = 134850 \frac{\text{kWh}}{\text{anno}}$$

Prima di procedere con l'analisi, bisogna sottolineare che questa richiesta minore di energia elettrica non si può riflettere su una riduzione della potenza elettrica fornita dal cogeneratore poiché per prima cosa la riduzione è minima e poi anche perché, anche se fosse maggiore, una riduzione di taglia del motore a combustione interna porterebbe anche ad una riduzione del calore disponibile da fornire al gruppo frigo ad assorbimento e quindi quanto precedentemente esposto sugli scambi di calore verrebbe meno.

Per lasciare invariato tale sistema si suppone che questi 134850 kWh annui non provengano dal cogeneratore, ma dalla rete nazionale al costo medio di 12.7 c€/kWh. È previsto, infatti, che ci sia comunque un collegamento alla rete. Tale valore rispecchia i costi medi dell'energia elettrica negli ultimi anni per le grandi imprese. Si parla di grande impresa in quanto l'allaccio alla rete viene effettuato in media tensione considerando tutta la potenza richiesta dall'impianto.

Tale costo dell'energia elettrica è stato calcolato partendo dal PUN (Prezzo Unitario Nazionale), reperibile sul sito del GME, incrementato del 10% per tener conto del costo dell'energia e sommando gli oneri generali di sistema che, a partire dal 1° gennaio 2018, sono stati suddivisi in soli 4 componenti: ASOS, ovvero gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione, ARIM che sono i rimanenti oneri generali che inglobano tutte le precedenti componenti, ad eccezione della componente UC3 e UC6 che ancora oggi sono lasciate separate dalla precedente. La componente UC6 serve a coprire i costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, mentre la componente UC3 serve a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione.

Quindi, in definitiva, ogni anno sarebbe possibile risparmiare 17115.85 €/anno:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio}_{\text{annuo}} &= \text{Costo}_{\text{energia}} * \text{Energia}_{\text{risparmiata annualmente}} = 0.127 * 134850 \\ &= 17115.85 \text{ €/anno} \end{aligned}$$

Il costo di un gruppo frigo ad assorbimento di taglia da 82 kW_{th} si aggira attorno ai 100000 €, il tempo di ritorno dell'investimento sarebbe di 6 anni circa:

$$SPB_{time}^{16} = \frac{I}{R} = \frac{100000}{17115.85} \cong 5.8 \text{ anni}$$

I è l'investimento per l'acquisto del gruppo frigo espresso in [€], mentre R è il risparmio espresso in €/anno grazie all'utilizzo del gruppo frigo ad assorbimento.

La situazione cambia leggermente se si fa riferimento al *secondo scenario*, in cui si andrebbero a raffrescare tutti i compressori oltre che effettuare la deumidificazione, per cui si eviterebbe di impegnare una potenza pari a 20 kW_{el}, risparmiando annualmente 174000 kWh.

$$\text{Risparmio energia} = 8700 * 20 = 174000 \frac{kWh}{\text{anno}}$$

Così come fatto per il caso precedente, è stato calcolato il risparmio annuo in euro all'anno:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio}_{\text{annuo}} &= \text{Costo}_{\text{energia}} * \text{Energia}_{\text{risparmiata annualmente}} = 0.127 * 174000 \\ &= 22084.95 \text{ €/anno} \end{aligned}$$

Tale valore, considerando sempre lo stesso investimento per l'acquisto del gruppo frigo ad assorbimento, può essere recuperato in un tempo minore, così come riportato di seguito:

$$SPB_{time} = \frac{I}{R} = \frac{100000}{22084.95} \cong 4.5 \text{ anni}$$

Ciò vale solo se si considera il mero acquisto del gruppo frigo. In realtà bisogna tener conto anche del costo legato alla realizzazione degli scambiatori. Nel primo caso la potenza richiesta dal raffrescamento prima del desolfatore è abbastanza importante rispetto a tutte le altre per cui richiede uno scambiatore più grande, ma è l'unico richiesto oltre quello per la

¹⁶ SPB= Simple Pay Back time, tempo di ritorno dell'investimento.

deumidificazione che però è realizzato in entrambi i casi. Nel secondo scenario, invece, sono richiesti più scambiatori, ma di dimensioni più piccole, poiché le potenze impegnate sono nettamente inferiori alla precedente.

Per tenere conto di ciò, si è deciso di incrementare forfettariamente l'investimento del 30% per tener conto di questi oneri aggiuntivi, per cui il valore del PBT cambia assumendo i seguenti valori:

Primo scenario

$$SPB_{time} = \frac{I}{R} = \frac{130000}{17115.85} \cong 7.6 \text{ anni}$$

Secondo scenario

$$SPB_{time} = \frac{I}{R} = \frac{130000}{22084.95} \cong 5.9 \text{ anni}$$

Come si può vedere, la differenza di anni nel recupero dell'investimento è di circa 2 anni.

8 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi mette in luce le motivazioni che hanno spinto a incrementare la produzione di biometano con una serie di incentivi, soprattutto per il settore dell'autotrazione. Ridurre la dipendenza da paesi stranieri per la fornitura di gas naturale è un aspetto che non va assolutamente sottovalutato, in quanto ci sono in gioco delle variabili fortemente aleatorie, quale, in primis, le questioni politiche. Una qualsiasi incomprendione o problematica potrebbe portare ad una interruzione o riduzione negli approvvigionamenti energetici, senza i quali sarebbe molto difficile porre una soluzione immediata. Si possono generare delle problematiche tecniche, i cui tempi di risoluzione possono rivelarsi lunghi o insormontabili. La produzione propria di biometano, invece, secondo le modalità dell'impianto appena descritto, permette, tra le altre cose, non solo di provvedere autonomamente all'approvvigionamento energetico, ma anche di sfruttare una materia prima che diversamente crea non pochi problemi di gestione e smaltimento. In questo modo l'impianto contribuisce positivamente sulle emissioni nocive in ambiente.

Entrando poi nello specifico delle soluzioni tecniche proposte nel presente lavoro, si può evincere che, nonostante il calore a disposizione dal cogeneratore non sia un grosso quantitativo, è possibile comunque sfruttarlo. È vero che non si ha un risparmio molto elevato, ma è anche vero che in questo modo è possibile assicurare il raggiungimento delle temperature ottimali per la realizzazione dei vari processi di purificazione del biogas affinché questo raggiunga le condizioni migliori per l'immissione in rete.

Nel caso in cui si decidesse di procedere sull'uso del gruppo frigo ad assorbimento, bisognerebbe poi scegliere quale strada percorrere, ovvero bisognerebbe scegliere se raffreddare il biogas in uscita dal digestore per poi essere desolfurato o se raffreddare tutti i compressori per la sola quota sensibile del biogas e del biometano. Da quanto emerge dal paragrafo precedente, considerando anche gli oneri accessori, si ha un ritorno dell'investimento in 7 anni e mezzo circa o 6 anni a seconda di quale soluzione si scelga. Non sono certamente pochi anni, in quanto sono entrambi molto elevati, ma è anche vero che questa soluzione permette di controllare al meglio le condizioni operative, soprattutto il primo scenario in cui viene assicurato il raggiungimento dei 35 °C per la desolfurazione.

In effetti, vagliando bene le due soluzioni proposte, emerge che nel primo scenario si ha un tempo di ritorno dell'investimento sì più elevato che nel secondo caso, ma si sfrutta tutta la potenza termica che si ha a disposizione con l'acqua refrigerata o, nel caso non si volesse realizzare il terzo scambiatore di calore per refrigerare il biometano, si avrebbe comunque una

perdita di circa 5.6 kW_{th}, minore rispetto al secondo scenario in cui resterebbero inutilizzati ben 13.45 kW_{th}.

Nel caso dei compressori il raffrescamento è comunque possibile, con un piccolo ulteriore consumo di energia elettrica, mentre con il raffrescamento pre desolforatore si offrirebbe un controllo sul biogas che diversamente non si potrebbe avere. Emerge, dunque, che se si optasse per la realizzazione degli scambiatori secondo il primo scenario si offrirebbe un controllo aggiuntivo e non poco scontato

Si tratta di analisi primarie che necessitano certamente di ulteriori chiarimenti e approfondimenti da parte dell'azienda, ma permettono di inquadrare il problema nel suo complesso e capire quale dei due percorsi convenga seguire e approfondire nell'ottica di una possibile realizzazione dell'opera.

9 Bibliografia

- [1] The Core Writing Team Synthesis Report IPCC, Rajendra K. Pachauri, Leo Meyer, “*Climate Change 2014 Synthesis Report*”, 2015.
- [2] Life, European Commissions, “*Progetto RACES – Raising Awareness on Climate and Energy Saving*”, 2011.
- [3] Paul Chefurka, “*World Energy and Population – Trends to 2100*”, ottobre 2017.
- [4] Chakraborty, A. “*Internal World Bank study–biomass caused food crisis*”, The guardian, 2008.
- [5] Ralph E.H. Sims, Warren Mabee, Jack N. Saddler, Michael Taylor, “*An overview of second generation biofuel technologies*”, 5 dicembre 2009
- [6] Ralph Sims, Michael Taylor, Jack Saddler, Warren Mabee, “*From 1st- to 2nd-Generation Biofuel Technologies - An overview of current industry and RD&D activities*” IEA, International Energy Agency, Novembre 2008
- [7] Timothy Searchinger, Ralph Heimlich, R. A. Houghton, Fengxia Dong, Amani Elobeid, Jacinto Fabiosa, Simla Tokgoz, Dermot Hayes, Tun-Hsiang Yu, “*Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change*”, *Science*, 29 Febbraio 2008.
- [8] Luoma, J.R., “*Hailed as a miracle crop, Jatropha falls short of hype*”, The Guardian, 5 maggio 2009.
- [9] “*Sustainable Production of second generation Biofuels - Sustainable Production of second generation Biofuels*”, IEA, International Energy Agency, Febbraio 2010
- [10] Guido Collodi, Domenico Sanfilippo, “*Gassificazione*”, Enciclopedia degli idrocarburi, Treccani.
- [11] L. Genesio, C. Nati, G. Picchi, C. Sala, R. Farina, C. Valli “*Digestori anaerobici di biomasse*”.
- [12] Workshop “*Risparmio & Recupero energetico nella depurazione delle acque di scarico – Università La Sapienza, Roma, “Energia da biomasse. Il ruolo crescente della digestione anaerobica*”, novembre 2012.
- [13] Richa Kothari, A.K. Pandey, S. Kumar, V.V. Tyagi, S.K. Tyagi, “*Different aspects of dry anaerobic digestion for bio-energy: An overview*”, 31 luglio 2014.

- [14] Fernández J., Pérez M., Romero L.I., “*Effect of substrate concentration on dry mesophilic anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste (OFMSW)*”, 5 febbraio 2008.
- [15] Song Y.C., Kwon S.J., Woo J.H., “*Mesophilic and thermophilic temperature co-phase anaerobic digestion compared with single-stage mesophilic-and thermophilic digestion of sewage sludge*”, 2 marzo 2004.
- [16] Regional Information Service Centre for South East Asia on Appropriate Technology, “*Review of current status of Anaerobic Digestion Technology for treatment of MSW*”, Novembre 1998.
- [17] Tchobanoglous G, Theisen H, Vigil S., 1993 “*Integrated solid waste management*”, capitolo 9, New York, McGraw-Hill.
- [18] Richa Kothari, A.K. Pandey, S. Kumar, V.V. Tyagi, S.K. Tyagi, “*Different aspects of dry anaerobic digestion for bio-energy: An overview*”, 31 luglio 2014.
- [19] Lee D.H., Behera S.K., Kim J., Park H.S., “*Methane production potential of leachate generated from Korean food waste recycling facilities: a lab scale study*”, 2009.
- [20] Kim J., Park C., Kim T.H., Lee M., Kim S., Kim S.W., “*Effects of various pretreatments for enhanced anaerobic digestion with waste activated sludge*”, 2003.
- [21] Pirozzi F., d'Antonio G., Fabbricino M., Frunzo L., Luongo V., Panico A., Pontoni L., Race M., 2014, “*Sistema integrato di trattamento di reflui bufalini volto al recupero idrico ed al risparmio energetico*”, Salerno, Edizioni ASTER.
- [22] “*Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi Aspetti fondamentali, progettuali, gestionali, di impatto ambientale ed integrazione con la depurazione delle acque reflue*”, APAT, Manuali e linee guida 13/2005
- [23] Comitato Tecnico - GDL Digestione Anaerobica, “*L'integrazione tra la digestione anaerobica e il compostaggio*”, novembre 2006.
- [24] “*Documento piattaforma biometano*”, Rimini, novembre 2011
- [25] Eurostat, “*480 kg of municipal waste generated per person in the EU*”, 23 gennaio 2018.
- [26] Irimi Angelidaki, Laura Treu, Panagiotis Tsapeko, Gang Luo, Stefano Campanaro, Henrik Wenzel, Panagiotis G. Kougias, “*Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives*”, 3 febbraio 2018

[27] Revik Vardanjan, Aigars Laizans, Andris Jakovics, Stanislavs Gendelis, “*Biogas specific heat capacity variations during upgrading*”, maggio 2015.

10 Allegati

Allegato 1

Allegato 3 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 ottobre 2014

Parte A. Materie prime e carburanti che danno origine a biocarburanti contabilizzabili come avanzati

- 5.5.1.1 Alghe se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori.
- 5.5.1.2 Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'art.11, paragrafo 2, lettera a) della direttiva 2008/98/CE.
- 5.5.1.3 Rifiuto organico come definito all'art. 3, paragrafo 4 della direttiva 2008/98/CE, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'art. 3, paragrafo 11 di detta direttiva, ovvero rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e rifiuti simili prodotti dagli impianti dell'industria alimentare.
- 5.5.1.4 Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente allegato.
- 5.5.1.5 Paglia.
- 5.5.1.6 Concime animale e fanghi di depurazione.
- 5.5.1.7 Pece di tallolio.
- 5.5.1.8 Glicerina grezza.
- 5.5.1.9 Bagasse.
- 5.5.1.10 Vinacce e fecce di vino.
- 5.5.1.11 Gusci.
- 5.5.1.12 Pule.
- 5.5.1.13 Tutoli ripuliti dei grani di mais.
- 5.5.1.14 Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio.

5.5.1.15 Altre materie cellulosiche di origine non alimentare materiali che includono residui delle colture alimentari e della mangimistica (quali ad esempio paglia, bucce, gusci, foglie, steli, stocchi e tutoli di mais), colture dedicate a basso contenuto di amido (quali ad esempio Panicum Virgatum, Miscanthus Giganteus, Arundo Donax), residui di lavorazione industriale (quali ad esempio i residui di colture alimentari o della mangimistica, ottenuti a seguito di estrazione di oli vegetali, zuccheri, amidi e proteine) e materiali da rifiuti organici. Questi materiali sono composti principalmente da cellulosa ed emicellulosa.

5.5.1.16 Altre materie ligno-cellulosiche materiali composti da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali biomasse legnose forestali residuali (quali ad esempio quelle ottenute da pulizie dei boschi e manutenzioni forestali), colture dedicate legnose, residui e scarti dell'industria collegata alla silvicoltura, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura.

5.5.1.17 Combustibili rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica.

Parte B. Materie prime e carburanti che non danno origine biocarburanti contabilizzabili come avanzati

- a. Olio da cucina usato.
- b. Grassi animali classificati di categoria I e II in conformità del Regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 ottobre 2009, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (CE) n. 1774/2002 (regolamento sui sottoprodotti di origine animale)

Allegato 2

Fogli Excel di calcolo delle caratteristiche termodinamiche del biogas e del quantitativo d'acqua presente in esso.

CONDIZIONI MASSIME					
T_in biogas (°C)	35		T_out biogas (°C)	4	
VAPORE ACQUEO INGRESSO			VAPORE ACQUEO USCITA		
m (g/m3bio)=	43,48		m (g/m3bio)=	5,85	
m (kg/m3bio)=	0,04		m (kg/m3bio)=	0,01	
m' (kg/h) =	23,69		m' (kg/h) =	3,19	
Ingresso deumidificatore, condizioni massime					
	T_in (K) =	308,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	62%	190,65		1,53	0,69
Anidride carbonica	38%		3,08	0,85	1,84
Ossigeno	0,10%		3,08	0,83	1,33
Vapore acqueo	3,85%		3,08	1,87	0,04
Biogas				1,34	1,13
Uscita deumidificatore, condizioni massime					
	T_out (K) =	277,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	62%	190,65		1,62	0,69
Anidride carbonica	38%		2,77	0,82	1,84
Ossigeno	0,10%		2,77	0,83	1,33
Vapore acqueo	0,52%		2,77	1,87	0,01
Biogas				1,32	1,13
Q sensibile BIOGAS (kW)=	12,53				
Q latente (kW)=	13,27				
Q sensibile acqua	0,74				
Q tot (kW)=	26,54				
COP=	3,00				
Qchiller (kW)=	8,85				

ρ (kg/m ³) BIOGAS	PORTATA BIOGAS UMIDO (kg/h)	PORTATA BIOGAS SECCO (kg/h)	
1,13	615,85	592,16	
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,049
	0,044	0,189	1,040
	0,016	0,520	1,347
2418,80	0,018	0,461	2,336
			1,755
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,139
	0,044	0,189	1,005
	0,016	0,520	1,353
2991,30	0,018	0,461	2,336
			1,719

CONDIZIONI MINIME					
T_in biogas (°C)	35		T_out biogas (°C)	4	
VAPORE ACQUEO INGRESSO			VAPORE ACQUEO USCITA		
m (g/m3bio)=	43,48		m (g/m3bio)=	5,85	
m (kg/m3bio)=	0,04		m (kg/m3bio)=	0,01	
m' (kg/h) =	21,81		m' (kg/h) =	2,94	
Ingresso deumidificatore, condizioni minime					
	T_in (K) =	308,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	52%	190,65		1,53	0,69
Anidride carbonica	48%		3,08	0,85	1,84
Ossigeno	0,10%		3,08	0,83	1,33
Vapore acqueo	3,50%		3,08	1,87	0,04
Biogas				1,27	1,24
Uscita deumidificatore, condizioni minime					
	T_out (K) =	277,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	52%	190,65		1,62	0,69
Anidride carbonica	48%		2,77	0,82	1,84
Ossigeno	0,10%		2,77	0,83	1,33
Vapore acqueo	0,47%		2,77	1,87	0,01
Biogas				1,24	1,24
Q sensibile BIOGAS (kW)=	12,28				
Q latente (kW)=	12,22				
Q sensibile acqua	0,68				
Q tot (kW)=	25,18				
COP=	3,00				
Qchiller (kW)=	8,39				

ρ (kg/m ³) BIOGAS	PORTATA BIOGAS UMIDO (kg/h)	PORTATA BIOGAS SECCO (kg/h)	
1,24	623,24	601,43	
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,049
	0,044	0,189	1,040
	0,016	0,520	1,347
2418,80	0,018	0,461	2,336
			1,649
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,139
	0,044	0,189	1,005
	0,016	0,520	1,353
2991,30	0,018	0,461	2,336
			1,608

Allegato 4

Fogli Excel di calcolo delle caratteristiche termodinamiche del biogas in uscita da digestore fino alla temperatura di 35 °C richiesta al desolforatore.

CONDIZIONI MASSIME					
T_in biogas (°C)	55		T_out biogas (°C)	35	
VAPORE ACQUEO INGRESSO			VAPORE ACQUEO USCITA		
m (g/m3bio)=	126,70		m (g/m3bio)=	43,48	
m (kg/m3bio)=	0,13		m (kg/m3bio)=	0,04	
m' (kg/h) =	69,05		m' (kg/h) =	23,69	
<i>Ingresso deumidificatore, condizioni massime</i>					
	T_in (K) =	328,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	62%	190,65		1,48	0,69
Anidride carbonica	38%		3,28	0,87	1,84
Ossigeno	0,10%		3,28	0,83	1,33
Vapore acqueo	11,21%		3,28	1,88	0,04
Biogas				1,46	1,13
<i>Uscita deumidificatore, condizioni massime</i>					
	T_out (K) =	308,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m3)
Metano	62%	190,65		1,53	0,69
Anidride carbonica	38%		3,08	0,85	1,84
Ossigeno	0,10%		3,08	0,83	1,33
Vapore acqueo	3,85%		3,08	1,87	0,01
Biogas				1,34	1,13
Q sensibile BIOGAS (kW)=	17,82				
Q latente (kW)=	29,56				
Q sensibile acqua	1,05				
Q tot (kW)=	48,43				
COP=	3,00				
Qchiller (kW)=	16,14				

ρ (kg/m ³) BIOGAS	PORTATA BIOGAS UMIDO (kg/h)	PORTATA BIOGAS SECCO (kg/h)	
1,13	615,85	546,80	
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,000
	0,044	0,189	1,061
	0,016	0,520	1,348
2370,80	0,018	0,461	2,338
			1,905
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,049
	0,044	0,189	1,040
	0,016	0,520	1,347
2418,80	0,018	0,461	2,336
			1,755

CONDIZIONI MINIME					
T_in biogas (°C)	55		T_out biogas (°C)	35	
VAPORE ACQUEO INGRESSO			VAPORE ACQUEO USCITA		
m (g/m ³ bio)=	126,70		m (g/m ³ bio)=	5,85	
m (kg/m ³ bio)=	0,13		m (kg/m ³ bio)=	0,01	
m' (kg/h) =	63,57		m' (kg/h) =	2,94	
Ingresso deumidificatore, condizioni minime					
	T_in (K) =	328,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m ³)
Metano	52%	190,65		1,48	0,69
Anidride carbonica	48%		3,28	0,87	1,84
Ossigeno	0,10%		3,28	0,83	1,33
Vapore acqueo	10,20%		3,28	1,88	0,04
Biogas				1,38	1,25
Uscita deumidificatore, condizioni minime					
	T_out (K) =	308,15			
	%	T critica (K)	θ	Cv (kJ/kg/K)	ρ (kg/m ³)
Metano	52%	190,65		1,53	0,69
Anidride carbonica	48%		3,08	0,85	1,84
Ossigeno	0,10%		3,08	0,83	1,33
Vapore acqueo	0,47%		3,08	1,87	0,01
Biogas				1,21	1,24
Q sensibile BIOGAS (kW)=	21,43				
Q latente (kW)=	39,89				
Q sensibile acqua	1,41				
Q tot (kW)=	62,73				
COP=	3,00				
Qchiller (kW)=	20,91				

ρ (kg/m ³) BIOGAS	PORTATA BIOGAS UMIDO (kg/h)	PORTATA BIOGAS SECCO (kg/h)	
1,24	623,24	559,67	
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,000
	0,044	0,189	1,061
	0,016	0,520	1,348
2370,80	0,018	0,461	2,338
			1,790
Calore latente r (kJ/kg)	PM (kg/mol)	R* (kJ/kg/K)	Cp (kJ/kg/K)
	0,016	0,518	2,049
	0,044	0,189	1,040
	0,016	0,520	1,347
2418,80	0,018	0,461	2,336
			1,578

Allegato 6

Fogli Excel di calcolo per la valutazione del PBT.

Potenza elettrica chiller		Potenza elettrica ventilatori		Compressore biogas (x2)		Compressore biometano		Costo gruppo frigo ad assorbimento		Costo gruppo frigo ad assorbimento + oneri		
14	kWel	Singolo ventilatore	1,5	kWel	n. ventilatori	3	n. ventilatori	2	100000	€	130000	€
121800	kWh/anno	TOT oli+biogas	12	kWel	TOT. Due compressori	6						
		TOT solo biogas	6	kWel	Consumo per compressore	4,5						
h	8700						MEDIA TENSIONE					
		PUN medio [€/MWh]	PUN medio [€/kWh]	PUN medio [€/kWh]	PUN +10% [€/kWh]	PUN +10% [€/kWh]	Ass [€/kWh]	Arim [€/kWh]	UC3 [€/kWh]	ONERI GENERALI	costo [€/kWh]	
PRIMO SCENARIO												
		69,85	0,06985	6,985	7,6835	0,076835	4,7539	0,2261	0,029	5,009	12,6925	
<p>Si risparmia sul chiller e 1 ventilatore del compressore del biometano per un totale di 15 kWel. Si devono realizzare 3 scambiatori, di cui uno per una potenza attorno i 55 kWh</p>												
TOT risparmio	15,5	kWel	Costo energia elettrica		Risparmio tot sull'energia elettrica		PBT					
TOT risparmio	134850	kWh	12,6925	€/kWh	17115,83625	€/anno	5,8	anni				
			0,126925	€/kWh	Risparmio tot sull'energia elettrica con oneri		PBT					
					17115,83625	€/anno	7,6	anni				
SECONDO SCENARIO												
<p>Si risparmia sul chiller e 4 ventilatori dei compressori del biometano e del biogas per un totale di 20 kWel. Si devono realizzare 5 scambiatori di cui 2 di piccole dimensioni.</p>												
TOT risparmio	20	kWel	Costo energia elettrica		Risparmio tot sull'energia elettrica		PBT					
TOT risparmio	174000	kWh/anno	12,6925	€/kWh	22084,95	€/anno	4,5	anni				
			0,126925	€/kWh	Risparmio tot sull'energia elettrica con oneri		PBT					
					22084,95	€/anno	5,9	anni				

Ringraziamenti

Le prime persone che desidero ringraziare siete voi mamma e papà, per il vostro immancabile sostegno. Un semplice grazie non basta, se sono qui oggi è grazie a voi.

Grazie mamma per avermi sempre spronato e per aver creduto in me, e grazie a te papà per avermi insegnato a combattere e a non arrendermi mai, anche quando sembra ci siano ostacoli insormontabili. Siete la mia vita e il mio amore infinito.

Grazie a Cocco e Faio, i miei compagni di vita, i miei amici più fidati. Senza voi tutto sarebbe stato più noioso. Siete stati i miei più grandi tifosi e sostenitori, non oso immaginare la mia vita senza voi. Non servono molte parole, voi sapete già tutto, da sempre e per sempre.

Grazie a te Riccardo, che riempi le mie giornate con amore incondizionato e infinita allegria. Abbiamo percorso questa strada mano nella mano, senza mai separarci, e non mi hai mai fatto mancare il tuo sostegno, soprattutto nei momenti più difficili, che solo tu conosci. Hai asciugato ogni mia lacrima, ma soprattutto hai accompagnato ogni mio sorriso con il tuo. Non potevo ricevere dono più bello dalla vita. Grazie di essermi accanto sempre.

Grazie a Lucia e Valentina, su cui posso contare come sorelle. Non potevo chiedere di più.

Grazie a Donatella e Sandro, persone splendide che spero possano essere per sempre la mia seconda famiglia.

Grazie a tutta la mia grande famiglia, che in un modo o nell'altro è sempre stata dalla mia parte. Grazie anche agli assenti e alle persone ormai distanti, anche da loro ho imparato tanto.

Grazie a tutti i miei amici, vicini e lontani, per tutti gli esami preparati insieme, per tutta l'ansia condivisa, per le giornate che mi avete regalato. Grazie a Lorenzo, Simone, Stefano, Pablo, Virginia, Ornella, Steo, Teo, Guglielmo, Francesco, Marialaura, Alessandro, Marco e Francesca.

Grazie a te Viky, amica inseparabile da ormai una vita.

Grazie al mio relatore il Prof. M. Masoero per avermi dato la possibilità di conoscere la grande famiglia Ferplant che ringrazio profondamente per i mesi trascorsi insieme e per il sostegno nel portare avanti questo lavoro di tesi.

Infine vorrei ringraziare me stessa, per il coraggio e la tenacia che non pensavo di possedere.